


MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE
DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE

Énergies et matières premières

Regards sur 1998



Secrétariat d'Etat à l'Industrie

Direction générale de l'énergie et des matières premières

Tutelle, régulation et souveraineté

Dominique Maillard

Directeur Général de l'Énergie
et des matières premières

Il est d'usage de présenter les missions des Pouvoirs Publics en deux volets :

· **la tutelle** qui s'exerce sur les entreprises publiques où l'Etat doit jouer son rôle d'actionnaire au nom de la Nation ;

· **la régulation**, souvent déléguée à des "autorités" distinctes de l'Etat, consistant à arbitrer les conflits entre opérateurs sur un marché nouvellement ouvert à la concurrence.

Partant de là, le scénario serait on ne peut plus simple. L'Etat exercera de moins en moins de responsabilité de tutelle à mesure que le secteur public se rétrécira. Parallèlement il délèguera de plus en plus aux autorités indépendantes de régulation. En d'autres mots : moins d'Etat, mieux d'Etat peut-être et la messe est dite !

Malheureusement pour les amateurs de schémas simples, l'affaire est sensiblement plus complexe. L'Etat n'est pas un Janus à deux usages ; en l'occurrence il se rapprocherait plutôt de la triade védique, car la présentation précédente omet une responsabilité essentielle et immanente : **la compétence régalienne**. J'entends par là la responsabilité qu'a l'Etat de veiller à la défense des intérêts généraux et supérieurs de la collectivité. Relèvent de cette mission les principes d'ordre public, le respect des lois et règlements de la République, mais aussi la mise en œuvre des missions d'intérêt économique général, plus souvent dénommées missions de service public quel que soit l'opérateur qui les exerce.

Pour donner un tour plus concret au discours je voudrais l'appliquer au cas particulier de l'énergie, à l'heure où le processus d'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz amène à de nombreuses et légitimes interrogations.

Parlons tout d'abord de la **tutelle**. Historiquement caractérisé par la prédominance d'entreprises publiques, le domaine de l'énergie porte la tradition d'une intervention publique forte. Le secteur pétrolier a connu une émancipation marquée par la loi de 1992

qui a mis fin, pour l'essentiel, à une surveillance rapprochée des Pouvoirs Publics, instaurée par la loi de 1928.

En revanche, tant l'électricité, le gaz que le charbon connaissent une présence publique très largement dominante et la privatisation de ces secteurs n'est pas à l'ordre du jour. Autrement dit, la tutelle continuera à s'exercer sur les entreprises publiques du secteur. Pour autant, elle ne restera pas statique et s'adaptera aux exigences du temps. En particulier la contractualisation des relations entre l'Etat et les entreprises publiques devient maintenant un modèle éprouvé et fructueux. Elle permet aux entreprises de retrouver une liberté de manœuvre comparable à celle de leurs concurrents privés quant à la gestion courante. Elle donne à l'Etat une vision à moyen terme et le conduit à formuler des objectifs stratégiques conciliant ses impératifs et les contraintes économiques du secteur.

La régulation est la grande affaire du moment. Après les évolutions ayant intéressé les secteurs de l'audiovisuel, du chemin de fer et surtout des télécommunications, c'est au tour de l'énergie d'accomplir sa conversion régulatrice. Notons tout d'abord que l'essentiel n'est pas dans la forme juridique retenue (autorité indépendante ou non), mais dans la définition des missions. Qu'y a-t-il à réguler ? Pour faire court, il s'agit essentiellement de régler les questions d'accès à un réseau constituant pour tous les opérateurs un point de passage obligé. D'où la nécessité d'établir des règles de tarification d'usage ainsi que des spécifications de raccordement et d'arbitrer des conflits de priorités. A cette question principale s'ajoutent toutes celles qui résultent de la disparition des monopoles et droits exclusifs antérieurs sur la production, l'importation et l'exportation. Disons le clairement, ces missions sont nouvelles puisque la plupart des tâches en question se trouvaient internalisées au sein de l'opérateur public investi des pouvoirs du monopole. Il en résulte deux conséquences :

- la doctrine et la jurisprudence sont à créer ; la règle, si commode, du précédent est inopérante ; la transposition des expériences des secteurs voisins sera certes de quelque utilité mais elle escