

**Énergies
et
matières premières**

**Rapport annuel
1997**

Ministère de l'Économie,
des Finances et de l'Industrie



Secrétariat
d'État à l'Industrie

Direction générale de l'énergie et des matières premières

Si je n'en retenais qu'un...

Claude Mandil

Directeur Général de l'Energie
et des matières premières

L'année 1997 aura été, sur la scène énergétique et minière française, riche en événements marquants :

- le choix du gouvernement de faciliter la création d'une usine métallurgique dans la province Nord (à majorité mélanésienne) de Nouvelle Calédonie, et les difficiles négociations qui ont suivi pour trouver une solution qui ne compromette pas le développement d'Eramet
- l'annonce par M. Lionel Jospin, dans sa déclaration de politique générale, de la fermeture de Superphénix ;
- la signature par Total d'un important contrat gazier avec l'Iran, malgré l'embargo américain ;
- la découverte par Elf de grands gisements pétroliers au large de l'Angola et du Congo;
- et, last but not least, l'adoption par le conseil énergie du 8 décembre d'une directive "marché intérieur du gaz" qui, sur les points essentiels que sont la préservation du service public et la sécurité d'approvisionnement à long terme, répond pleinement à nos préoccupations.

Pourtant, si je devais ne retenir de cette année qu'un seul événement, ce serait la conférence de Kyoto sur la prévention du changement climatique.

Demi-échec ou demi-succès ?

Les naïfs s'étonneront qu'à Kyoto, les pays qui se sont le moins engagés à réduire leurs émissions soient parmi les plus gros émetteurs de gaz à effet de serre par habitant.

Les esprits réalistes s'interrogeront sur les chances qu'ont ces engagements d'être tenus en l'absence d'un mécanisme de sanctions, et espéreront que l'accord qui n'a pu être trouvé sur ce point clé à Kyoto le sera à Buenos Aires, lors de la conférence suivante.

Les esprits logiques, enfin, observeront que dans les prochaines décennies, la croissance des émissions mondiales serait de toutes façons essentiellement venue du développement économique de pays comme la Chine et l'Inde. Et ils se demanderont si, en faisant l'impasse sur les émissions des pays en voie d'industrialisation, Kyoto n'est pas passé à côté du véritable problème.

Il n'empêche... Cette conférence où, pour la première fois, les Etats-Unis ont accepté de réduire leurs émissions, marque une étape importante dans le lent processus de prise en compte de l'effet de serre dans nos politiques énergétiques.

Un renforcement de la politique énergétique

Au moment où l'abondance et le bas prix du pétrole pourraient donner la tentation du laxisme énergétique, il est frappant de constater à quel point la volonté actuelle du gouvernement de lutter contre le chômage et son souci de prévenir un changement climatique rejoignent les motivations qui ont fondé la politique énergétique française : l'indépendance énergétique et l'amélioration de la balance commerciale. Que l'on cherche en effet à limiter notre exposition au risque de conflits au Moyen-Orient ou chez nos fournisseurs de gaz, à remplacer une énergie fossile importée par de la matière grise, de la main d'oeuvre et des équipements français ou à réduire nos émissions de gaz à effet de serre, les solutions sont identiques : maîtrise de la demande, développement des énergies renouvelables, recours au nucléaire.

Nul ne sait quel sera le contexte énergétique dans une dizaine d'années, quand se posera la question du renouvellement du parc nucléaire français, sans lequel nos émissions actuelles de gaz carbonique seraient supérieures d'au moins 50 %. Mais on peut raisonnablement imaginer que la France sera alors entrée dans un processus, lent peut-être mais irréversible, de réduction de ses émissions et aura engagé une politique active de maîtrise de la demande et d'énergies renouvelables pour compenser les effets mécaniques de la croissance économique et démographique sur sa consommation énergétique.

Dans un tel cas de figure, il pourrait être très difficile de faire accepter par l'opinion publique les restrictions supplémentaires, notamment en matière de transports et de chauffage, que nécessiterait le remplacement du parc nucléaire par des centrales à énergie fossile.

Aussi comprend-on la volonté du gouvernement de préparer l'avenir par une politique énergétique équilibrée, jouant la carte de la maîtrise de la demande et des énergies renouvelables mais se donnant en même temps, avec la création de laboratoires souterrains, le redémarrage de Phénix et l'intensification des recherches sur l'entreposage en surface, tous les moyens de traiter le problème des déchets radioactifs et de laisser au pouvoir politique de demain la liberté de poursuivre l'option nucléaire s'il le désire.



ASC.

Sommaire

Le développement énergétique durable	11
<i>Le développement énergétique durable</i>	11
<i>Kyoto</i>	12
<i>IPEEFI</i>	14
<i>La politique de développement des véhicules alternatifs</i>	15
L'énergie nucléaire	19
<i>Les conditions d'un développement durable de l'énergie nucléaire</i>	21
L'électricité	25
<i>Le contrat d'entreprise État-EDF</i>	27
<i>L'amélioration de la sécurité à l'aval des barrages</i>	28
<i>Les conditions d'achat de l'électricité aux producteurs indépendants</i>	30
<i>L'informatisation du régime spécial de sécurité sociale des industries électriques et gazières</i>	31
Le gaz	33
<i>1997 : grandes manoeuvres avant l'ouverture du marché du gaz</i>	35
Le charbon	41
<i>Charbon propre : un succès de la technologie française</i>	43
<i>La fermeture des sites de La Mure, Carmaux et Forbach</i>	44
Les produits pétroliers	45
<i>Les progrès de la technologie pétrolière : l'exemple de l'offshore profond</i>	47
<i>La directive qualité des carburants : les enjeux industriels</i>	51
<i>La diversification des arsenaux vers l'offshore pétrolier : l'exemple de Brest</i>	55

Les matières premières	57
<i>Nouvelle-Calédonie : un domaine minier convoité</i>	59
<i>Les transports transfrontaliers de résidus métalliques et... la sémantique</i>	63
<i>Mines de potasse d'Alsace : signature de l'accord sur l'avenir du personnel</i>	64
<i>L'après-mine</i>	65
<i>Le code minier des départements d'Outre-Mer</i>	66
L'essentiel en 10 graphiques	67
<i>L'énergie en 1997</i>	69
<i>La production métallurgique des principaux groupes français</i>	71
Organigramme de la direction générale de l'énergie et des matières premières	73
Liste des publications	81

Le développement énergétique durable

La politique de maîtrise de l'énergie et de développement des énergies renouvelables à fait l'objet d'un numéro spécial de la lettre trimestrielle "Énergies et Matières premières", paru quelques semaines avant ce rapport annuel. Nous ne reviendrons donc pas sur ces sujets et nous bornerons à évoquer ici :

- l'accord de Kyoto sur la lutte contre l'effet de serre ;
- une procédure de soutien à nos exportations dans les domaines de la maîtrise de l'énergie et des énergies renouvelables ;
- la politique de développement des véhicules alternatifs.

Lutte contre l'effet de serre : Le protocole de Kyoto

La troisième Conférence des Parties signataires de la convention cadre des Nations-Unis sur le changement climatique s'est tenue à Kyoto (Japon) du 1er au 10 décembre 1997. 161 pays, 15 organisations intergouvernementales et 236 organisations non gouvernementales y étaient représentés.

Elle avait principalement pour objet d'arrêter les mesures à prendre pour réduire à l'horizon 2010 les émissions mondiales de gaz à effet de serre.

Au terme de 10 jours de négociations particulièrement difficiles un protocole additionnel (dit protocole de Kyoto) à la convention de Rio sur le changement climatique a été adopté. Il n'entrera toutefois en vigueur qu'après ratification.

Des objectifs ambitieux de réduction des émissions

Le protocole de Kyoto fixe pour les pays industrialisés des objectifs différenciés de réduction : -8 % pour l'Union européenne, -7% pour les USA, -6 % pour le Japon et le Canada, 0 % pour la Russie et l'Ukraine, mais +8 % pour l'Australie et +10 % pour l'Islande...

Ces objectifs concernent l'ensemble des six gaz à effet de serre (CO₂, CH₄, N₂O mais aussi HFC, PFC et SF₆) et seront calculés en moyenne sur la période 2008 - 2012 par rapport à 1990.

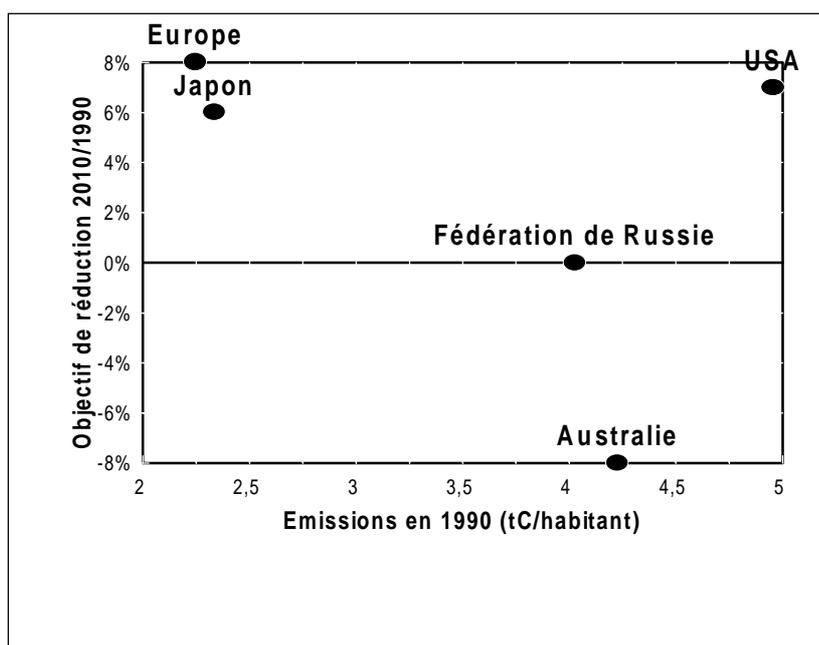
Ils appellent trois observations :

-malgré les pressions américaines, les pays en développement, même les plus émetteurs de CO₂ (Inde, Chine...) ne sont astreints à aucun objectif de réduction ;

-la différenciation retenue ne consistera pas à faire supporter les plus grands efforts par les pays les plus pollueurs. Elle ne contribue donc pas à faire converger les taux d'émission par habitant ou par point de PIB, ce qui aurait été souhaitable pour des raisons d'équité. Elle ne fait que traduire les rapports de force dans la négociation.

-il s'agit d'objectifs très ambitieux qu'il sera particulièrement difficile de satisfaire. Ainsi, compte-tenu de l'évolution de leurs émissions de gaz à effet de serre de 1990 à aujourd'hui (+ 10 %), c'est un effort de réduction de 17 % que les USA devront en fait réaliser en 13 ans. Un tel taux de réduction n'a été constaté que dans des circonstances exceptionnelles telles que les périodes de crise qui ont suivi les chocs pétroliers.

Emissions de CO2 par habitant



Des mécanismes de flexibilité

Le protocole de Kyoto prévoit trois dispositifs de “flexibilité” destinés à permettre aux Parties qui ne pourraient pas réduire leurs émissions par des mesures internes de satisfaire néanmoins leurs engagements en finançant des actions de réduction dans d’autres pays.

Le principe d’achat de droits d’émission (permis négociables) a été retenu. Toutefois, la mise en oeuvre effective de ce mécanisme reste subordonnée à la définition de règles de fonctionnement qui devraient être adoptées lors de la prochaine conférence des Parties.

Par ailleurs, la possibilité de se prévaloir de réductions d’émissions engendrées par un investissement réalisé dans un autre pays industrialisé (application conjointe) ou dans un pays en développement (mécanisme dit de développement propre) a été retenue dans son principe. Il reste à en arrêter les modalités de fonctionnement.

Contrôle et sanction

Le protocole de Kyoto stipule enfin que la prochaine Conférence précisera les mesures à prendre à l’encontre des Parties qui ne respecteraient pas leurs engagements. On peut craindre en effet qu’en l’absence de sanctions significatives, les Parties ne consentent pas les efforts considérables nécessaires au respect des objectifs qui leur sont assignés.

Quels objectifs pour la France ?

L’Union européenne est parvenue, malgré des attaques réitérées, à maintenir sa position d’un objectif global européen et non d’un objectif pays par pays. Toutefois, l’objectif fixé à - 8 %, est en réalité beaucoup plus contraignant que les - 10 % proposés antérieurement par l’Union européenne car les modalités de calcul diffèrent (intégration de trois nouveaux gaz dont l’usage est en croissance rapide, moindre prise en compte de la captation du CO₂ par la forêt).

Le Conseil Environnement, à qui il revient de fixer les objectifs pays par pays à l’intérieur de la “bulle européenne”, s’est déjà penché sur cette répartition lorsque, en mai 1997, il avait avancé l’objectif global de - 10 %. La France, particulièrement peu émettrice en raison de sa production d’énergie nucléaire, s’était alors vu assigner un simple objectif de stabilisation (0 %) de ses émissions.

Il ne faut pas se cacher que, malgré la vigoureuse relance de la politique de maîtrise de l’énergie et de développement des énergies renouvelables récemment décidée par le

gouvernement, cet objectif de stabilisation sera très difficile à tenir compte tenu de la croissance économique que l’on prévoit au moins égale à 2 % (moyenne des dix dernières années). La France ne peut, en effet, contrairement à l’Allemagne ou au Royaume-Uni, fortes consommatrices de charbon, espérer remplacer largement ce dernier par du gaz naturel, moins émetteur de CO₂. Elle ne peut non plus espérer augmenter sensiblement la part du nucléaire ou de l’hydraulique dans sa production d’électricité puisque ces deux énergies représentent déjà plus de 90 % de la production nationale.

La France sera donc conduite, elle aussi, à utiliser largement les mécanismes de flexibilité. D’où l’importance d’en définir les règles de façon claire et équitable. ■

IPEEFI : l'effet multiplicateur

Concilier croissance économique et développement durable

Les objectifs de croissance économique des pays du Sud et de l'Est et la nécessité de préserver l'environnement de la planète ont conduit les pays développés à soutenir les économies d'énergie et à encourager l'emploi des énergies renouvelables dans les pays en développement.

Ce soutien se concrétise sous la forme d'aides financières multilatérales au travers d'organismes financiers internationaux tels que la banque mondiale, la BERD (banque européenne pour la reconstruction et le développement), le PNUD (programme des Nations-Unies pour le développement), le fonds de l'environnement mondial et par diverses initiatives de l'Union européenne.

Aider les entreprises du secteur à exporter leur savoir-faire et leurs produits

Pour aider leurs entreprises à tirer parti des marchés qui s'ouvrent grâce à ces financements, de nombreux pays ont mis en place des dispositifs d'aide en amont.

S'inspirant de leur exemple, la DGEMP a créé en 1994 la procédure IPEEFI (identification de projets énergétiques éligibles à des financements internationaux) et en a confié la gestion à l'Ademe.

Cette procédure permet de financer jusqu'à 70 % - et dans la limite de 250 000 F par dossier - les travaux engagés par des industriels ou des bureaux d'études pour répondre à des appels d'offres internationaux en matière de maîtrise de l'énergie ou d'énergies renouvelables.

L'aide est remboursable en cas de succès, c'est-à-dire si elle induit, dans les 4 ans, un financement international au moins égal à dix fois son montant.

Les retombées d'IPEEFI

Une évaluation de la procédure a été réalisée par l'Ademe. Elle a porté sur les 61 dossiers soutenus de 1994 à 1996.

Il en ressort que, sur les 20 projets de 1994, 25 % remplissaient, fin 97, les conditions de succès (obtention de financements internationaux supérieurs à dix fois le montant de l'aide IPEEFI) et que 15 % étaient en bonne voie pour les remplir. Ces chiffres sont tout à fait en ligne avec ceux de l'ensemble de la période 1994-1996 pour laquelle on trouve 39 % de succès probables, 26 % d'échecs probables, le reste étant encore incertain.

Les 8 dossiers dont le succès est acquis à ce jour représentent un total de 85 MF de financements internationaux pour 1,66 MF de subventions, soit un effet multiplicateur de 50. Avec l'hypothèse - prudente - d'un taux de succès limité à 40 %, le ratio entre le budget de la procédure de l'IPEEFI et le chiffre d'affaires induit à l'export serait de l'ordre de 1 à 20. ■

Le tiercé gagnant

Trois dossiers illustrent particulièrement l'effet multiplicateur d'IPEEFI ; il s'agit de ceux :

- * *du bureau d'étude Archimèdes* pour l'implantation au Vietnam, en "joint-venture", d'usines de soie économes en énergie et utilisant l'eau chaude solaire : 30 MF de financements obtenus pour une aide de 150 kF en 1994.
- * *de la Compagnie Générale de Chauffe* pour la rénovation et la gestion du chauffage urbain de Sofia en Bulgarie : 28,42 MF de financements obtenus pour une aide de 150 kF en 1996.
- * *de la Compagnie Française de Géothermie* pour le réseau de chaleur urbain de la ville de Kosice en Slovaquie : 13 MF de financements obtenus pour une aide de 200 kF en 1996.

La politique de développement des véhicules alternatifs

Dans la plupart des villes occidentales, la voiture est aujourd'hui et, de très loin, le premier mode de transport. Le revers de la médaille est que la circulation automobile est source de pollution de l'air, de bruit et d'encombrements, inconvénients auxquels une partie de plus en plus importante de l'opinion publique se montre sensible.

Face à cette situation, les gouvernements successifs ont, depuis quelques années, favorisé par diverses mesures le développement des véhicules propres ou véhicules alternatifs : véhicules électriques, véhicules au gaz naturel (GNV) et véhicules au gaz de pétrole liquéfié (GPLc). Ces véhicules ont le double avantage de répondre au problème de pollution et de permettre une diversification énergétique.

Le dispositif actuel en faveur des véhicules alternatifs

Le dispositif actuel regroupe un certain nombre de dispositions incitatives :

- le maintien des taxes parafiscales sur les carburants gazeux à un niveau beaucoup plus bas que pour les autres carburants ;
- le remboursement de la TVA sur les carburants gazeux et l'électricité consommés par ce type de véhicule ;
- la possibilité aux conseils généraux de les exonérer totalement ou partiellement de la vignette ;
- l'attribution de la future pastille verte permettant à ces véhicules de circuler lors des restrictions de circulation mises en oeuvre pour lutter contre les pics de pollution.

De plus, la loi sur l'air et l'utilisation rationnelle de l'énergie du 30 décembre 1996 prévoit pour les véhicules alternatifs une exonération de la taxe sur les véhicules de société ainsi qu'un amortissement exceptionnel sur 12 mois pour l'acquisition de véhicules et des équipements

nécessaires tels que, par exemple, les matériels destinés au stockage, à la compression et la distribution du GNV ou encore les installations de charge des véhicules électriques.

Par ailleurs, cette loi fait obligation aux personnes publiques (Etat, établissements publics, collectivités territoriales) d'acquérir au minimum 20 % de véhicules alternatifs lors du renouvellement de leur flotte. Un décret d'application, préparé par la DGEMP en lien avec la direction générale des stratégies industrielles et les autres ministères concernés est en examen au Conseil d'Etat.

Enfin, cette loi prévoit également certains remboursements des taxes parafiscales sur le GNV et le GPLc en faveur des taxis et des exploitants de transports publics urbains (autobus).

Les véhicules électriques

Ce type de véhicule présente un double avantage en matière d'environnement : il ne contribue pratiquement pas à la pollution atmosphérique (l'électricité utilisée en France est à 90 % d'origine nucléaire ou hydraulique) et est parfaitement silencieux, ce qui le rend idéal pour les centres urbains.

En terme de sécurité et de confort, la souplesse qu'il procure tendrait selon certaines études à rendre le conducteur moins agressif et à réduire les accidents.

Cependant, il présente aujourd'hui deux inconvénients : un coût de fabrication encore élevé en raison d'une production en petites séries et une autonomie limitée, avec les batteries actuelles, à 80 km. Cette autonomie est toutefois compatible avec un très grand nombre de déplacements urbains professionnels (sociétés, services publics, professions libérales, ...).

Les aides financières à l'acquisition, qui permettent de rapprocher le prix d'achat du véhicule de celui de son équivalent thermique, n'ont pas permis de faire décoller le marché. Aujourd'hui, seulement un peu plus de 3000

véhicules ont été vendus dont un tiers à EDF, et l'année 1997 s'est avérée décevante au niveau des ventes.

Pour relancer ce marché, les constructeurs ont entrepris d'adapter plus étroitement leur offre aux besoins des clients cibles que sont les flottes captives de sociétés, de services publics ou de collectivités locales, plutôt tournées vers des voitures de bas de gamme de type "société". De plus, un effort important est prévu par EDF pour réduire le prix de la location des batteries et développer des bornes de recharges (notamment rapides) sur le domaine public.

Les véhicules au gaz naturel

Le GNV est un carburant propre dont les émissions de polluants classiques sont particulièrement réduites et celles de soufre et de particules solides pratiquement négligeables.

Le GNV, comme le GPLc, peut être utilisé en bicarburation pour les véhicules à essence munis d'un dispositif d'adaptation permettant au chauffeur de passer sur l'un ou l'autre des carburants. Pour les véhicules à moteur diesel (autobus, poids lourds), la bicarburation n'est pas possible et le moteur doit être transformé pour accepter le GNV. Ainsi par exemple, RVI commercialise son autobus urbain AGORA en deux versions : une version diesel et une version GNV.

L'inexistence d'un réseau de distribution pour ce carburant nécessite, pour chaque flotte, la mise en place de stations d'avitaillement (stockage, compression, distribution) coûteuses notamment si l'on souhaite obtenir des temps de remplissage des véhicules courts. De plus, les véhicules fonctionnant au GNV doivent être équipés de réservoirs aptes à stocker du gaz sous forte pression (200 bars).

Compte tenu de ces spécificités, la niche de développement à court et moyen terme de cette filière semble résider dans les autobus et les véhicules de service qui peuvent supporter la charge supplémentaire des réservoirs et qui sont attachés à un dépôt.

Un appel à candidature lancé en novembre 1997 auprès des collectivités locales pour participer au programme pilote autobus GNV, a permis de sélectionner plusieurs villes dont les projets prévoient la mise en oeuvre d'au moins 6

autobus GNV en 1998. Ces villes bénéficieront d'un financement de l'Etat en complément d'aides publiques locales.

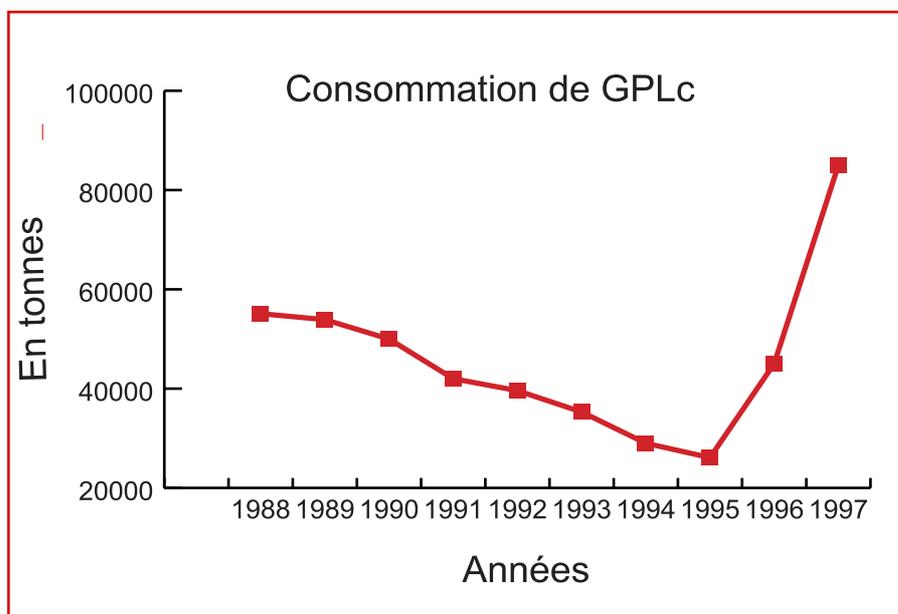
Ainsi, outre les 50 autobus GNV qui vont être commandés par la RATP dans le cadre de la modernisation de sa flotte, ce sont près de 70 autres autobus qui devraient être mis en service en 1998 et 1999 par les différentes villes retenues dans le programme pilote autobus GNV.

Enfin, GDF et Air Liquide se sont associés dans le cadre d'une filiale commune pour proposer à leurs clients un service clé en mains comprenant la construction de la station d'avitaillement, la fourniture de gaz et l'entretien des équipements.

Les véhicules au gaz de pétrole liquéfié

Constitué d'un mélange de butane et de propane à l'état liquide sous faible pression, le GPLc permet des opérations de ravitaillement des véhicules en station service comparables à celles des carburants classiques. De plus, ses caractéristiques en matière d'émissions en font, comme pour le GNV, un carburant propre.

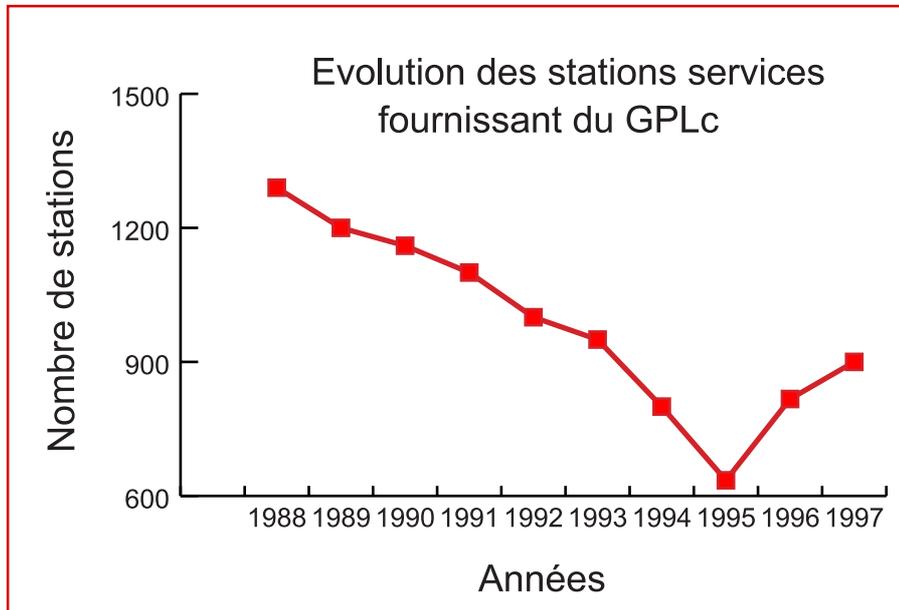
L'Etat, en maintenant depuis 1996 une fiscalité particulièrement basse entraînant un prix à la pompe très attractif, a permis un développement rapide de cette filière: la quantité de GPLc consommé a plus que triplé de 1995 à 1997 comme le montre le graphique.



Si ces facilités fiscales sont maintenues, on peut s'attendre à une croissance régulière du parc, constitué dans sa quasi-totalité de véhicules bicarburation à essence. Aujourd'hui estimé à plus de 70 000 véhicules, il pourrait atteindre près

de 300 000 véhicules à la fin de l'an 2000. Les constructeurs suivent cette évolution en proposant dans leurs catalogues des modèles dotés d'un

dispositif de bicarburation et les pétroliers adaptent leurs stations-service au GPLc au rythme de 150 à 200 par an. ■



L'énergie nucléaire

Les conditions d'un développement durable de l'énergie nucléaire

C'est sans doute dans le domaine énergétique que la question du développement durable se pose aujourd'hui avec le plus d'acuité. D'un côté l'aspiration naturelle de pays comme la Chine, l'Inde, et bien d'autres, à une élévation substantielle de leur niveau de vie et donc de leur consommation d'énergie. De l'autre, le cri d'alarme des experts scientifiques du groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat : si nos émissions de gaz carbonique continuent à augmenter, nous risquons une catastrophe écologique aux conséquences imprévisibles : inondations, désertification de régions entières et migrations massives de populations, recrudescence de maladies infectieuses etc. Et lorsque la menace se dessinera clairement, il sera trop tard pour l'éviter.

La responsabilité des pays industrialisés est double : ils doivent d'abord donner l'exemple en réduisant leurs propres émissions, comme ils s'y sont engagés à Kyoto. Il leur appartient aussi de faire progresser les techniques non-émettrices de gaz à effet de serre : hydroélectricité, éolien, photovoltaïque et nucléaire.

Les deux premières représentent un potentiel intéressant mais limité. Le photovoltaïque ne sera, lui, vraisemblablement pas compétitif avec les énergies de réseau avant des décennies. Quant au nucléaire, qui représente dès à présent 17% de la production mondiale d'électricité, il constitue une ressource quasi-illimitée, non polluante, et très compétitive. Mais, il ne pourra jouer le rôle majeur qui devrait être le sien dans la lutte contre l'effet de serre qu'à une double condition :

- que des solutions présentant toutes garanties aient été trouvées pour gérer les déchets nucléaires ;
- que soit généralisé sur toute la planète un très haut niveau de sûreté nucléaire, minimisant les risques d'accident grave.

La France a une compétence scientifique et industrielle incontestable en matière d'énergie nucléaire. Cela lui donne une responsabilité particulière pour faire progresser celle-ci jusqu'à ce qu'elle réponde aux exigences d'un développement pleinement respectueux des générations futures.

L'aval du cycle

Les solutions retenues pour la gestion des déchets nucléaires sont extrêmement variables selon les pays : certains envisagent purement et simplement de les "enterrer" ; d'autres jugent nécessaires de réduire significativement leur radioactivité à long terme, par extraction et recyclage du plutonium.

La France a opté pour l'option du retraitement-recyclage et s'est dotée des outils industriels correspondants :

- l'usine de retraitement de La Hague qui sépare le plutonium et l'uranium, présents respectivement à hauteur de 1% et de 96% dans le combustible usé, en vue de leur recyclage ultérieur. Les actinides mineurs et les produits de fission à vie longue qui constituent les 3% restants sont conditionnés sous forme de verres aptes à être stockés définitivement. Cette usine travaille également pour les besoins d'électriciens étrangers ;
- les usines de fabrication de combustibles MOX¹ situées à Cadarache, Marcoule et Dessel (Belgique), qui travaillent aussi bien pour la France que pour l'export ;

la loi Bataille

La gestion des déchets radioactifs de haute activité fait en outre l'objet de recherches intensives dont le but est de permettre au Parlement de prendre en 2006 des décisions sur le devenir de ces déchets. Conformément à la loi du 30 décembre 1991 qui a défini un processus démocratique et

¹ Le MOX est un oxyde mixte contenant du plutonium issu du retraitement de combustibles irradiés ; il en permet ainsi le recyclage et l'élimination.

transparent, ces recherches sont conduites selon trois axes :

- la séparation-transmutation ;
- le stockage en couches géologiques profondes ;
- le conditionnement et l'entreposage en surface.

Le Gouvernement a récemment réaffirmé son attachement à la poursuite de ce programme : les recherches sur la transmutation seront poursuivies malgré la décision d'arrêt définitif de Superphénix, grâce au redémarrage de Phénix, estimé possible par la direction de la sûreté des installations nucléaires (DSIN) le 31 décembre 1997 et à la collaboration internationale. Les recherches qui portent sur l'entreposage de longue durée en surface seront intensifiées : les moyens qui y sont consacrés augmenteront de 15 % en 1998 et de 20 % en 1999 afin notamment de valider des concepts d'entreposage de très longue durée en surface ou à faible profondeur. En ce qui concerne enfin le stockage en couches géologiques profondes, l'année 1997 a été celle de l'instruction des demandes d'autorisation d'installation et d'exploitation de laboratoires souterrains.

Sur chacun de ces axes, les recherches sont évaluées par une commission scientifique indépendante, la Commission Nationale d'Evaluation

les laboratoires souterrains

Le projet d'installation de laboratoires souterrains a donné lieu, depuis l'origine, à une très large concertation avec les élus et les populations. C'est ainsi que le député M. Christian Bataille avait été chargé par le Gouvernement en 1993 d'une mission de médiation à l'issue de laquelle il avait proposé de retenir quatre sites qui avaient fait acte de candidature pour l'implantation d'un laboratoire.

Après deux années de travaux de reconnaissance détaillée, l'Agence nationale pour le gestion des déchets radioactifs (Andra) a été autorisée par le Gouvernement à déposer fin 1996 les dossiers de demande d'autorisation d'installation et d'exploitation de laboratoires souterrains de recherche pour trois sites : Chusclan (Gard), Bure (Meuse, à la frontière de la Haute-Marne), La Chapelle Bâton (Vienne).

Ces dossiers ont fait l'objet d'une triple procédure d'instruction, comprenant en particulier un large dialogue avec les populations et les élus.

**** les enquêtes publiques***

Elles permettent à chaque citoyen qui le désire d'exprimer son avis sur le projet. Les avis des commissions d'enquête ont tous les trois été favorables, assortis de recommandations.

**** l'avis des collectivités***

L'ensemble des conseils généraux et régionaux concernés et des communes situées à proximité des projets de laboratoires ont délibéré.

- site de l'Est : les conseils généraux de la Haute-Marne et de la Meuse, le conseil régional de Champagne-Ardenne et 30 communes concernées ont donné un avis favorable, le conseil régional de Lorraine et 3 communes concernées ont donné un avis défavorable.

- site du Gard : le conseil général du Gard et 20 des 27 communes consultées ont donné un avis favorable, tandis que les conseils régionaux de Languedoc-Roussillon et Provence-Alpes-Côtes d'Azur, le conseil général du Vaucluse et 5 communes se sont prononcées défavorablement. Deux communes ne se sont pas prononcées.

- site de la Vienne : les conseils généraux de la Vienne et de la Charente, le conseil régional de Poitou-Charente et 19 des 22 communes consultées se sont prononcées en faveur du projet. Deux communes se sont prononcées contre et une ne s'est pas prononcée.

**** le rapport de l'Autorité de Sûreté***

Au plan national, la DSIN a remis son rapport au gouvernement le 1er décembre 1997. Elle juge que "même si en 2006 il est possible que des progrès faits sur les deux autres axes rendent sans intérêt la solution du stockage, il faut préparer dès maintenant un tel stockage, et pour cela établir dès maintenant des laboratoires souterrains."

La DSIN juge que les deux sites les plus favorables pour l'implantation et l'exploitation de laboratoires souterrains sont celui de l'Est et celui du Gard, celui de la Vienne présentant des difficultés hydrogéologiques. Elle note toutefois que ce dernier site, caractérisé par une acceptation importante de la population, présente l'avantage d'être un site granitique, en complément aux deux sites argileux de l'Est et du Gard.

Le 2 février 1998, le gouvernement a annoncé sa décision de demander à la commission nationale d'évaluation de poursuivre sa réflexion sur la réversibilité et les moyens de l'assurer, et de lui faire part de ses travaux avant la fin du premier semestre. Il fera alors connaître ses décisions sur le choix des sites pour la construction et l'exploitation de laboratoires souterrains.

Le rapport Mandil-Vesseron

Pour avoir une vision à long terme sur la question des déchets nucléaires, les ministres chargés de l'industrie et de l'environnement ont confié à MM. Mandil et Vesseron, directeurs dans ces deux ministères, le soin de co-présider un comité chargé d'élaborer des propositions stratégiques sur l'aval du cycle. Ce comité comprenait des représentants des administrations concernées et de l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques.

Le comité a élaboré, avec un très large consensus, le texte d'un rapport qui a été présenté en juillet 1997 au gouvernement.

Ce rapport examine une dizaine de scénarios possibles jusqu'en l'an 2050, du stockage direct au retraitement poussé et à l'incinération. Il estime que jusqu'en 2006, échéance fixée par la loi Bataille pour un choix définitif, il n'était nécessaire de prendre aucune décision irréversible, c'est-à-dire condamnant certains de ces scénarios, et qu'il convenait de poursuivre la stratégie flexible actuelle fondée au plan de la recherche sur la poursuite des trois axes de la loi, et au plan industriel sur le retraitement et le recyclage sous forme de MOX de la majeure partie du combustible usé.

Le secrétaire d'Etat à l'Industrie et la ministre de l'Environnement ont demandé en septembre 1997 à l'office parlementaire de formuler ses recommandations sur ce rapport de façon à ce que MM. Mandil et Vesseron puissent les prendre en compte dans un rapport définitif.

La sûreté nucléaire mondiale

C'est dans les pays de l'ancien bloc soviétique que le risque d'accident nucléaire reste le plus présent. Pour le conjurer, une coopération internationale est menée depuis 1992 sous l'impulsion du G7 et de la Commission européenne. Des avancées significatives ont été enregistrées en 1997. Pour autant, un certain nombre de situations préoccupantes demeurent, appelant un maintien de l'attention internationale et la poursuite d'une coopération avec les pays concernés.

L'environnement juridique international définissant les principes, mais également des pratiques, favorables au développement de la sûreté nucléaire a été complété en septembre par l'adoption, lors de la conférence annuelle de l'agence internationale de l'énergie atomique,

- de la convention sur la sûreté de la gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs,

- de deux conventions renforçant le système international de responsabilité civile en matière de dommages nucléaires.

De nombreux pays ont d'ores et déjà adhéré à ces conventions, il convient maintenant de rechercher leur application effective au plus tôt.

Par ailleurs, à la suite de la décision prise lors du sommet du G7 de Denver, en juin 1997, de consacrer 300 millions de \$ au financement de la transformation du "sarcophage" de Tchernobyl en un site écologiquement sûr, le G7 et l'Ukraine ont organisé à New York, en novembre, une conférence destinée à associer au projet d'autres gouvernements. Une cinquantaine de pays ont répondu à cet appel, portant ainsi le montant des financements disponibles à 387 millions de \$. Cette démarche sera poursuivie en 1998 et étendue aux représentants du secteur privé. Sans attendre, la banque européenne de reconversion et de développement (BERD), gestionnaire des fonds, a lancé fin décembre les premiers appels d'offres concernant ce projet. Ainsi, sous réserve de son approbation finale par le parlement ukrainien, le projet pourra être mis en oeuvre dès le début de 1998.

Face à ces progrès, il faut noter un certain nombre de faits préoccupants confirmés en 1997. Il s'agit notamment des difficultés persistantes rencontrées par certains pays dans la mise en place d'autorités de sûreté réellement indépendantes des exploitants et disposant de moyens nécessaires à leur action. Il s'agit aussi de déclarations, fondées sur des considérations économiques, en faveur d'une prolongation de l'exploitation des réacteurs les plus anciens.

Ceci montre, s'il en était besoin, que le niveau de sûreté nucléaire à l'Est ne deviendra réellement satisfaisant qu'au prix d'une coopération internationale à la fois exigeante et inscrite dans la durée. ■

L'électricité

Le contrat d'entreprise État-EDF

Le "contrat d'entreprise" conclu en avril 1997 entre l'Etat et Electricité de France marque le franchissement d'une étape : il modernise la formule du contrat de plan dans le sens d'un mandat de gestion donné par les Pouvoirs publics à l'entreprise et d'une clarification de ses relations avec l'Etat. Le contrat définit ainsi à la lumière du contexte juridique et économique :

- les objectifs qui seront ceux de l'entreprise durant la période de 1997-2000, en termes de services à la clientèle, de développement en France et à l'étranger et de résultats financiers ;
- les moyens - notamment la politique tarifaire - destinés à atteindre ces objectifs.

Ce contrat s'inscrit par ailleurs dans un cadre institutionnel évolutif et se présente comme un contrat "charnière" destiné à préparer EDF à entrer dans la concurrence et à lui donner une stature internationale plus affirmée. C'est aussi un contrat ambitieux, qui affiche une baisse tarifaire plus accentuée que dans le passé, tout en maintenant un effort de préparation des échéances futures (désendettement, constitution d'actifs financiers) équivalent à celui du précédent contrat.

Le "contrat d'entreprise" prévoit, pour l'essentiel, les dispositions suivantes :

- une réaffirmation du rôle de l'entreprise en matière de service public et de politiques d'intérêt général, notamment à l'égard de l'environnement ;
- son développement en France, par de fortes baisses tarifaires (- 13,3 % en 4 ans) et le développement de services répondant aux attentes des clients ;
- son développement à l'étranger : 12 à 13 milliards de F seront consacrés par l'entreprise à de tels investissements ;

- un accord social ambitieux, conciliant amélioration de la compétitivité globale, maintien de la garantie de l'emploi, cohésion sociale, satisfaction des aspirations des personnes et dynamique de développement de l'emploi, notamment des jeunes ;
- une clarification des rapport avec l'Etat-actionnaire : au cours de la période 1997-2000, l'Etat percevra une rémunération de 3 % sur les dotations en capital et un prélèvement de 40 % du résultat net comptable ; en outre, aucune charge nouvelle non liée à l'électricité ne sera imposée à EDF sans compensation ;
- une réduction de la dette à 100 milliards de F en l'an 2000, en même temps que la constitution d'actifs permettant à l'entreprise de préparer l'avenir en vue, le moment venu, d'assumer des charges futures, notamment de démantèlement des centrales nucléaires.

D'autres chapitres importants marquent ce contrat : les moyens sont définis pour que l'établissement continue d'assurer un rôle essentiel en matière de sécurité de l'approvisionnement énergétique national, qu'il développe une action adaptée en faveur des plus démunis, qu'il conforte son développement commercial, qu'il développe ses relations avec les collectivités locales, qu'il poursuive son effort de recherche...

Ainsi, ce "contrat d'entreprise" va avoir sans conteste des effets importants pour EDF et son personnel, pour le secteur électrique et pour l'ensemble de la collectivité nationale. ■

L'amélioration de la sécurité à l'aval des barrages

Afin d'éviter un nouvel accident comparable à celui survenu fin 1995 dans le lit du Drac, une circulaire interministérielle du 29 novembre 1996 a défini les mesures à mettre en oeuvre pour améliorer la sécurité à l'aval des barrages.

Le choix des sites devant faire l'objet d'actions prioritaires et la définition des mesures à mettre en oeuvre relèvent du préfet. Les comptes rendus d'étape reçus des 67 préfets fournissent des indications sur les mesures préventives effectivement envisagées ou adoptées.

Les essais

Les actions prévues par les préfets sur les sites prioritaires comportent dans une majorité de cas la réalisation en 1997 d'essais pour mesurer l'impact réel de lâchures d'eau jugées potentiellement dangereuses. Ces essais se déroulent selon un protocole approuvé par l'administration. Ce protocole prévoit généralement l'association non seulement des services de l'Etat concernés mais aussi des élus locaux et des associations représentant des utilisateurs des sites. Ces essais permettent ainsi d'informer et de sensibiliser les partenaires locaux (élus, associations), puis de préciser les autres mesures à mettre en oeuvre.

Plusieurs types de mesures nouvelles, variables selon les sites, seront prises à la suite de ces essais :

Les limitations d'accès et d'usage

Les mesures de réglementation d'accès et d'usage de la rivière sont fréquemment envisagées. Elles sont de nature et d'ampleur très variables et relèvent selon les cas d'arrêtés municipaux ou préfectoraux ; elles ont parfois déjà été adoptées mais restent le plus souvent à arrêter, éventuellement après réalisation des essais permettant de préciser leur étendue et de justifier de leur utilité vis-à-vis des élus et des utilisateurs des sites.

Les prescriptions concernant l'exploitation

La définition de prescriptions applicables à l'exploitation nécessite généralement des essais et des études complémentaires. Elle peut s'accompagner d'adaptations techniques des ouvrages ou d'interventions en amont ou en aval. Les mesures envisagées sont très diverses selon les aménagements. On peut citer à titre d'exemple :

- la rédaction de consignes portant sur l'exploitation normale, mais aussi sur les chasses, les vidanges ou les essais réglementaires de vannes d'ouvrages intéressant la sécurité publique,
- la coordination de l'exploitation entre plusieurs ouvrages,
- l'étude de lâchers d'alerte (éventuellement en liaison avec les associations de pêche),
- l'action sur la cote d'exploitation de la retenue,
- l'étude de fiabilité de certains éléments (automatisme, clapet...),
- la modification d'automatismes de prise de charge, la limitation d'ouverture de vannes automatiques,
- le clôturage de certains sites,
- des interventions en amont ou en aval pour modifier les conditions d'utilisation de la rivière : déboisement de chenal, suppression de rochers dans le lit de la rivière, déplacement d'une aire de débarquement de kayakistes.

L'information

Le développement de l'information et de la sensibilisation des populations a donné lieu à un effort prioritaire des exploitants dès 1996. Celui-ci a été poursuivi et amplifié en

1997 et concerne l'ensemble des sites. Outre le renforcement de la signalisation, le développement de l'action auprès des associations, des écoles et colonies de vacances, l'on peut citer l'embauche par EDF sur de nombreux sites de personnel saisonnier. Celui-ci a pour rôle pendant la saison touristique d'assurer une présence au long des rivières en aval des ouvrages pour informer les utilisateurs, leur donner des conseils de prudence, et assurer une information de l'exploitant sur les conditions de fréquentation de la rivière.

En revanche, plusieurs départements ont décidé de pérenniser le groupe de travail interservices mis en place pour arrêter la liste des sites prioritaires. Ce groupe se réunira périodiquement pour assurer un suivi des actions décidées et examiner ultérieurement le cas des autres sites, afin de contribuer à la pérennisation souhaitable des actions d'amélioration de la sécurité à l'aval des ouvrages hydrauliques. ■

La coordination entre services concernés

La Commission consultative de site associant l'ensemble des intervenants sur ce site, envisagée par la circulaire pour les cas les plus complexes, a suscité un intérêt limité.

Les conditions d'achat de l'électricité aux producteurs indépendants

Les actions menées au cours des dernières années par les Pouvoirs publics, tant sur le plan réglementaire que sur le plan tarifaire, visent à donner aux producteurs indépendants d'électricité un cadre de développement stable, dans une perspective de long terme, tout en respectant les principes économiques généraux qui doivent présider à l'organisation du système électrique.

Dans ce contexte, de nouvelles conditions d'achat par EDF de l'électricité produite par les producteurs indépendants ont été mises en place en 1997 après concertation étroite entre le secrétariat d'Etat à l'Industrie, les organisations professionnelles et EDF, pour favoriser la production décentralisée d'électricité et les énergies renouvelables. Ces conditions concernent plus particulièrement la cogénération et la petite hydroélectricité.

La cogénération

La cogénération présente de nombreux avantages : elle permet une meilleure efficacité énergétique et favorise le développement durable en procurant des économies d'énergies primaires ; grâce à la valorisation de la chaleur et du fait des bas prix du gaz, elle présente un coût de production du kWh qui peut être compétitif ; enfin, moyen décentralisé de production d'électricité, elle entraîne des économies de réseaux électriques.

Elle a cependant connu un développement modeste en France, n'atteignant en 1997 que 3000 MWé, soit environ 3 % de la capacité totale du parc de production.

Pour fournir un environnement favorable à la cogénération, un nouveau contrat d'achat a été approuvé en mars 1997 par le secrétariat d'Etat à l'Industrie. Il fixe la rémunération des cogénérateurs sur 12 ans, durée cohérente avec la durée d'amortissement des installations, et contient des modalités d'indexation définies.

Cette rémunération est fondée sur les coûts évités de développement du système électrique. On retient comme moyen de production évité un cycle combiné au gaz considéré comme l'équipement le plus compétitif au prix actuel du gaz pour une large plage de durées annuelles de fonctionnement.

Une rémunération complémentaire est prévue pour les installations qui présentent un bon "rendement électrique équivalent", c'est-à-dire en fonction des économies d'énergie primaire qu'elles procurent.

Le cogénérateur peut en outre opter pour la vente totale à EDF de l'électricité qu'il produit, en rachetant la part autoconsommée. Cette option lui permet de s'affranchir des pénalités de dépassement de puissance souscrite en cas de défaillance de son installation.

La petite hydroélectricité

L'électricité d'origine hydraulique produite actuellement par des producteurs autonomes disposant d'installations de puissance inférieure à 8 MVA (qui de ce fait ne sont pas nationalisées), représente une puissance installée d'environ 1000 MWé. La France est ainsi parmi les premiers pays d'Europe pour la petite hydraulique.

Energie renouvelable qui ne contribue pas à l'effet de serre et qui présente un intérêt particulier en termes d'indépendance énergétique et de diversification des moyens de production, l'hydroélectricité est une filière qui doit connaître la réalisation de nouveaux projets, dès lors qu'ils s'insèrent favorablement dans l'environnement.

Un nouveau contrat d'achat a été approuvé en octobre 1997 par le secrétaire d'Etat à l'Industrie, fixant la rémunération des producteurs sur le long terme (15 ans) avec des modalités d'indexation définies.

Dans le cadre de ce contrat d'achat, la rémunération des producteurs est calculée à partir des coûts évités de développement du système électrique, c'est-à-dire à partir des coûts d'investissement et d'exploitation qu'EDF économise du fait de la production autonome.

Une rémunération complémentaire est accordée pour marquer les aspects positifs de l'hydroélectricité, ainsi que pour prendre en compte les contraintes de financement des installations de petite hydraulique, caractérisées par un investissement initial élevé.

Grâce à ces nouvelles conditions d'achat, tant les cogénérateurs que les producteurs hydrauliciens pourront prévoir sur la durée la rentabilité de leurs projets d'investissement et disposeront de conditions de rémunération qui seront plus favorables, tout en restant cohérentes avec les principes tarifaires du système électrique national. ■

L'informatisation du régime spécial de sécurité sociale des industries électriques et gazières

La nécessité de répondre à la mise en place, par la Sécurité sociale, de projets nationaux d'automatisation du traitement des feuilles de soins a conduit les gestionnaires du régime spécial d'assurance-maladie des industries électriques et gazières à élaborer un programme de modernisation informatique.

Ce projet ambitieux entraînera une réorganisation du travail dans les caisses mutuelles complémentaires et d'actions sociales (C.A.S.) et un relèvement de la qualification des agents ; il se traduira à la fois par des gains de productivité, par une meilleure efficacité des services rendus au personnel et par une plus grande transparence de la gestion.

Un rapport d'étude a été commandé par la Digec à un cabinet d'experts ; le diagnostic et les recommandations du rapport font l'objet d'une large concertation avec les partenaires sociaux.

Dans l'attente et afin de répondre à une demande des gestionnaires fondée sur l'urgence à agir, il a été admis par les pouvoirs publics que soit créé, à titre expérimental, un atelier informatique à la C.A.S. de Rennes. Cet atelier regroupe à ce jour toutes les C.A.S. de la région de Bretagne pour préparer la gestion en commun des futures feuilles de soins électroniques et l'accès au futur réseau "santé social" de la Sécurité sociale, qui comportera les échanges magnétiques avec les caisses du régime général et les professionnels de santé. ■

Le gaz

1997 : grandes manoeuvres avant l'ouverture du marché du gaz

La directive "marché intérieur du gaz" adoptée le 8 décembre dernier (cf. encadré), a marqué le début d'une nouvelle ère : celle de l'ouverture, à brève échéance, du marché gazier en Europe.

La directive sur le "marché intérieur du gaz"

Adoptée par le Conseil des Ministres de l'Energie le 8 décembre dernier, elle a été adoptée dans les mêmes termes par le Parlement européen en avril 1998 et sera prochainement publiée.

Elle comporte 3 éléments essentiels :

* l'ouverture du marché au moyen de la faculté donnée à certains consommateurs de gaz (dits "consommateurs éligibles") de s'approvisionner auprès du fournisseur de leur choix en utilisant le réseau de leur transporteur ou distributeur actuel (accès des tiers au réseau).

Ces consommateurs sont :

- les producteurs d'électricité quelle que soit leur consommation de gaz ;
- les industriels consommant plus de 25 millions de m³ par site à l'entrée en vigueur de la directive (en pratique, en 2000), 15 millions de m³ en 2003, et 5 millions de m³ en 2008.

Au minimum, cette ouverture devra correspondre en France à 20 % du marché national en 2000, 28 % en 2003 et 33 % en 2008.

* l'ouverture de l'aval gazier (transport, stockage, construction de terminaux méthaniers, négoce de gaz et distribution) à de nouveaux opérateurs.

En France, ce principe d'ouverture sera limité pour les activités de distribution, lesquelles relèvent d'une approche de type "service public".

* la protection des opérateurs contre les risques de "take or pay".

Les opérateurs qui seraient placés devant de telles obligations (c'est-à-dire devoir acheter du gaz au-delà de leurs besoins ou dédommager leur fournisseur) pourront refuser l'accès de leur réseau aux consommateurs éligibles.

L'application de ces dispositions, qui conduit de facto à une fermeture temporaire du marché, est encadrée par des critères précis et mise en oeuvre par les Etats-membres sous le contrôle de la Commission.

Les entreprises intervenant sur ce secteur ne s'y sont pas trompées : alors même qu'aucun accord n'était encore atteint entre les Etats-membres sur l'intensité, le rythme et les modalités de cette ouverture, les opérateurs traditionnels se sont efforcés d'améliorer leur position sur le marché européen.

Les opérateurs français ne sont pas restés à l'écart de ce phénomène, bien au contraire, ainsi qu'en témoignent le contrat d'entreprise Etat-Gaz de France et les récents accords entre Gaz de France, Total et Elf.

Le contrat d'entreprise Etat-Gaz de France : une dynamique de conquête de nouveaux marchés

L'Etat et Gaz de France ont signé le 1er avril 1997 leur troisième contrat qui couvre la période 1997-1999.

Ce document marque la volonté des contractants de préserver, dans la continuité, l'acquis de Gaz de France, à savoir le Service public, tout en préparant l'établissement à l'ouverture du marché à la concurrence.

La poursuite du développement de Gaz de France sur le territoire national dans une optique de Service public

Le contrat prévoit une augmentation du volume des ventes en France de 2,5 % (contre 3 % par an pendant la période du contrat précédent) annuel accompagnée d'une enveloppe de 17 milliards de francs pour le financement de projets sur le territoire national (développement du réseau de transport et de distribution¹, rénovation de réseau etc...).

Un tel objectif de croissance, bien que volontariste, n'est pas inaccessible du fait de l'existence de quatre segments d'activité à développer :

- la desserte de nouvelles communes qui restera, toutefois, assujettie à une exigence de rentabilité;
- l'activité de transit sur le réseau de transport (voir encadré sur les marches du Nord-Est) ;
- les marchés nouveaux de la cogénération, de la climatisation au gaz ou du gaz naturel pour véhicules ;

- la sécurité en aval du compteur pour laquelle une action originale, qui pourra représenter un effort atteignant 0,7 % du chiffre d'affaires, sera entreprise.

Cet effort d'investissement s'accompagnera d'une action volontariste de Gaz de France pour la baisse des tarifs pour la clientèle domestique.

Ces tarifs étant déterminés par deux facteurs, le coût des approvisionnements, qui varie avec les cours du pétrole, et le coût de l'action propre de Gaz de France, un effort de productivité particulier est demandé à l'établissement.

Ainsi, la "formule tarifaire" du contrat prévoit que la part des tarifs domestiques constituée par les coûts propres de Gaz de France diminuera en francs constants d'au moins 1,6 % par an sur les trois ans à venir. Ceci permet, dans les périodes de renchérissement conjoncturel du coût d'approvisionnement comme ce fut le cas en 1997 (+ 17 %), d'atténuer la hausse du prix du gaz pour le consommateur final (+ 6,5 %).

L'artère des marches du Nord-Est

Un contrat a été signé le 20 janvier 1997 entre les producteurs norvégiens regroupés au sein du Comité de négociation du gaz, le GFU, et la SNAM, opérateur italien, pour l'achat de 6 milliards de m³ par an avec une option pour 2 milliards de m³ annuels supplémentaires.

Ce contrat a conduit les Italiens à étudier, avec leurs partenaires gaziers européens, différentes solutions pour l'acheminement du gaz norvégien jusqu'à leur réseau national.

Parmi les nombreuses solutions envisagées, la SNAM a finalement retenu la proposition française de construction d'une canalisation nouvelle entre la frontière franco-belge et la frontière franco-helvétique (cf. accord signé le 13 octobre 1997).

Ce projet, de 500 km de long et traversant 10 départements, sera mis en service en 2001.

Il est un succès pour Gaz de France dont la vocation comme opérateur transitaire se confirme ainsi que la signature récente d'un accord de livraison de gaz à l'ENEL (entreprise italienne d'électricité) l'illustre.

¹ Non compris le gazoduc de liaison France-Italie dont le financement portera principalement au-delà de 1999.

Une internationalisation croissante de l'établissement

La perspective d'une ouverture prochaine du marché et donc d'une concurrence ouverte sur le marché national a incité l'Etat et Gaz de France à mettre l'accent sur le développement international de l'établissement.

Les pouvoirs publics ont ainsi souhaité amplifier fortement les moyens financiers consacrés par l'entreprise à des investissements à l'étranger susceptibles d'améliorer sa position sur le marché gazier international : aussi, l'enveloppe de 2,8 milliards de Francs du contrat 1993-1996 a-t-elle été portée à 5 milliards de Francs (cf. histogramme).

Aux termes du contrat, Gaz de France est ainsi autorisé à prendre des participations dans le domaine de l'exploration-production gazière afin de conforter la sécurité d'approvisionnement du pays et d'être présent sur l'ensemble de la chaîne gazière.

Par ailleurs, le développement à l'étranger de l'établissement est conçu comme un complément à l'action en France. Ainsi, les prises de participations de Gaz de France à l'étranger doivent-elles viser, outre l'accroissement de la rentabilité de l'établissement, la valorisation des savoir-faire de ses équipes et provoquer des retombées favorables pour les entreprises françaises.

La recherche de partenariats, en particulier avec Electricité de France ou avec les pétroliers français pour les opérations "amont" d'exploration-production, constitue une priorité définie par le contrat. La récente prise de participation dans ESTAG - distributeur régional autrichien - en coopération avec Electricité de France relève de cette approche.

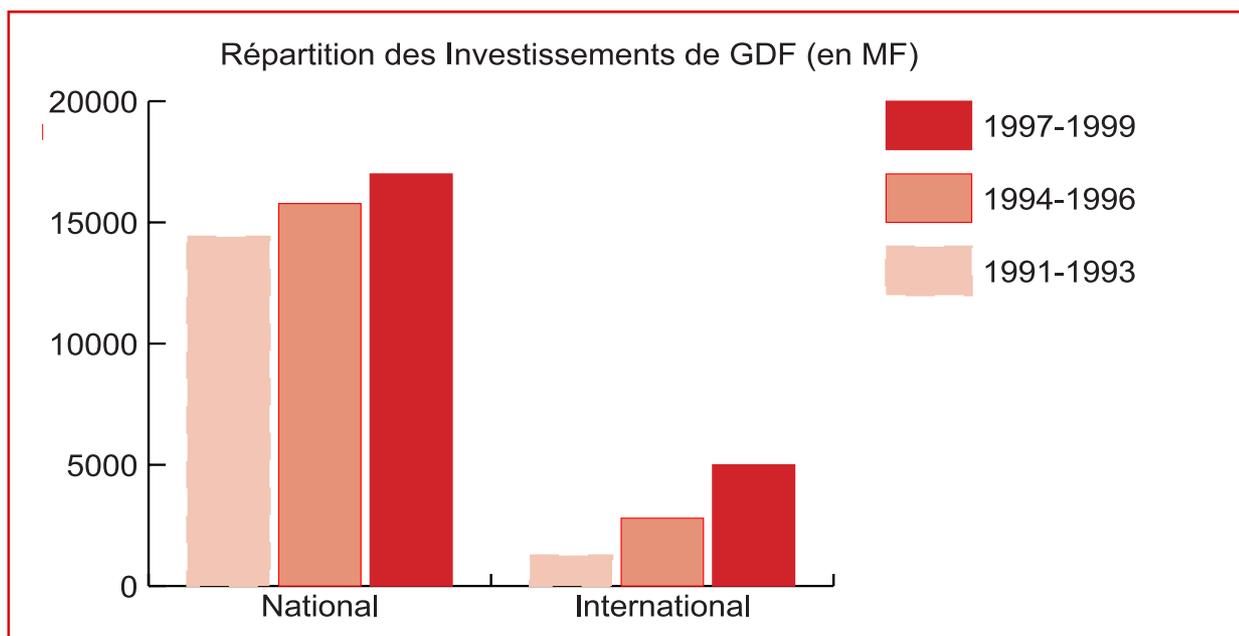
Compte tenu de leur importance pour l'avenir de l'entreprise et des risques financiers inhérents à ce type d'investissements, les prises de participation à l'étranger feront l'objet d'un suivi spécifique régulier par les autorités de tutelle. Un protocole formalisera prochainement les nouvelles modalités de travail entre l'Etat et Gaz de France pour le suivi de ces actions.

Le renforcement de la structure financière de l'établissement

L'assainissement des relations financières avec l'Etat, au moyen de modalités précises de rémunération de celui-ci, s'accompagne d'objectifs clairs en matière de désendettement.

Le ratio d'endettement de Gaz de France retenu dans le contrat² doit s'élever à 45 % à la fin de 1999 (contre 96 % à la fin de 1996).

Cet effort exceptionnel vise à placer Gaz de France dans une situation de santé financière similaire à celle de ses principaux concurrents européens.



² Dettes/capitaux permanents.

Une coopération renouvelée entre les grands opérateurs français

La volonté de Gaz de France de développer ses compétences dans le secteur de la production de gaz a conduit tout naturellement l'entreprise à rechercher à la fin 1996 de nouveaux liens de partenariat avec Elf et Total, deux groupes pétroliers français bien présents dans l'amont gazier.

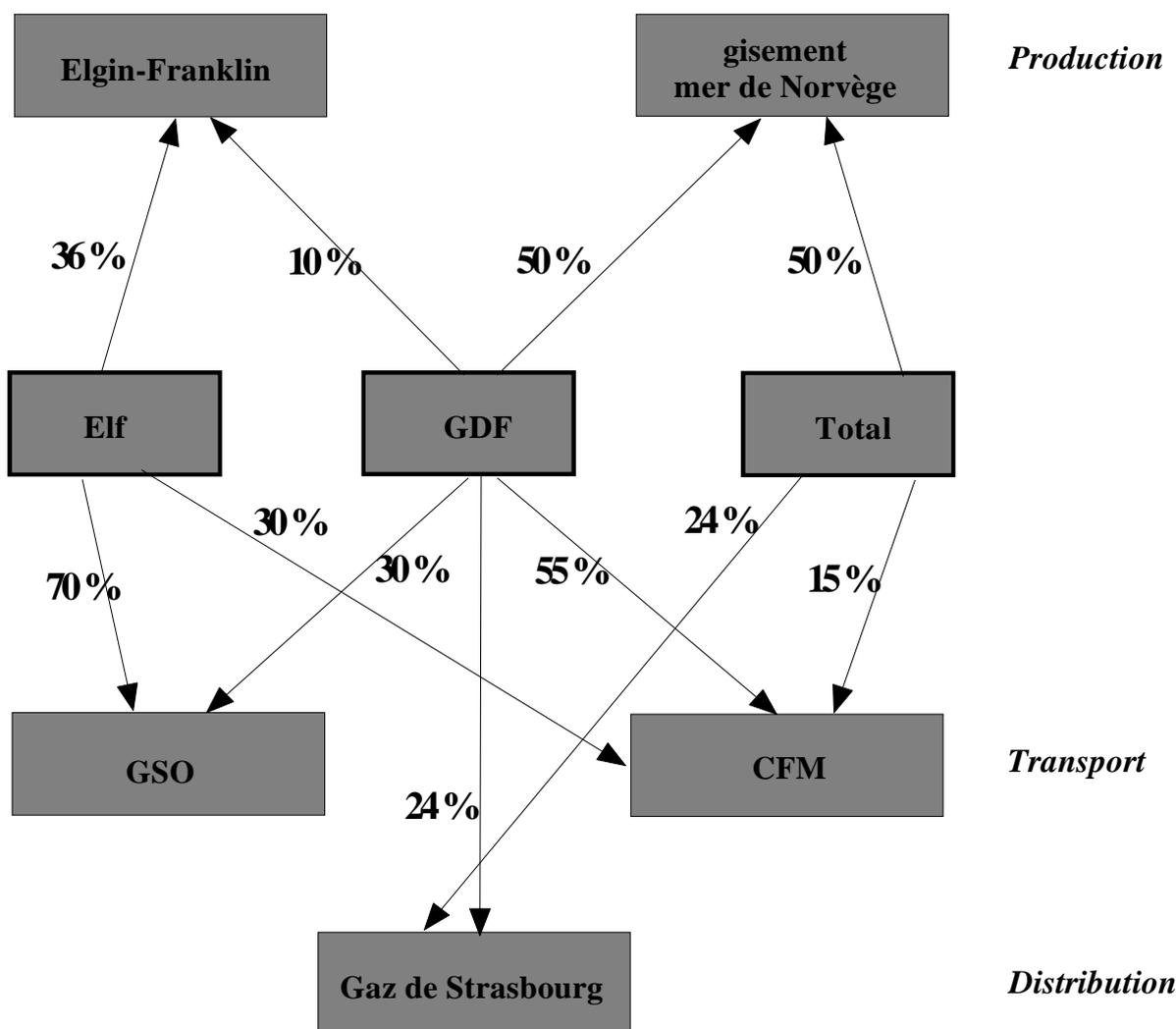
Inversement, les perspectives de libéralisation du marché ont incité Elf et Total à réviser leur position sur le marché français en recherchant une participation plus active aux sociétés de transport de gaz qu'elles possèdent conjointement avec Gaz de France. Rappelons que, dans ce domaine, Elf et Gaz de France ont une filiale commune -

Gaz du Sud-Ouest (dont Elf possède 70 % du capital et Gaz de France 30 %) et que ces deux entreprises ont une filiale commune avec Total - la Compagnie Française du Méthane (dont le capital se répartissait, début 1997, à raison de 40 % pour Elf, 10 % pour Total et 50 % pour Gaz de France).

La convergence de ces stratégies a permis, en 1997, de donner une nouvelle ampleur au partenariat déjà un peu ancien entre Gaz de France et les deux pétroliers français.

Deux accords négociés simultanément avec Elf et Total ont été signés à la fin de 1997. Ils définissent les domaines et les modalités de coopération entre ces opérateurs et Gaz de France et conduisent à une recomposition de leurs participations respectives.

Incidence des accords GDF/Elf/Total



Pour Gaz de France, l'ensemble de ces prises de participations représente un investissement supérieur au milliard de francs. L'objectif poursuivi par l'entreprise, avec le soutien des pouvoirs publics, est triple : amorcer une présence significative dans l'amont gazier, métier nouveau pour elle, diversifier ses sources d'approvisionnement et renforcer sa position dans le transport et la distribution en France.

Pour les deux groupes pétroliers, ces accords permettent de conforter leur présence sur l'aval gazier, considéré comme le segment le plus rentable du marché gazier.

La complémentarité entre les trois groupes, en termes de métiers et de marchés, permet d'espérer raisonnablement que ces accords de partenariat conduiront à de nouveaux développements.

Première étape sur la voie d'une coopération que les pouvoirs publics espèrent à l'avenir plus intense encore, ils devraient inciter leurs signataires à participer ensemble à certains des grands projets internationaux qui s'annoncent dans le secteur de l'énergie.

Une première étape dans la recomposition du paysage gazier français

Le consensus atteint le 8 décembre par les Ministres de l'Energie est manifestement le prélude à une évolution profonde du marché gazier en Europe et en particulier en France, dont la situation géographique centrale est un atout important.

Au-delà des mouvements déjà amorcés, la mutation du secteur doit se poursuivre et nos opérateurs doivent se préparer à un marché plus ouvert en anticipant autant que possible sur de nouvelles règles dont le détail ne sera connu que lors de la publication des textes de transposition de la directive.

Dans ce contexte mouvant, la rapidité de réaction et la capacité à développer une stratégie offensive seront des éléments déterminants pour les opérateurs. ■

Le charbon

Charbon propre : un succès de la technologie française

Le 25 avril 1996 était prononcée la mise en service industriel de la chaudière à lit fluidisé circulant (LFC) de la Soprolif à Gardanne. Cette chaudière d'environ 600 MW thermiques est la plus puissante du monde selon cette technologie de combustion propre du charbon.

Grâce aux efforts des partenaires impliqués dans cette opération (en particulier EDF, CDF et le constructeur GEC Alsthom Stein Industrie), cette opération a constitué une réussite marquante, confirmée depuis par les excellentes performances atteintes lors des essais ainsi que par l'expérience acquise en exploitation.

Cette unité, couplée à un turbo alternateur, produit de l'électricité en "semi-base". Elle a déjà fonctionné quelques 10 000 heures à une puissance moyenne

d'environ 200 MWé, avec de nombreux redémarrages et variations de charge. Depuis sa seconde année de service, elle affiche une disponibilité de plus de 85 %, et ce chiffre va en s'améliorant (dernière valeur mensuelle connue : 98 %). Le taux de désulfuration exceptionnel requis pour la combustion propre du charbon de Gardanne (97 %) est obtenu sans difficulté.

Cette extrapolation bien maîtrisée de l'unité de 125 MWé d'Emile Huchet à Carling ainsi que le résultat des innovations apportées à Gardanne permettent d'envisager avec confiance le développement de cette filière "charbon propre" vers les très grandes puissances. D'ores et déjà, le succès de Gardanne ouvre à l'industrie française des perspectives intéressantes alors que les projets des chaudières LFC de 200-300 MWé se multiplient dans le monde. ■

La fermeture des sites de La Mure, Carmaux et Forbach

Les lourdes pertes d'exploitation subies depuis de nombreuses années par le groupe Charbonnages de France du fait de l'épuisement des ressources nationales économiquement exploitables, et l'absence de toute perspective d'amélioration substantielle de cette situation, ont conduit les Pouvoirs publics à mettre en oeuvre un programme de fermeture progressive des mines.

Conclu en octobre 1994 entre la direction des Charbonnages et les organisations syndicales sous l'égide du ministre de l'Industrie, le "Pacte charbonnier" constitue le cadre du repli de l'extraction charbonnière nationale.

En application de ce dispositif, trois sites miniers ont cessé leurs activités d'extraction en 1997 : La Mure le 31 mars, Carmaux le 30 juin, et Forbach le 5 novembre 1997.

La production de ces trois sites s'est élevée respectivement à 17 kt, 157 kt et 757 kt lors de leur dernière année complète d'exploitation en 1996. Leur fermeture en 1997 tourne la page d'un long passé charbonnier, en particulier à Carmaux, qui fut le fief de Jean Jaurès.

Selon l'âge atteint lors de la fermeture de ces exploitations, les personnels employés sur ces trois sites ont bénéficié des différentes dispositions prévues par le Pacte charbonnier : congé de fin de carrière - poursuite d'activité sur un autre site des houillères - reconversion professionnelle.

La fermeture du puits Simon à Forbach où, symboliquement, le dernier skip de charbon a été remonté le jour de la Sainte-Barbe, fête des mineurs, ne signifie ni l'abandon du site où d'importants travaux de démantèlement restent à effectuer, ni, bien sûr, la fin de la production charbonnière en Lorraine, puisque l'extraction se poursuit sur les sites proches de Reumaux, Vouters et la Houve. ■

Les produits pétroliers

Les progrès de la technologie pétrolière L'exemple de l'offshore profond

*“Ils sont bien présomptueux, ces chercheurs qui s’attribuent
les dernières découvertes en Angola;
Eux n’ont fait que la moitié du chemin!
Qu’auraient-ils trouvé sans le miracle géologique de la Création”?
Un géologue mécontent, 02/98*

Le rôle majeur du progrès technologique

Au commencement des années 1990, le contexte pétrolier morose poussait nombre d’acteurs du marché et d’experts à estimer que l’avenir n’offrirait plus de découvertes aussi significatives que par le passé. L’ensemble des bassins sédimentaires semblait avoir été exploré, et nombreux furent ceux qui estimèrent qu’aucun champ géant (plus de 70 millions de tonnes de réserves récupérables) ne serait jamais découvert.

Toujours dans les mêmes années, un constat se faisait de plus en plus pressant : on commençait d’entrevoir le déclin des productions d’hydrocarbures de la mer du Nord pour le début des années 2000, apparemment sans grand espoir de rémission.

Une demi-douzaine d’années plus tard, ces prévisions pessimistes doivent être passablement revues. D’une part, en effet, le travail effectué sur les champs existants de la mer du Nord ainsi que les nouvelles découvertes ont contribué à faire reculer à 2010 la date du déclin annoncé. D’autre part 1996-1997 auront été les années de quelques très grands succès pétroliers dans l’exploration. Ainsi Elf, opérateur du bloc 17 en Angola, a annoncé successivement trois découvertes retentissantes, correspondant à des champs géants. Il s’agit de Girassol, Dahlia 1 et Dahlia 2, estimés tous trois en première approche entre 500 et 700 millions de barils (80 à 100 Mt) de réserves. Ces

découvertes furent entre autres, le déclencheur dans la communauté pétrolière internationale d’un effort très marqué d’exploration dans l’offshore profond (les mers de plus de 200 mètres de profondeur) du Golfe de Guinée et des autres régions du monde, signe que des perspectives nouvelles de découvertes sont apparues à l’échelle mondiale grâce à l’offshore profond.

Comment expliquer le revirement de situation évoqué dans ces deux exemples ? Il ne semble pas exagéré d’en situer la cause principale dans les progrès de la technologie pétrolière. Les compagnies, qui continuent d’y voir un enjeu majeur, investissent massivement, spécialement sur les sujets liés à l’offshore profond. C’est ainsi qu’en octobre 97, Philippe Jaffré, président du groupe Elf, estimait que “nous aurons besoin de plus d’avancées et de ruptures technologiques, non seulement pour réduire nos coûts, mais aussi pour découvrir et produire de nouvelles réserves diversifiées”. Plus récemment, Thierry Desmarest signait l’éditorial d’un journal édité par Total et entièrement consacré à la technologie, en développant le fait que “la maîtrise des technologies les plus avancées s’inscrit comme un instrument-clé dans la stratégie d’une compagnie pétrolière”.

De fait, cet intérêt de tout premier plan porté par les compagnies internationales semble s’expliquer par la conjugaison de deux facteurs :

- d'une part, la contribution décisive de l'effort technologique à la réduction des coûts. Au milieu des années 1980, le coût technique de production d'un baril de pétrole en mer par plus de 200 mètres d'eau était estimé à 13\$ à 15\$ par baril, ce qui était prohibitif. Aujourd'hui, le progrès technique rend possible la production à des coûts de 5 à 7\$ le baril. Si l'on se replace donc par la pensée quinze ans en arrière, l'on serait surpris de constater à quel point les souhaits les plus fous des techniciens de la profession pétrolière, s'agissant spécialement d'exploiter les pétroles les plus inaccessibles, se sont réalisés. L'effort technologique, en divisant d'abord par 3 le coût de découverte du pétrole, en abaissant ensuite les coûts des architectures de production existantes, et surtout en découvrant de nouvelles architectures radicalement innovantes, a donc ouvert les portes, au cours des 5 à 10 années passées, de nouveaux domaines pétroliers, en rendant "économiques", selon le jargon de la profession, des champs qui ne l'étaient pas.

- d'autre part, l'avantage compétitif que l'implication dans des actions de recherche et dans leur application au travers de solutions industrielles innovantes peut procurer à une compagnie lorsqu'elle est mise en concurrence avec d'autres : s'agissant par exemple des permis en cours d'attribution ou récemment attribués dans l'offshore profond du Golfe de Guinée, l'image technologique et la capacité technique à oeuvrer dans des grands fonds sont, outre les conditions financières, des filtres qui limitent de fait a priori les candidats possibles à 10 sociétés au plus dans le monde, parmi lesquelles Elf et Total.

L'exemple de l'offshore profond

Aucune compagnie pétrolière internationale ne pouvait naguère, faire l'impasse sur le développement pétrolier "marin". Mais l'exploration se limitait à quelques dizaines de mètres de profondeur. Aujourd'hui, toutes ont inscrit l'offshore profond dans leur stratégie, comme un axe prioritaire de développement.

Ce domaine, qui concerne le pétrole présent en mer par des profondeurs d'eau supérieures à 200 mètres, est en effet l'un des derniers à pouvoir renfermer des gisements géants. Comment expliquer que l'aventure de la production offshore, qui a débuté il y a près de quarante ans, n'en vienne qu'aujourd'hui à envisager de puiser dans l'immense potentiel pétrolier que représentent ces 55 millions de km² de bassins sédimentaires marins, dont 5% seulement sont couverts aujourd'hui par des permis ?

- le lien fond-surface -

Il semble que les barrières technologiques levées depuis quelques années aient été un facteur déterminant pour

autoriser les compagnies à franchir ce pas difficile des grandes profondeurs d'eau.

La solution industrielle retenue pour forer ou produire du pétrole en mer par "faibles" profondeurs consistait en effet le plus souvent à mettre en place des structures lourdes posées de façon sécurisée sur le fond de la mer. L'épaisseur croissante de la "tranche d'eau" devait inévitablement montrer les limites des systèmes traditionnels, et pousser à étudier des systèmes flottants. Outre la conception de ces nouveaux systèmes industriels, comme les bateaux ou les semi-submersibles pour le forage, ou les FPSO, structures flottantes spécialement conçues pour la production, ce changement radical devait induire un nombre très grand de problèmes techniques nouveaux, liés aux conditions imposées par les mers profondes. Il s'est agi par exemple de maîtriser la stabilité de ces nouveaux ensembles et de les alléger au maximum pour contribuer à leur flottabilité.

Si l'on se cantonne aux problèmes liés à la production, les questions technologiques les plus radicales semblent être apparues avec la nécessité d'envisager un lien de nature très nouvelle entre le fond de la mer et la surface. Ce lien peut aujourd'hui prendre la forme de lignes de "risers" (tuyaux) pré-tendus, ou plus souvent de flexibles permettant d'importants mouvements des installations de surface. Dans ce dernier cas, la taille grandissante de ces "risers" flexibles a nécessité, pour que la solution soit fiable, le développement de matériaux nouveaux, permettant à la fois la souplesse et une remarquable robustesse, la moindre des contraintes imposées à ces flexibles n'étant pas..... de ne pas rompre sous leur propre poids. Le Français COFLEXIP est par exemple aujourd'hui le leader mondial des flexibles pétroliers offshore grâce à une offre technologique que peinent à atteindre ses concurrents. Les nombreux projets de recherche que le Fonds de Soutien aux Hydrocarbures a soutenus dans les dernières années, en forçant la voie de solutions imaginatives telles que les hybrides aciers-composites, ont largement contribué à sa réussite.

- les écoulements polyphasiques -

Avec une très forte implication de l'Institut Français du Pétrole et des deux pétroliers français, Elf et Total, le thème de la maîtrise des écoulements polyphasiques a occasionné un effort de recherche très important jusqu'en 1996-1997. Constituant un problème central de la production en mer, ces écoulements sont typiquement ceux du fluide brut émanant du gisement, dans une conduite le menant à la plate-forme de production. Ce fluide contient, outre les hydrocarbures, de l'eau et diverses impuretés, et ses divers composants peuvent être à un moment donnés solides, liquides ou gazeux : c'est l'apparition de plusieurs "phases". Eviter la formation de solides, maîtriser le

pompage des liquides et des gaz, tels sont les objectifs de ce thème. Quel enjeu industriel ? A titre d'exemple, citons le développement envisagé par Total sur le champ iranien de South Pars : la maîtrise grandissante des écoulements polyphasiques a en effet conduit Total à limiter au maximum le nombre d'opérations de traitement des fluides effectuées sur ses plates formes en mer. Dans ce domaine aussi, la technologie française s'exporte bien, puisque l'IFP a commercialisé en 1997 avec grand succès et dans le monde entier sa licence d'une pompe dite "polyphasique".

- les installations sous-marines -

Complément fort de la maîtrise de ces écoulements, un domaine significatif d'investigation est celui du développement de systèmes de production en fond de mer. Il consiste à introduire un nouveau concept d'architecture des installations industrielles en mer. Classiquement en effet, celles-ci rassemblent en un même lieu qui est la plateforme de production, trois fonctions qui conduisent l'huile du gisement au tanker ou au pipe de transport : la production (puits, têtes de puits), le traitement des fluides du gisement (séparation gaz/huile/eau/impuretés) et le stockage éventuel. Or, installer et entretenir les installations industrielles lourdes liées aux deux dernières fonctions coûte cher. L'idée consiste donc, en introduisant une conduite polyphasique désormais maîtrisée, à envisager de séparer géographiquement la production, par construction liée au gisement, et les installations de traitement et de stockage. Ces dernières se trouvent déplacées à terre ou en bordure de côte, ou partagées entre plusieurs champs éloignés les uns des autres. Pour qu'elle soit vraiment intéressante, cette idée nécessite de réduire au minimum les plateformes : descendre en fond de mer les têtes de puits et les pompes de production est donc le thème de recherche nécessaire pour compléter la maîtrise de ce concept industriel nouveau. Une des applications de ce concept sera le développement de South Pars, que Total met en production actuellement en Iran.

Chacun des segments de cette nouvelle chaîne nécessite des innovations technologiques. Compacité, fiabilité, développement de robots autonomes capables d'effectuer par très grands fonds les opérations basiques en intervention sur ces installations, maîtrise des écoulements sur longue distance, etc... telles sont les questions nouvelles que ces ensembles industriels inimaginables il y a 10 ans posent aux acteurs pétroliers.

D'autres problèmes plus spécifiques et plus rares ont nécessité de véritables innovations conceptuelles et industrielles. C'est notamment le cas du champ d'Hibernia, mis en production en 1997 au large des côtes atlantiques du Canada, qui a donné lieu, à la conception d'une structure entièrement originale. Imaginée par

l'entreprise française d'ingénierie Doris, elle est faite entièrement en béton, et possède une géométrie propre à absorber et disperser les forces lors des chocs avec les icebergs, très nombreux dans cette zone.

- les retombées pour Elf -

Elf, présent en Afrique de l'Ouest depuis fort longtemps, a annoncé en 1996-1997 les premières découvertes de champs géants en offshore profond de l'Angola. Les trois champs concernés, Girassol, Dahlia 1 et Dahlia 2, se trouvent tous trois sur le même bloc 17, où Elf est l'opérateur d'un consortium international. Il semble bien que ce succès soit dû à l'expérience des géologues d'Elf dans ces bassins d'Afrique de l'Ouest, mais aussi qu'il ne puisse être qualifié de succès que parce qu'Elf est l'un des tout premiers à posséder la capacité technologique de développer de façon très rapide et crédible des installations de production capables d'oeuvrer dans 1300 à 1400 mètres d'eau. Les entreprises désignées pour participer au développement de Girassol devraient être prochainement connues. Pour elles aussi, cette aventure sera une première.

- l'"Ultra deep" ou l'offshore très profond -

1998 sera vraisemblablement l'année de l'ouverture à l'offshore très profond. L'"ultra deep" qui concerne les eaux de plus de 1500 à 2000 mètres de profondeur n'a aujourd'hui été investi que par une compagnie au monde (Pétrobras, la compagnie nationale brésilienne) en forage, et par aucune en production.

La profondeur de 3000 mètres d'eau semble la prochaine cible à atteindre, mais reste de l'ordre du rêve. Les chercheurs pressentent en effet qu'au delà d'une profondeur critique, les solutions imaginées jusqu'à présent ne pourront plus être extrapolées. De nouvelles solutions industrielles fiables devront être imaginées. Malgré le manque de savoir-faire actuel face à ces questions, toutes les compagnies internationales chercheront à participer à l'attribution des blocs 31 à 34 de l'"ultra-deep" angolais, qui devrait avoir lieu cette année. C'est donc sur leur expérience actuelle au plan technique, sur leur crédibilité face à ce problème non encore résolu, que s'appuieront les sociétés ainsi mises en compétition. Il est certain que la compétition sera très vive, voire "sauvage" ; c'est donc que l'enjeu est grand...

Les conséquences géopolitiques

L'apparition des pétroles de l'"offshore profond" comme un domaine de développement considérable pour les années à venir devrait profondément modifier les cartes de l'amont pétrolier, et avoir des répercussions très nettes d'ici 10 ans, au plan de la géopolitique du pétrole.

Pour être tout à fait complet, il convient de comprendre cette émergence de l'offshore dans son cadre, et en situer les causes autant dans la levée des barrières technologiques que nous avons évoquée, que dans l'ouverture récente de très nombreux pays, exerçant autrefois un monopole national, aux compagnies pétrolières internationales. Cet événement de nature politique vient en effet amplifier l'impact des évolutions technologiques en leur donnant un terrain d'application considérable que certains ont déjà qualifié de "terrain de chasse".

La principale évolution attendue et résultant de l'ouverture de l'offshore profond semble devoir être celle, déjà entamée, de l'augmentation, au sein de la production mondiale, de la part des pétroles issus de pays n'appartenant pas à l'OPEP.

C'est ainsi que l'AIE estimait en 1997 que l'offshore devrait représenter plus de 80% de la croissance attendue de la production de pétrole dans les cinq prochaines années dans les pays non-OPEP. Même si, depuis, les pronostics de l'AIE ont été revus pour prendre en compte le "retard au démarrage" que la part non-OPEP des productions de brut semble prendre, cette tendance lourde ne devrait pas être infirmée dans le moyen terme.

Pour un pays comme la France ou pour l'Union Européenne, fortement importateurs d'hydrocarbures, une telle évolution est en soi positive, car la possibilité d'une ouverture à de nouvelles sources d'approvisionnement réduit notre dépendance par rapport aux bruts en provenance des pays de l'OPEP, et accroît donc la sécurité

de nos approvisionnements. Si, par exemple, un événement politique devait contribuer à réduire la production d'un ou plusieurs des membres de l'OPEP, le relais en termes d'approvisionnements semblerait, dans le moyen terme, plus facile à trouver si d'autres régions du monde sont en mesure d'augmenter sensiblement leur capacité de production de brut.

*

* *

L'exemple de l'offshore, choisi ici parce qu'il correspond à des évolutions récentes et futures spectaculaires, n'est cependant qu'un des domaines d'investigation technologique des entreprises pétrolières.

Il semble donc nécessaire en concluant de rappeler combien est large le champ d'application des recherches actuelles ; il faut aussi mentionner l'enjeu industriel que revêt pour la France la recherche technologique dans le domaine pétrolier. On l'a vu de façon marquante à propos de l'offshore, les entreprises françaises, souvent parapétrolières, tiennent dans de multiples domaines de toutes premières places, et il n'est pas rare qu'elles doivent pour cela combiner une présence commerciale internationale et une offre technologique en forte avance sur leurs concurrents. C'est dans le but de cultiver cet atout technologique que s'oriente l'action de soutien à ce secteur, au secrétariat d'Etat à l'Industrie. ■

La directive qualité des carburants : les enjeux industriels

Avec l'objectif d'atteindre en 2010 des critères de qualité de l'air ambiant parmi les plus sévères au niveau mondial et en s'appuyant sur un programme d'études (Auto-Oil) de plus de 3 ans fondé sur une démarche coût/efficacité, la Commission européenne a proposé au Conseil et au Parlement en juin 96 un projet de directive "émissions" et un projet de directive "carburants". Le contenu de ces deux directives concerne d'une part les futures limites pour les émissions de polluants (CO, NOx, HC, particules) par les moteurs de véhicules et, d'autre part, les prochaines spécifications des carburants vis à vis notamment du soufre, du benzène, des aromatiques et des oléfines. En avril 1997, le Parlement européen a adopté une série d'amendements durcissant considérablement la proposition de la Commission. Lors du Conseil Environnement des 19 et 20 juin 1997, le Conseil a pris à l'unanimité une position commune intermédiaire entre la position de la Commission et celle du Parlement mais plus proche de celle de la Commission.

Cette position commune propose des caractéristiques des carburants pour l'an 2000 et des valeurs indicatives pour l'an 2005 permettant d'orienter les travaux du programme Auto Oil II en cours de réalisation, dont les conclusions devraient permettre de fixer des normes définitives 2005.

C'est ainsi qu'interviendraient au 1er janvier 2000,

- . pour les essences : l'abandon du supercarburant plombé. Une dérogation est toutefois possible jusqu'en 2005 pour les Etats Membres qui en feront la demande afin d'éviter des difficultés d'ordre socio-économique,
- . pour l'eurosuper : un abaissement des teneurs maximales en benzène (1 % au lieu de 5 % actuellement), en soufre (de 500 ppm à 150 ppm) et l'introduction d'une limitation des teneurs en oléfines (moins de 18 %) et en aromatiques (moins de 42 %).

- . pour le gazole, un abaissement de la teneur en soufre (de 500 ppm à 350 ppm) et l'introduction d'une limitation de la teneur en polyaromatiques (moins de 11 %).

Pour l'horizon 2005, le Conseil a retenu des valeurs indicatives très basses (10 fois plus qu'actuellement) pour la teneur en soufre. Il semble en effet que cet élément soit susceptible d'entraver le bon fonctionnement des catalyseurs de réduction des NOx dont pourraient être équipés les véhicules à partir de 2005 ; toutefois, cette technologie de catalyse n'en est aujourd'hui qu'au stade de la recherche, et il est possible que son amélioration permette d'éliminer les NOx de manière moins coûteuse que celle qui consiste à diviser par 10 la teneur en soufre des carburants. C'est l'une des raisons pour lesquelles le Conseil a demandé à la Commission de mener un programme d'études coût/efficacité complémentaire (Auto-Oil II) dont les conclusions sont attendues pour le 30 juin 1999.

Le secrétariat d'Etat à l'Industrie est très attaché à cette position commune qui :

- donne la visibilité nécessaire à l'industrie en fixant très rapidement les normes applicables en l'an 2000,
- prend le temps de mener les travaux nécessaires pour éviter, si possible, d'imposer des investissements considérables au secteur du raffinage d'ici 2005.

Pour les raffineurs français ces investissements seraient de l'ordre de 25 milliards de francs. Le niveau des marges de raffinage, malgré l'amélioration de 1996 et 1997, ne leur permettrait pas de mettre aux normes toutes leurs unités de production, notamment de gazole, d'autant plus que l'outil de raffinage français n'est pas parmi les plus performants en Europe et qu'il n'est pas, non plus, bien adapté aux besoins du marché.

Le risque est donc de voir la fermeture de certaines raffineries, et une dégradation de la sécurité de nos approvisionnements en gazole (dont nous importons déjà 30 % de nos besoins), en cas de crise internationale ou de blocus routiers.

En seconde lecture, en février 1998, le Parlement européen a maintenu les positions très fermes qu'il avait déjà prises au printemps 97, en sévérant l'étape 2000 (teneur en

aromatiques et en oléfines des essences, teneur en soufre du gazole) et en arrêtant dès maintenant les normes de l'étape 2005 pour l'essence et le gazole.

La procédure de conciliation entre le Conseil et le Parlement prévue dans le cadre de la codécision est rendue nécessaire et doit se dérouler dans les prochaines semaines. ■

SPECIFICATIONS DU GAZOLE MOTEUR

Paramètre	Unité	Spécifications actuelles UE	Proposition de la Commission juin 1996	Parlement Européen première lecture avril 1997		Conseil Luxembourg des 19 et 20 juin 1997		Parlement Européen 2 ^{ème} lecture février 1998	
				2000	2005	2000	2005 indicatif	2000	2005 obligatoire
Soufre (max)	ppm	500	350	100	50	350	50	200	50
Indice de cétane (min)	No.	49	51		58	51			58
Densité (max)	kg/m ³	860	845		825	845			825
Point de distillation 95% (max)	degrés Celsius	370	360		340	360			340
Hydrocarbures polycycliques aromatiques	% en masse	-	11	6	1	11			1

SPECIFICATIONS DES SUPERCARBURANTS

Paramètre	Unité	Spécifications actuelles UE	Proposition de la Commission juin 1996	Parlement Européen première lecture avril 1997		Conseil Luxembourg des 19 et 20 juin 1997		Parlement Européen 2 ^{ème} lecture février 1998	
				2000	2005	2000	2005 indicatif	2000	2005 obligatoire
Soufre (max)	ppm	500	200	50	30	150	50	150	30
Evaporation à 100° (min)	% en volume	40-43	46	51		46			
Evaporation à 150° (min)	% en volume		75	80		75			
Tension de vapeur été (max)	kPa	35-70	60			60			
Benzène (max)	% en volume	5,0	2,0	1,0		1			
Aromatiques (max)	% en volume	-	45	35	30	42	35	35	30
Oléfines (max)	% en volume	-	18	10		18		14	
Oxygène (max)	% en masse	2,8% (en France)	2,3			2,3		2,7	
Plomb (max)	g/l	0,013	0,005			0		0	

La diversification des arsenaux vers l'offshore pétrolier : l'exemple de Brest

Les chantiers navals militaires français connaissent actuellement une situation difficile. La loi de programmation militaire de 1996 prévoit en effet une décroissance rapide de leur activité pour les années à venir. Ceci aura des conséquences importantes en termes d'emploi, aussi bien au niveau des chantiers eux-mêmes que des entreprises sous-traitantes environnantes.

Le chantier de Brest ne fait pas exception. Son bassin d'emploi est menacé. C'est pour inverser cette tendance que la direction des constructions navales (DCN), s'appuyant sur ses compétences et le savoir-faire local, développe depuis quelques temps des activités dans d'autres secteurs, notamment le parapétrolier.

Actuellement, la croissance de la demande pétrolière, l'ouverture des domaines miniers des pays producteurs, et les progrès techniques réalisés dans le domaine de l'offshore profond conduisent à un développement important des activités d'exploration-production des compagnies pétrolières. La DCN trouve là un contexte d'autant plus favorable que les chantiers asiatiques sont saturés et que l'offre d'unités capables d'évoluer par de grandes profondeurs ne permet pas de satisfaire entièrement la demande. Il y a là une chance à saisir aussi bien pour la construction d'unités neuves, que pour la rénovation d'unités existantes et leur adaptation à des profondeurs croissantes.

Cette chance s'est concrétisée au printemps 1997, avec la rénovation réussie d'une plate-forme semi-submersible pour le compte de la société Sedco-Forex, filiale de Schlumberger. Depuis, la commande de deux unités neuves par Sedco-Forex est venue compléter cette première opération : il s'agit de deux plates-formes de type Sedco-Express (SFX), concept nouveau qui vise à améliorer l'intégration des différentes opérations sur la plate-forme.

Ces deux contrats représentent une enveloppe d'un milliard de francs pour les deux prochaines années. Ils ouvrent ainsi une voie vers une diversification qui positionne les chantiers de la DCN pour les futurs appels d'offres que Sedco-Forex entend développer rapidement grâce au concept SFX, mais aussi pour d'autres demandes du secteur de l'offshore pétrolier.

Le sauvetage des emplois de la région passe par une opération structurée et durable de diversification industrielle. C'est pour cette raison que le gouvernement vient de constituer une mission interministérielle avec notamment l'appui des services compétents du secrétariat d'Etat à l'Industrie, pour étudier la possibilité de création d'un grand centre consacré à l'offshore pétrolier dans la région brestoise. ■

Les matières premières

Nouvelle-Calédonie

Un domaine minier convoité

A moins d'un an de l'échéance des accords de Matignon de 1988 qui prévoient l'organisation d'ici fin 1998 d'un référendum sur le devenir institutionnel du territoire, la Nouvelle-Calédonie fait couler beaucoup d'encre. Le nickel, principale richesse de l'île, est souvent au cœur des débats. Mi-1996, le FLNKS a érigé en préalable aux discussions sur l'avenir du territoire la réaffectation de certains gisements au profit d'un projet d'usine dans le nord de l'île. Dans le même temps, plusieurs sociétés minières de stature internationale faisaient part de leur souhait de mettre en valeur un type de minerai de nickel/cobalt peu exploité jusqu'ici et présent en grande quantité dans le sous-sol calédonien.

Sortir de l'impasse du "préalable minier"

Fort de l'intérêt manifesté par la société canadienne Falconbridge pour construire une usine pyrométallurgique dans le nord de l'île, le FLNKS exige mi-1996 que l'unique opérateur métallurgique de l'île à ce jour, la SLN, renonce à certains de ses gisements pour qu'ils servent à alimenter l'usine en projet, et érige cette revendication en préalable à la poursuite des négociations sur le devenir institutionnel de la Nouvelle-Calédonie.

Pour le FLNKS, ce projet représente le moyen de procéder à un rééquilibrage du territoire au profit du nord de l'île, économiquement très peu développé. Il représente aussi une occasion pour les responsables kanaks de monter eux-mêmes un projet industriel d'envergure via la Société Minière du Sud Pacifique (SMSP), société minière contrôlée par la Province Nord, et en partenariat avec le métallurgiste canadien Falconbridge : les investissements nécessaires s'élèveraient à plusieurs milliards de francs, avec plusieurs centaines d'emplois à la clé, pour une capacité de production de 54 000 t de nickel par an.

La SLN et sa maison mère Eramet refusent de céder sans condition une partie de leur domaine minier. La SLN s'est lancé dans un programme d'investissements pour augmenter la capacité de production de ses fours et porter la production de 53 000 tonnes de nickel par an en 1996 à

La Nouvelle - Calédonie en quelques mots oOo

Située à 1 500 km à l'Est des côtes australiennes, la Nouvelle-Calédonie est constituée d'une île principale, la Grande Terre, longue de 450 km et large de 40 km environ, et d'un chapelet d'îles plus petites. Découverte en 1774 par le navigateur écossais James Cook, elle est rattachée à la France depuis 1853. Elle compte aujourd'hui environ 170 000 habitants (environ 45 % de mélanésiens, 40 % de souche européenne et 15 % de souche océanienne ou asiatique). En 1946, la Nouvelle-Calédonie devient un Territoire d'Outre-Mer. Les revendications des partisans de l'indépendance ont donné lieu entre 1984 et 1988 à des incidents parfois meurtriers qui ont culminé avec l'enlèvement de gendarmes à Ouvéa et l'attaque de la grotte où étaient retranchés les ravisseurs. Les accords de Matignon signés le 26 juin 1988 ont conduit à la création de trois provinces avec des pouvoirs propres et à un renforcement des compétences du Territoire.

Ces accords prévoient également une période de dix ans pour préciser l'avenir institutionnel du territoire et la tenue à son terme, entre mars et décembre 1998, d'un référendum.

De nombreux élus se sont depuis prononcés pour la recherche d'une solution d'avenir consensuelle pour éviter un référendum couperet.

62 000 tonnes par an d'ici 2002. Accéder aux revendications du FLNKS mettrait en péril ce programme de développement, faute de pouvoir alors amortir les nouvelles installations métallurgiques sur suffisamment de minerai.

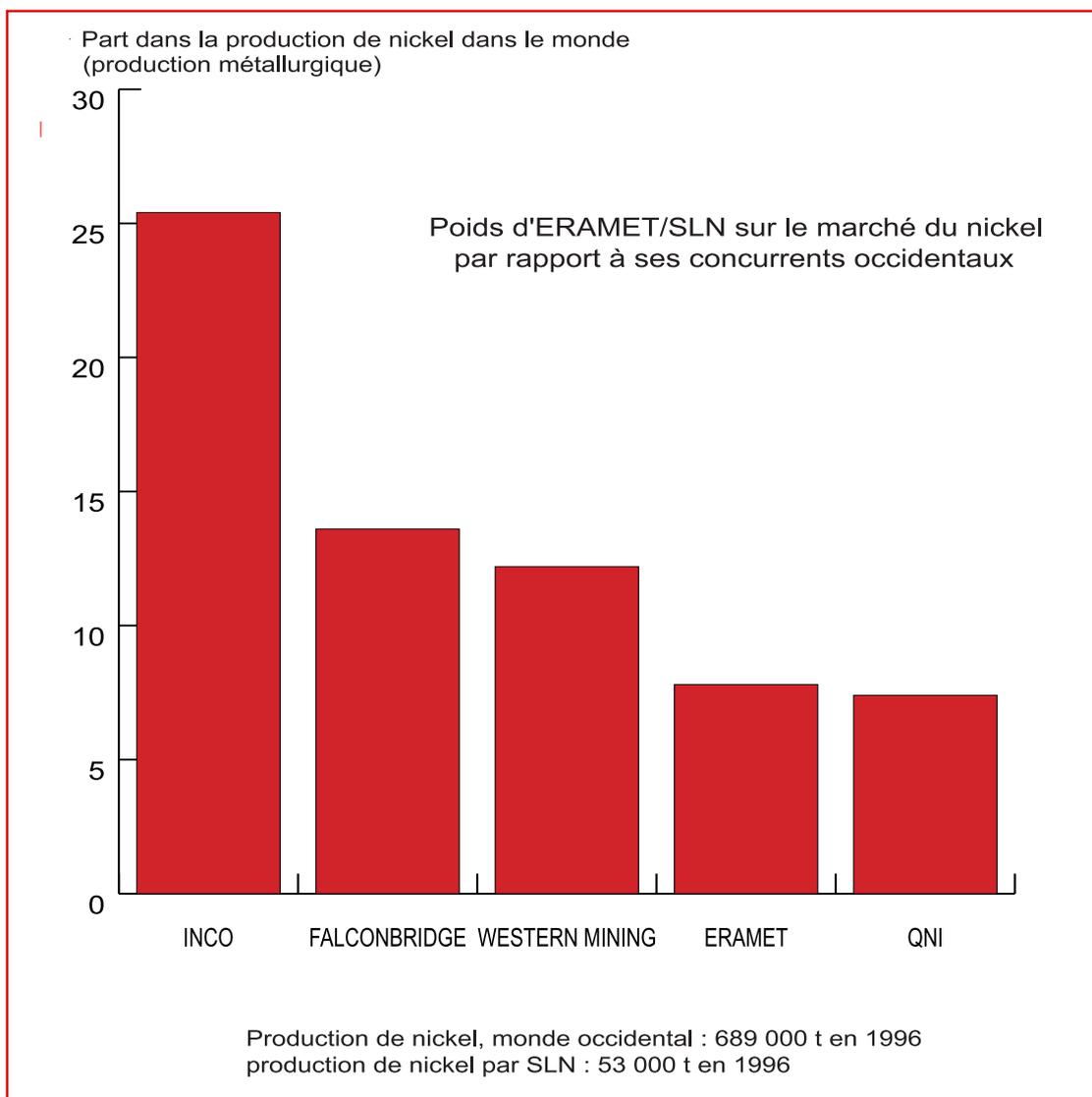
Au regard du code minier, l'Etat n'a pas les moyens de contraindre la SLN à renoncer aux gisements qu'elle détient et que le FLNKS revendique. Or il est bien nécessaire d'élaborer une solution qui respecte les principes du code minier, tant la confiance dans le cadre juridique instauré par ce code minier est indispensable pour que les investisseurs continuent de s'intéresser à la mise en valeur des ressources du sous-sol français. Il s'agit donc de trouver une solution négociée qui puisse recueillir l'assentiment du conseil d'administration de la SLN et de sa maison mère Eramet.

En s'appuyant sur une bonne connaissance des réserves minières de l'île et de leur mode de mise en valeur, la DGEMP avec le soutien sur place du service des Mines et de l'Energie fournit analyses et propositions au Gouvernement. A partir du mois de juillet le travail se poursuit avec M. Essig, chargé alors par le Gouvernement de remettre un rapport sur la façon de lever le préalable minier. Ces analyses abordent la question sous ses aspects industriels et miniers : impact pour la SLN de la perte de tel ou tel gisement et effets sur ses projets de développement ; perspectives ouvertes par le projet présenté par la SMSP et Falconbridge ; schémas alternatifs d'approvisionnement en minerai pour l'usine en projet.

Après plusieurs mois de négociations, une solution s'esquisse,

dont M. Essig présente les grandes lignes dans son rapport du 1er novembre 1997. La SMSP aura l'option d'acquérir de la SLN le grand gisement du Koniambo si elle prend d'ici 2005 la décision de construire effectivement une usine pyrométallurgique dans le nord de l'île. En contrepartie, elle cédera alors à la SLN un gisement plus petit, Poum. Dans l'immédiat, et pour donner aux parties toutes garanties sur la mise en oeuvre impartiale de cette option d'échange, la SMSP et la SLN céderont respectivement les titres de Poum et de Koniambo à une entité indépendante à créer qui en sera dépositaire. Enfin la SLN sera indemnisée de la perte que représente cet échange et aura l'option d'acquérir Poum dès 2002 si la SMSP n'a pas pris de décision à cette date.

Les statuts de cette entité, les modalités précises de l'accord et la rédaction des actes juridiques font l'objet d'ultimes négociations organisées sous la responsabilité des pouvoirs publics et, le 1er février 1998, la SMSP, Eramet, la SLN, le Territoire et le ministre de l'Economie, des Finances et de l'Industrie signent un protocole



d'accord en présence des représentants de Falconbridge. Pour garantir l'indépendance de l'entité chargée de mettre en oeuvre cet accord, il est prévu d'inscrire dans ses statuts qu'elle a pour mission exclusive de mettre en oeuvre l'option d'échange des gisements, et que ses statuts ne pourraient être modifiés que par accord unanime de ses actionnaires, à savoir la SMSP, la SLN et la Caisse Française de Développement, représentant l'Etat. Le protocole précise également que l'entité et la SMSP feront un point annuel sur l'avancement des études de faisabilité que la SMSP et son partenaire métallurgique engageront et que la SLN sera indemnisée avant la fin 1998 de la perte que représente pour elle cet accord. Le montant de l'indemnité sera calculé par un comité d'experts indépendants.

Organiser la mise en valeur du sous-sol calédonien à l'heure d'une nouvelle technologie, l'hydrométallurgie

Traditionnellement, en Nouvelle-Calédonie comme dans le reste du monde, le minerai de nickel est traité par pyrométallurgie et fondu dans des fours électriques. Avec ce procédé, le coût de production du nickel est largement fonction de la teneur du minerai introduit dans les fours parce que le coût pour fondre une tonne de minerai est à peu près le même que le minerai soit riche ou non. Les usines pyrométallurgiques ont commencé par traiter un minerai très riche, autour de 10 % par exemple en Nouvelle-Calédonie au début de ce siècle, et traitent aujourd'hui un minerai d'une teneur de 2,4 % - 3 % en général, seuil en deçà duquel l'exploitation ne serait pas rentable aux cours actuels.

Toute une gamme de minerai à plus faible teneur, les latérites (environ 1,5 % de nickel et 0,16 % de cobalt), est restée largement inexploitée à ce jour. Or, il semble que le traitement de ce type de minerai par voie hydrométallurgique soit sur le point de devenir rentable. Cette technologie, déjà utilisée pour le traitement d'autres minerais tels les minerais de cuivre ou d'or, consiste à mettre en solution les métaux contenus dans le minerai - c'est ce qu'on appelle la lixiviation- puis à séparer les différents métaux en solution pour obtenir un ou des produits purs.

Le traitement par hydrométallurgie des latérites permet de valoriser le nickel et le cobalt présents dans le minerai, à la

différence du procédé pyrométallurgique axé sur la seule valorisation du nickel. Et la bonne récupération du cobalt présent dans le minerai est d'ailleurs un élément important de rentabilité : les producteurs qui développent des projets fondés sur cette technologie estiment que la vente du cobalt devrait représenter environ 25 % des recettes totales.

Deux procédés hydrométallurgiques ont fait l'objet de développements depuis une cinquantaine d'années pour traiter les latérites, l'un en voie acide, l'autre en voie basique.

Une usine basée sur le procédé acide a été construite en 1959 à Cuba. Mais aucune usine de ce type n'a été construite à ce jour dans un pays à économie de marché, preuve que le procédé n'était sans doute pas rentable du moins si l'on impose au projet de satisfaire aux conditions de protection de l'environnement en vigueur dans la plupart des pays.

Pour ce qui concerne le procédé en voie basique, la principale référence est l'usine construite en 1974 à Yabulu (Australie). La société a été victime de la

L'exploitation du nickel néo-calédonien oOo

Le minerai de nickel a été découvert en Nouvelle-Calédonie par M. Garnier en 1864 et est exploité depuis lors. En 1997, près de 8 millions de tonnes de minerai ont été extraites, représentant un peu moins de 140 000 tonnes de nickel contenu. Aujourd'hui, un peu moins de la moitié du minerai est traité sur l'île, dans les fours de la SLN qui a produit 55 000 tonnes de nickel en 1997 sous deux formes :

- du ferro-nickel, utilisable directement par les producteurs d'inoc notamment,
- des mattes, raffinées en métropole à Sandouville.

Le reste du minerai extrait est, lui, exporté vers des fondeurs, en Australie, au Japon et aux Etats-Unis.

déconfiture de son principal actionnaire d'alors, M. Alan Bond, puis a été reprise par de nouveaux actionnaires pour une fraction de son coût de construction. L'usine est aujourd'hui exploitée par la société Queensland Nickel (QNI). Elle produit 27 000 t de nickel et 3 000 t de cobalt par an, et est à ce jour l'unique client pour les latérites calédoniennes

Cette situation pourrait rapidement changer.

En effet, plusieurs sociétés ont perfectionné en laboratoire des procédés de lixiviation en voie acide et estiment maintenant avoir atteint le seuil de rentabilité. Trois projets d'usines hydrométallurgiques ont déjà réussi à lever leur financement, tous trois en Australie, et d'autres projets sont à l'étude.

En Nouvelle-Calédonie, Inco a décidé la construction d'un pilote industriel pour valider le procédé de traitement des latérites sur son gisement de Goro. Et d'autres industriels ont fait part au service des Mines et de l'Énergie et à la DGEMP de leur souhait d'entreprendre des études de

faisabilité pour la valorisation d'autres gisements latéritiques calédoniens.

QNI, de son côté, a amélioré le procédé en voie ammoniacale et estime maintenant qu'une usine neuve pourrait être pleinement rentable. QNI et SLN ont d'ailleurs annoncé le lancement d'une étude de faisabilité pour la construction d'une usine de ce type en Nouvelle-Calédonie.

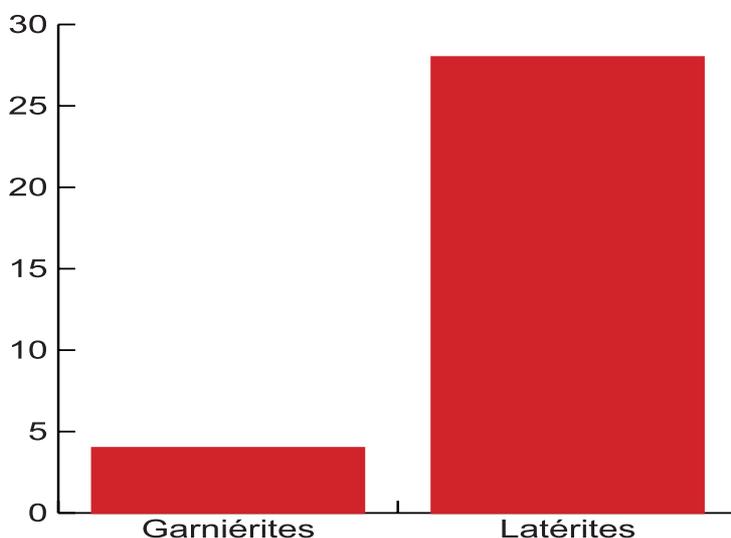
Autant de signes que les latérites vont sans doute rapidement devenir économiquement exploitables. Avec comme conséquences la croissance de l'offre de nickel et de cobalt et ses effets à la baisse sur les prix.

La Nouvelle-Calédonie recèle de très beaux gisements latéritiques qu'il convient de mettre en valeur en sélectionnant les projets et les partenaires industriels qui offriront à l'île les perspectives de développement les meilleures et les plus durables. C'est ce à quoi s'emploie la DGEMP avec le concours efficace du service des Mines et de l'Énergie

Les réserves néo-calédoniennes 000

Les réserves de minerai traitable par pyrométallurgie (garniérites, d'une teneur de 2,5 % à 3 % en nickel) s'élèvent à un peu plus de 4 millions de tonnes de nickel contenu soit un peu plus de 30 ans d'exploitation au rythme actuel. La ressource en minerai traitable par hydrométallurgie (latérites, d'une teneur de 1,5% en nickel et 0,16 % en cobalt environ) est, elle, estimée à plus de 28 millions de tonnes de nickel contenu.

Réserves de nickel, en millions de tonnes de métal contenu



Les transports transfrontaliers de résidus métalliques et ... la sémantique

Le recyclage des métaux consiste à produire à partir de résidus métalliques provenant par exemple de vieilles batteries, des lingots commercialisés sur le marché international. Le développement de cette industrie dite de deuxième fusion vient conforter notre industrie métallurgique nationale. Les coûts d'approvisionnement et de traitement de résidus métalliques sont en effet inférieurs aux coûts correspondants pour des minerais concentrés, ce qui permet à certains métallurgistes de résister à la concurrence des industries intégrées de pays miniers comme l'Afrique du Sud, l'Australie, etc...

Outre ses effets positifs sur l'activité industrielle et donc sur l'emploi, le recyclage présente de nombreux avantages:

- il évite le recours aux décharges dont on connaît la saturation des capacités actuelles et la difficulté de créer de nouveaux sites ;
- il économise l'énergie : Il faut quatre à cinq fois moins d'énergie pour produire du cuivre ou du zinc à partir de résidus plutôt qu'à partir de minerai ; pour l'aluminium, le rapport des consommations énergétiques entre première fusion et recyclage atteint même le facteur vingt;
- il réduit votre dépendance extérieure et le montant de nos importations.

Pour être rentables, les unités d'affinage doivent être de bonne taille, ce qui les amène à collecter les résidus métalliques dans un rayon qui dépasse souvent les frontières nationales. Leur approvisionnement est de ce fait tributaire de la délivrance d'autorisations d'importation de résidus.

Or, en l'absence d'une harmonisation complète des réglementations nationales, l'obtention de ces autorisations se heurte parfois à des difficultés d'ordre sémantique difficiles à surmonter. C'est ainsi qu'en 1997, Métaleurop a connu des difficultés qui, fort heureusement, ont finalement pu être levées (cf. encadré). ■

Métaleurop fabrique à Noyelles-Godault, à Escaudoeuvres et à Villefranche sur Saône des lingots de plomb et de zinc à partir de résidus métalliques. Pour son approvisionnement en résidus, elle dépend en grande partie d'importations.

En 1997, la société a connu des difficultés aux frontières pour son approvisionnement en provenance d'Allemagne et de Belgique, difficultés qui auraient pu provoquer un arrêt de la production si elles s'étaient prolongées.

Ces problèmes venaient de ce que les administrations allemandes, belges et françaises avaient des interprétations divergentes quant au classement du résidu comme marchandise ou comme déchet, et délivraient donc des bordereaux de transferts de nature différente. Or, s'il n'y a pas concordance de bordereau entre le pays exportateur et le pays importateur, le transfert est bloqué en douane.

L'intervention de la DGEMP a permis de résoudre le problème : les administrations se sont entendues finalement sur le classement de ces résidus comme marchandise. Cette intervention a permis de rassurer la société quant à l'intérêt à développer des investissements de deuxième fusion en France.

Mines de potasse d'Alsace : signature de l'accord sur l'avenir du personnel.

Les mines de potasse d'Alsace (MPDA) sont engagées dans un plan de réduction progressive d'activité qui doit conduire à la fermeture complète d'ici 2004. Engagée depuis 1994, la concertation sur l'avenir du personnel s'est intensifiée en 1997 et a permis d'aboutir à un accord signé le 22 mai 1997 par la direction et par quatre des cinq organisations syndicales. Cet accord prévoit des mesures d'âge sous forme de retraites et préretraites pour les plus anciens et des mesures d'aide à la reconversion pour les plus jeunes.

Compte-tenu de la pyramide des âges aux MDPDA, ce sont plus de 800 salariés qui seront amenés à se reconvertir. Pour les y aider, l'entreprise, avec le concours financier de l'Etat, a mis en place un dispositif conséquent : bilan de compétences pour chacun, appui à la définition d'un projet personnel, recensement des emplois susceptibles d'être proposés aux mineurs, plan de formation etc...

En outre, les MDPDA et leur maison mère, l'Entreprise Minière et Chimique, travaillent très activement à ce que de nouvelles entreprises choisissent de s'implanter dans le bassin potassique ou à proximité. Cette action est menée en partenariat étroit avec les chambres consulaires, la

communauté de communes du bassin potassique, le conseil général du Haut-Rhin, le conseil régional d'Alsace, et aussi l'Etat.

Les résultats obtenus en 1997 soulignent la qualité du travail réalisé, avec trois grands succès. La décision du groupe Mitsui d'implanter une usine de cd rom à Ensisheim, la décision du groupe Photo Print Electronic d'implanter une usine de circuits imprimés à Pulversheim et la décision du groupe Décathlon de créer une plate-forme logistique à Kingersheim. Avec à la clé, au total, près de 600 emplois nouveaux.

En parallèle, à Wittelsheim, la société Stocamine prépare activement le démarrage prochain de son activité de stockage de déchets ultimes qui a reçu en 1997 le feu vert de l'Etat. Cette activité nouvelle va monter en puissance à partir de l'été 1998 et créera environ 80 emplois nouveaux.

Ces succès sont de bon augure. Près de 200 mineurs ont déjà trouvé un nouvel emploi et beaucoup d'autres sont en formation, sur le chemin d'un nouveau métier. La reconversion est en marche. ■

L'après-mine

L'arrêt de l'exploitation dans les bassins miniers pose souvent de délicats problèmes techniques, juridiques et financiers. Il s'agit en particulier de la surveillance et de la prévention de risques, par exemple d'affaissements de terrains à l'aplomb d'anciennes mines souterraines, du dédommagement des dégâts qui peuvent encore se produire après la fermeture des mines, de la gestion des eaux, en bref de toutes les responsabilités qu'il faut continuer d'exercer après la fin de l'exploitation, et ce pendant des périodes qui peuvent n'avoir pas de terme prévisible.

De plus la fermeture des bassins entraîne la disparition des exploitants. Or, en cas d'affaissement, par exemple, les dégâts affectaient bien souvent les immeubles dont l'exploitant était propriétaire, et où habitait son personnel. S'il fallait consolider d'urgence, il avait des services d'entretien qui intervenaient rapidement. S'il fallait faire des levés topographiques, il mobilisait ses géomètres. En tout état de cause, il avait intérêt au règlement rapide des problèmes car il y allait du climat social dans le bassin.

La disparition des capacités opérationnelles de l'exploitant s'est ainsi nettement manifestée lors des affaissements miniers d'Auboué (1996) et de Moutiers (1997), qui ont provoqué des dégâts importants à 190 logements de ces deux communes du bassin ferrifère lorrain. L'Etat a dû intervenir et s'engager fortement, du point de vue technique et du point de vue financier.

Le ministre de l'Industrie a mandaté un groupe de travail copiloté par le directeur général de l'énergie et des matières premières et le conseil général des mines pour faire toute proposition permettant de remédier aux défaillances constatées.

Sur la base des travaux de ce groupe et de la communication du secrétaire d'Etat à l'Industrie, le Conseil des ministres du 28 janvier 1998 a décidé les mesures suivantes :

- l'étude et la mise en place d'un mécanisme d'indemnisation rapide, reposant sur une évaluation équitable et professionnelle des dégâts causés du fait des affaissements miniers ;
- la mise en place, dans des régions où cela apparaîtra nécessaire, d'équipes permettant de garder la mémoire des travaux miniers, de surveiller les terrains et de prévenir les risques ;
- la possibilité de mise en place de servitudes dans les zones concernées par les affaissements ;
- la reprise, dans des conditions équilibrées, de la gestion des équipements hydrauliques d'origine minière utiles pour la prévention des inondations, pour l'alimentation en eau potable ou pour le soutien de débit de cours d'eau conformément aux schémas locaux ;
- le dépôt d'un projet de loi réformant le code minier pour une meilleure prise en compte la gestion de la fermeture des mines.
- le soutien à la création d'un pôle européen de recherche afin d'exploiter les compétences existantes à l'école des Mines de Nancy, à l'école de Géologie de Nancy, à l'école des Mines de Paris, au BRGM et à l'Inéris. ■

Le code minier des départements d'outre-mer

La direction générale de l'Energie et des Matières Premières a préparé, en concertation avec les autorités guyanaises et les acteurs de l'activité minière de ce département, un projet de loi portant extension et adaptation du code minier aux départements d'Outre-Mer. Ce projet vise à atteindre trois objectifs : donner aux orpailleurs une situation légale tout en facilitant leur cohabitation avec les grands opérateurs miniers, associer les élus locaux aux décisions portant sur les titres miniers et enfin prendre davantage en compte les préoccupations de respect de l'environnement.

Après un premier examen du projet au Sénat puis à l'Assemblée Nationale, le vote de la loi qui ne devait être qu'une formalité en seconde lecture, n'a pu avoir lieu à cause des événements politiques du deuxième trimestre. Il est finalement intervenu le 9 avril 1998.

Ce contretemps a été mis à profit par les autorités locales et la DRIRE de Guyane pour sensibiliser à ces objectifs les autres services déconcentrés de l'Etat et tester en vraie grandeur des dispositifs qui seront consacrés officiellement par la loi (octroi de zones de 1 km² et prescription de mesures de protection de l'environnement pour les artisans mineurs notamment). ■

L'essentiel en 10 graphiques

L'énergie en 1997

L'année 1997 peut être résumée en deux chiffres ; l'un est bon, l'autre, moins. Le dernier est celui de la facture énergétique qui a poursuivi sa hausse, passant de 79,2 à 85,6 milliards de francs (+ 8%). Ceci n'est pas du à une croissance de la consommation d'énergie, mais à la hausse du dollar qui a plus que compensé la baisse du baril.

En effet, grâce à un climat particulièrement doux, caractérisé par un indice de rigueur de 0,90 contre 1,03 en 1996, la consommation d'énergie primaire a décliné de 1,4 %, à 233 Mtep.

La consommation corrigée du climat (237 Mtep) est en augmentation, mais nettement moins que le PIB marchand

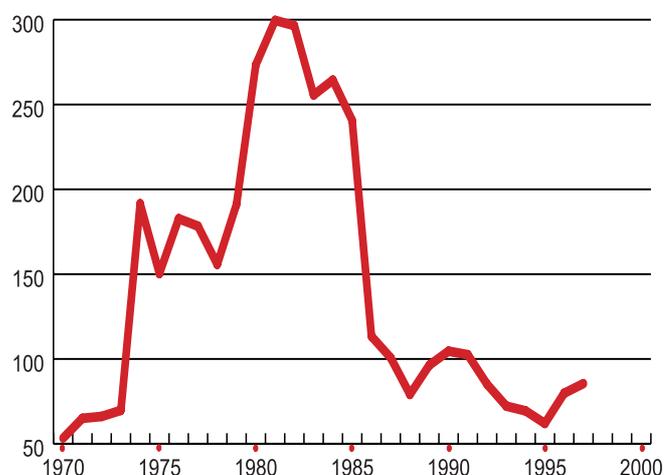
en volume (0,9 % contre 2,6 %) de sorte que l'intensité énergétique -qui est le ratio de ces deux grandeurs- a baissé de 1,7 % ce qui constitue le bon chiffre annoncé plus haut.

Si l'on peut s'en réjouir, il faut cependant garder à l'esprit que l'intensité énergétique décroît naturellement les années de forte croissance économique, car cette dernière n'affecte qu'une part de la consommation d'énergie. Il faut aussi reconnaître qu'il est difficile de mesurer à 1 % près aussi bien la consommation d'énergie que le PIB.

C'est pourquoi il est intéressant de regarder l'évolution de l'intensité énergétique sur une période plus longue : elle a baissé, en moyenne annuelle, de 0,5 % sur les deux dernières années et de 0,9 % sur les trois dernières.

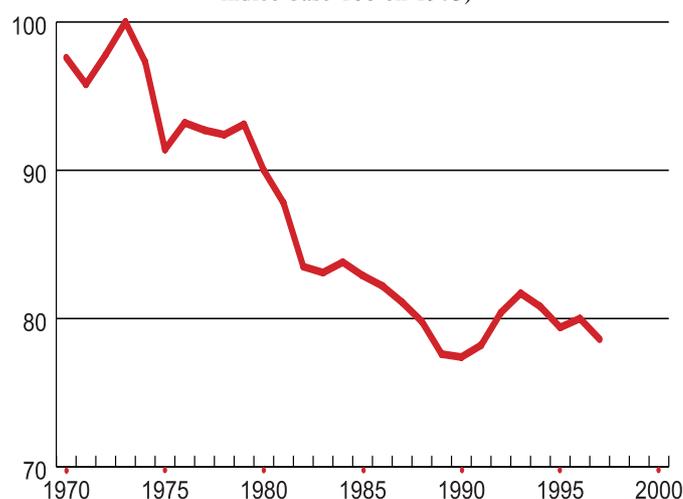
Facture énergétique de la France

(importations CAF - exportations FAB hors DOM-TOM)
en milliards de francs constants 1997



Intensité énergétique de la France

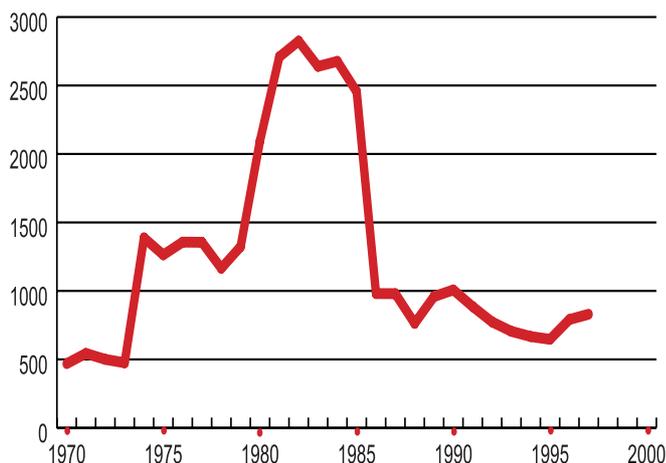
(ratio de la consommation primaire d'énergie corrigée
du climat au PIB marchand en volume,
indice base 100 en 1973)



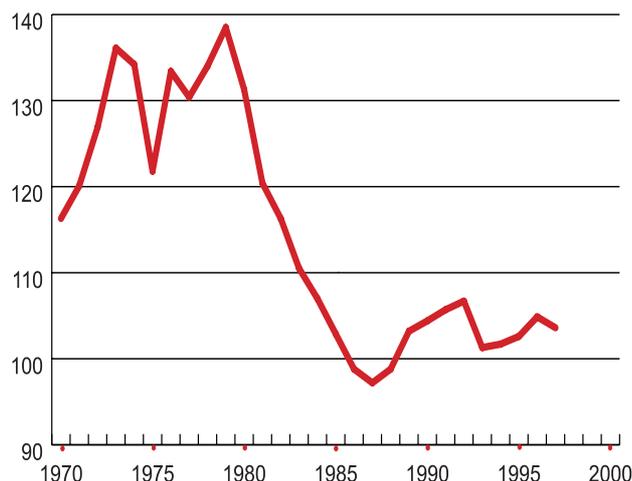
Les émissions de CO₂ baissent de 1,2 % par rapport à 1996 en raison de la faible contribution des centrales thermiques classiques à la production d'électricité. En effet, le climat particulièrement doux n'a pas nécessité de recourir aux moyens de production de pointe aussi souvent qu'en 1996, année «climatiquement normale».

Par rapport à 1990, qui est le niveau de référence retenu par la conférence de Kyoto, les émissions sont en retrait de 0,8 %, malgré une tendance à la hausse depuis 1993. ■

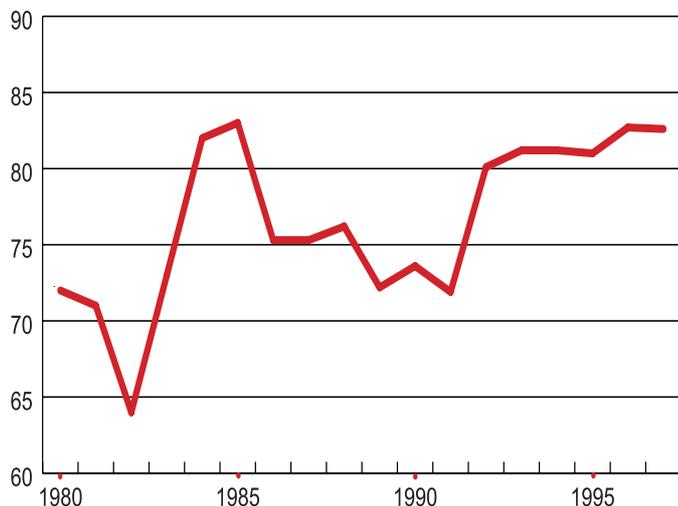
Prix moyen du pétrole brut importé
en francs constants 1997 par tonne



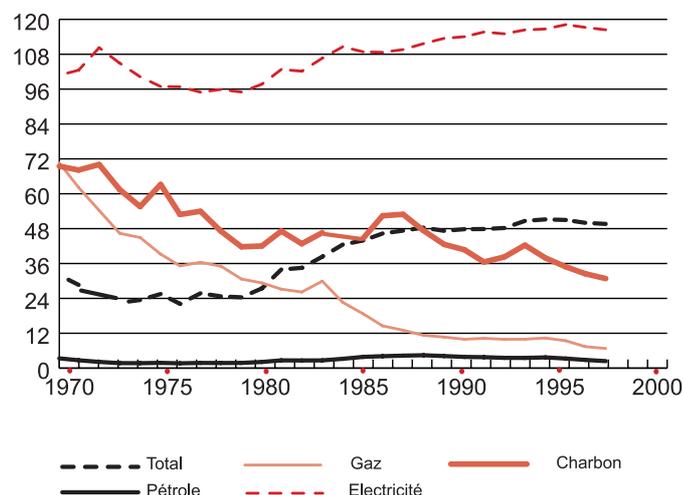
Emissions totales de CO₂ d'origine énergétique
avec correction climatique, en Mt de carbone



Taux de disponibilité des centrales nucléaires EDF
(calculé pour l'ensemble des réacteurs à eau sous pression), en %



Indépendance énergétique de la France
(ratio de la production primaire sur la consommation totale d'énergie primaire hors correction climatique), en %



Qu'est-ce que l'énergie primaire ?

Le « Dictionnaire de l'énergie », publié en 1992 par le Conseil Mondial de l'Énergie donne les définitions suivantes :

Énergie primaire : énergie n'ayant subi aucune conversion, comme le charbon, le pétrole ou le gaz naturel extraits du sol, l'électricité nucléaire, hydraulique ou importée, le bois, l'énergie solaire, l'énergie éolienne.

Énergie finale : énergie délivrée aux consommateurs pour être convertie en énergie utile ; une distinction est faite entre consommation finale

énergétique et non énergétique, cette dernière regroupant les usages en tant que matière première, notamment pour la pétrochimie.

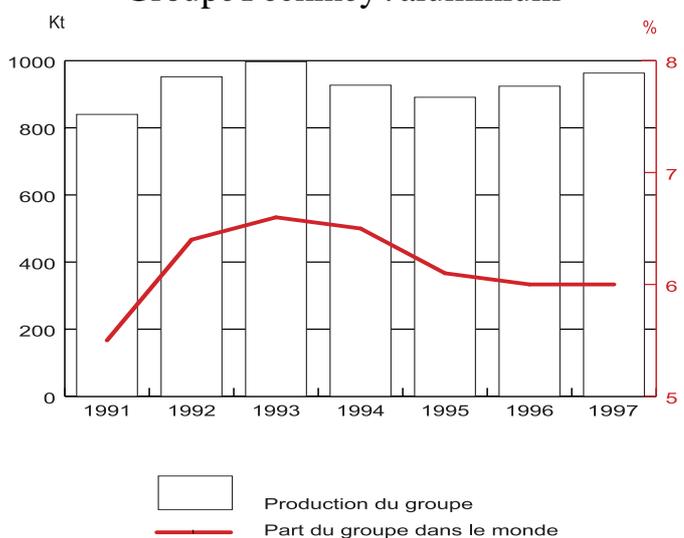
La consommation d'énergie primaire (237,4 Mtep) est ainsi la somme des consommations finales énergétiques (197,4 Mtep) et non énergétique (16,9 Mtep) et de la consommation de la branche énergie : énergie utilisée dans les raffineries pour la distillation du brut, pertes en lignes pour la distribution d'électricité, etc.

Production métallurgique des principaux groupes français

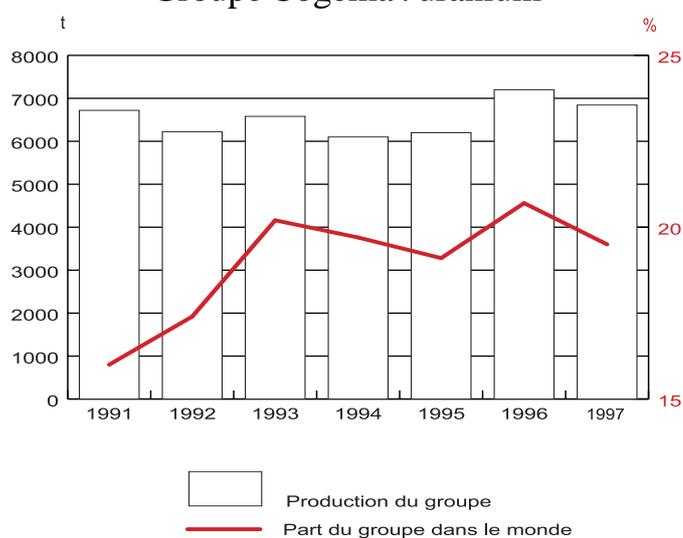
L'industrie française est très présente dans la production des matières premières minérales non énergétiques. Les groupes Pechiney, Eramet et Cogéma y ont une place toute particulière que les

graphiques ci-dessous illustrent. Les données qui y figurent représentent, en consolidé au niveau mondial, leurs productions métallurgiques et leurs parts dans la production mondiale. ■

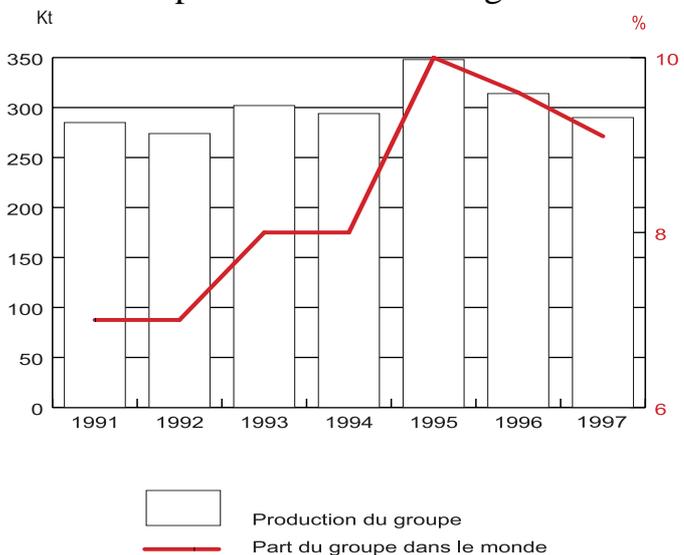
Groupe Pechiney : aluminium



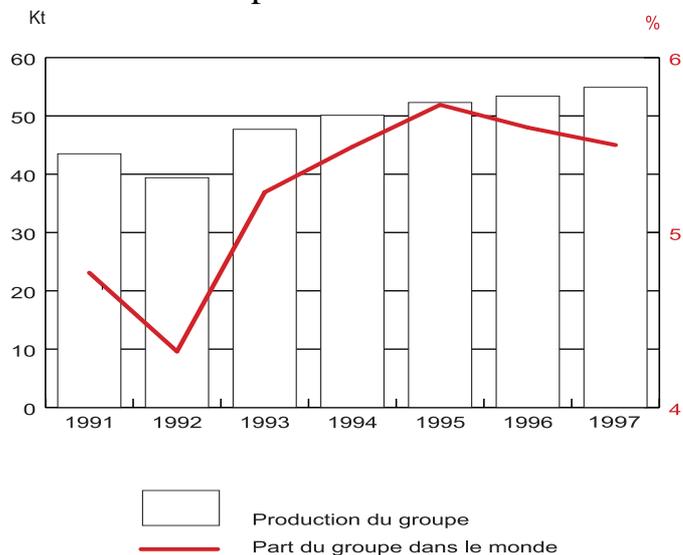
Groupe Cogema : uranium



Groupe Eramet : ferromanganèse



Groupe Eramet : nickel



**Organigramme
de la
direction générale de l'énergie
et des matières premières**

Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP)

Adresse postale : 99 rue de Grenelle-75353 Paris CEDEX 07

Ses missions

Elaborer et mettre en oeuvre la politique du Gouvernement dans le domaine de l'énergie et des matières premières.

Directeur général : Claude Mandil
Téléphone : 01 43 19 44 25
Télécopie : 01 43 19 42 74

Adjoint : Antoine Guérout
Téléphone : 01 43 19 44 28
Télécopie : 01 43 19 42 74

Secrétariat général : Jacqueline Bataille
Téléphone : 01 43 19 31 75
Télécopie : 01 43 19 24 78

Cellule publications : Alain Thomas
Téléphone : 01 43 19 22 23
Télécopie : 01 43 19 41 88

Les Directions et Services

Service des affaires nucléaires
Service international
Service des énergies renouvelables et de l'utilisation rationnelle des énergies (SERURE)
Observatoire de l'énergie
Observatoire des matières premières
Direction des hydrocarbures (DHYCA)
Direction du gaz de l'électricité et du charbon (DIGEC)
Service des matières premières et du sous-sol (SMPSS)

Service des affaires nucléaires

99 rue de Grenelle - 75353 Paris CEDEX 07
Téléphone : 01 43 19 31 38
Télécopie : 01 43 19 25 00

Ses missions

.élaborer et mettre en oeuvre les décisions gouvernementales relatives à la filière nucléaire sous réserve des attributions de la DSIN

.assurer la tutelle sur le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA), la COGEMA et l'Agence Nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA)

.participer au contrôle des exportations des matières premières sensibles

Chef du service : Philippe Kahn

Adjoint : ...

Service des énergies renouvelables et de l'utilisation rationnelle de l'énergie (SERURE)

97-99 rue de Grenelle - 75353 Paris CEDEX 07
Téléphone : 01 43 19 49 87
Télécopie : 01 43 19 20 01

Ses missions

.promouvoir l'utilisation rationnelle des ressources énergétiques, le développement et la diversification des productions et des consommations d'énergies renouvelables

.élaborer et mettre en oeuvre les mesures concernant le développement des économies d'énergie

.assurer la tutelle de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME)

Chef du service : Jean-Pierre Leteurtois

Adjoint : Pascal Dupuis

Service international

99 rue de Grenelle - 75353 Paris CEDEX 07
Téléphone : 01 43 19 31 41
Télécopie : 01 43 19 48 66

Chef du service : Bruno Grémillot

Observatoire de l'énergie

97-99 rue de Grenelle - 75353 Paris CEDEX 07
Téléphone : 01 43 19 44 21 ou 01 43 19 44 63
Télécopie : 01 43 19 41 88

Ses missions

.rassembler et analyser les informations nécessaires à la préparation et au suivi de la politique énergétique.

.diffuser les données nationales et internationales sur l'énergie.

Secrétaire général : Richard Lavergne

Adjoint : Louis Meuric

Observatoire des matières premières

99 rue de Grenelle - 75353 Paris CEDEX 07
Téléphone : 01 43 19 21 09
Télécopie : 01 43 19 20 02

Ses missions

.rassembler et analyser les informations nécessaires à l'élaboration de la politique dans le domaine des matières premières.

Président : Pierre Boisson

Directeur : Bertrand de l'Épinois

Secrétaire général : Yvan Faure-Miller

Service des matières premières et du sous-sol (SMPSS)

99 rue de Grenelle - 75353 Paris CEDEX 07
Téléphone : 01 43 19 21 09
Télécopie : 01 43 19 34 94

Ses missions

.élaborer et mettre en oeuvre la politique du Gouvernement pour l'approvisionnement national en substances minérales naturelles et les industries de première transformation de ces substances y compris les matériaux de construction

.élaborer la réglementation concernant la recherche et l'exploitation de ces substances

. tutelle sur le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM), sur l'Entreprise minière et chimique (EMC) ainsi que sur les entreprises nationales de sa compétence (SLN, Pechiney)

Chef du service : Bertrand de l'Épinois

Adjoint : Jérôme Muller

Direction des hydrocarbures (DHYCA)

97-99 rue de Grenelle 75353 - Paris Cedex 07

Téléphone : 01 43 19 38 35

Télécopie: 01 43 19 48 67

Ses missions

.élaborer et mettre en oeuvre la politique du gouvernement pour l'approvisionnement national en hydrocarbures et le développement de l'industrie pétrolière en France et à l'étranger

.élaborer et appliquer la réglementation se rapportant à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures

.élaborer la réglementation technique et de sécurité concernant les produits pétroliers et les carburants de substitution

.exercer la tutelle sur l'Institut Français du Pétrole (IFP), sur les établissements publics et entreprises nationales de son domaine de compétence

Directeur : Didier Houssin

Adjoint : ...

Affaires générales

Colette Boulestin-Rethore

Cellule "statistiques"

Responsable : Corinne Vaillant

Service exploration-production

Chef du service : Thierry Chenevier

Service environnement-raffinage

Chef du service : Alain Salessy

Service stockage-transports-distribution

Chef du service : Didier Roze

Service relations internationales-approvisionnements

Chef du service : Cécile Pozzo di Borgo

Service de conservation des gisements d'hydrocarbures (SCGH)

Chef du service : Thierry Chenevier

Adresse du service : 120 rue du Cherche Midi - 75006 Paris

Téléphone : 01 43 19 53 53

Télécopie : 01 47 08 33 70

Service spécial des dépôts d'hydrocarbures (SSDH) et service national des oléoducs interalliés (SNOI)

Chef du service : Alexandre de Benoist de Gentissart

Adresse du service : 120 rue du Cherche Midi - 75006 Paris

Téléphone : 01 43 19 46 99

Télécopie : 01 43 19 25 11 et 01 43 19 22 51

Direction du gaz, de l'électricité et du charbon (DIGEC)

97/99 rue de Grenelle - 75353 Paris CEDEX 07

Téléphone: 01 43 19 44 45

Télécopie : 01 43 19 45 16

Ses missions

.élaborer et mettre en oeuvre la politique du gouvernement dans le domaine de l'électricité, des combustibles minéraux solides, du transport, du stockage et de la distribution du gaz

.assurer la tutelle sur EDF, GDF, la Compagnie Nationale du Rhône (CNR), les Charbonnages de France (CDF), les houillères de bassin et leurs filiales, l'Association Technique de l'Importation Charbonnière (ATIC)

.étudier les problèmes statutaires et sociaux des organismes concourant au service public du gaz et de l'électricité

.coordonner les actions se rapportant au statut du mineur et à la sécurité sociale minière

Directeur : Jacques Batail

Adjoint : ...

Service de l'électricité

Chef du service : Alain Schmitt

Service du gaz

Chef du service : Marie-Claire Beltrame-Devoti

Service du charbon

Chef du service : Lionel Toutain

Service des affaires générales et sociales

Chef du service : Pierre-Yves Couchoud

Service technique de l'énergie électrique et des grands barrages

Chef du service : Philippe Cruchon

Liste des publications

Direction générale de l'énergie et des matières premières

Publications ENERGIE

■ Chiffres clés/statistiques :

<p>Données mensuelles</p> <ul style="list-style-type: none"> - La note de conjoncture énergétique. Diffusion gratuite. - Statistiques mensuelles hydrocarbures. Diffusion gratuite. 	Observatoire de l'Energie DHYCA
<p>Données semestrielles</p> <ul style="list-style-type: none"> - Dépliant «prix des énergies». Janvier 1988. Diffusion gratuite - Dépliant «statistiques énergétiques France». Décembre 1997. Diffusion gratuite. 	Observatoire de l'Energie Observatoire de l'Energie
<p>Données annuelles</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tableaux des consommations d'énergie en France. Edition 1997-1998. 150 F. - Les consommations d'énergie dans l'industrie. Edition 1997. 120 F. - Statistiques de l'industrie gazière en France. 1996/1997. 50 F. - Gaz, électricité, charbon données statistiques 1996. Edition 1997. 50 F. - Les chiffres clés production-distribution de l'énergie électrique en France. Statistiques 1996/1997. 50 F. - Les chiffres clés de l'énergie. Edition 1997. 100 F. - Bilans de l'énergie de 1970 à 1992. Edition 1994. 65 F. 	Observatoire de l'Energie Délégation à la communication Délégation à la communication Délégation à la communication Délégation à la communication Délégation à la communication Délégation à la communication

■ Rapports annuels :

<ul style="list-style-type: none"> - DGEMP, rapport annuel 1996. Diffusion gratuite. - L'industrie pétrolière en 1996. (DHYCA). 160 F. - Recherche et production pétrolières en France. Rapport annuel 1996. 240 F ou par abonnement. - Rapport annuel de géophysique. 1996. 100 F. - Gaz, électricité, charbon. Rapport annuel 1995 (DIGEC). 120 F. 	Cellule publications DGEMP Délégation à la communication DHYCA-SCGH DHYCA-SCGH Délégation à la communication
---	--

■ Publication périodiques :

<ul style="list-style-type: none"> - Energies et matières premières. Lettre trimestrielle. Diffusion gratuite. - Supplément hydrocarbures à la lettre énergies et matières premières. Diffusion gratuite. - Bulletin mensuel d'information du SCGH. 120 F ou plusieurs abonnements possibles. - Cartes d'implantation des puits d'exploration d'hydrocarbures. 180 F pour la version papier ou par abonnement (autres versions possibles). - Carte des périmètres miniers d'hydrocarbures. Mise à jour semestrielle. 145 F ou par abonnement. - Barrages. Revue trimestrielle. Diffusion gratuite. 	Cellule publications DGEMP DHYCA DHYCA-SCGH DHYCA-SCGH DHYCA-SCGH DIGEC-STEEGB
--	---

■ **Publications non périodiques :**

- Vers la future organisation électrique française. 1998. Gratuit	Délégation à la communication
- Les coûts de référence de la production électrique. 1997. 120 F.	Délégation à la communication
- Liste des titres miniers d'hydrocarbures. 1998. Prix divers.	DHYCA-SCGH
- Liste des campagnes géophysiques. Prix divers.	DHYCA-SCGH
- Liste des forages pétroliers. Prix divers.	DHYCA-SCGH
- Evolution de la production d'hydrocarbures en France. 400 F.	DHYCA-SCGH
- Calcul du domaine minier des sociétés. 150 F.	DHYCA-SCGH
- L'énergie nucléaire en 110 questions. 1996. 85 F.	Cherche-Midi éditeur
- Les biocarburants. Rapport de M. Raymond H. Lévy. 1993. 80 F.	Délégation à la communication
- La récupération des vapeurs d'essence en station-service. 1993. 200 F.	Délégation à la communication
- Technique et coûts de réduction des pollutions émises par les chaudières au fioul lourd. 1992. 220 F.	
- Méthodes de comptabilité de l'énergie. 35 F.	Délégation à la communication Délégation à la communication

■ **Serveurs minitel :**

- 3614 Enerstat. le tableau de bord de l'énergie.
- 3614 Pétrolinfo. Informations sur le pétrole et le gaz.

Publications MATIERES PREMIERES

■ **Chiffres clés/statistiques :**

- Les chiffres-clés des matières premières minérales. Edition 1998. 200 pages.	Délégation à la communication
--	-------------------------------

■ **Rapport annuel :**

- DGEMP, rapport annuel 1996. Diffusion gratuite.	Cellule publications DGEMP
---	----------------------------

■ **Publication périodique :**

- Ecomine. Revue mensuelle de l'actualité des marchés et des publications spécialisées. Abonnement annuel. 1500 F.	Observatoire des matières premières
--	-------------------------------------

■ **Publications non périodiques :**

<ul style="list-style-type: none">- Le rôle économique du négoce international dans les industries de minerais et métaux. 1998. 200 F.- Le code minier. Edition 1995. 150 F.- Les eaux minérales en France. 1995. 300 F.- Les eaux minérales en Europe et en Amérique du Nord. 1995. 300 F.- Pays du Maghreb : industries minières et métallurgiques. 1993. 100 F.- Les mines souterraines françaises. 1992. 200 F.	<p>Délégation à la communication Délégation à la communication</p>
--	--

■ **Serveur minitel :**

- Serveur QUESTEL. Banque Ecomine (information documentaire sur les matières premières) : 08 36 28 00 03 ou 08 36 13 13

Où se procurer ces publications ?

Délégation à la communication :	Secrétariat d'Etat à l'Industrie. Délégation à la communication 20, Avenue de Ségur - 75353 PARIS 07 SP Tél : 01 43 19 64 44 Télécopie : 01 43 19 62 99
Cellule publications :	Secrétariat d'Etat à l'Industrie. DGEMP. Cellule publications 101, Rue de Grenelle. - 75353 PARIS 07 SP Télécopie : 01 43 19 41 88
Observatoire de l'énergie :	Secrétariat d'Etat à l'Industrie. DGEMP. Observatoire de l'énergie. Tél : 01 43 19 44 21 Télécopie : 01 43 19 41 88 Mél.dgemp.oe@industrie.gouv.fr
Observatoire des matières premières :	Secrétariat d'Etat à l'Industrie. DGEMP. Observatoire des matières premières Tél : 01 43 19 46 74 Télécopie : 01 43 19 28 78
DHYCA :	Secrétariat d'Etat à l'Industrie. DHYCA. 101, Rue de Grenelle - 75353 PARIS 07 SP Tél : 01 43 19 37 95 Télécopie : 01 43 19 48 67
DHYCA-SCGH :	Secrétariat d'Etat à l'Industrie. DHYCA-Service de conservation des gisements d'hydrocarbures. 120, Rue du Cherche Midi - 75353 PARIS 07 SP Tél : 01 43 19 53 53 Télécopie : 01 43 19 54 54
DIGEC-STEEGB :	Secrétariat d'Etat à l'Industrie. DIGEC-STEEGB. 101, Rue de Grenelle - 75353 PARIS 07 SP Tél : 01 43 19 46 95 Télécopie : 01 43 19 49 92
Cherche-Midi Editions :	23, Rue du Cherche Midi - 75006 PARIS Tél : 01 42 22 71 20 ou 01 45 44 08 38

Les bons de commande de ces différentes publications seront également disponibles sur internet : www.industrie.gouv.fr (espace énergies et matières premières) dès le second semestre 1998.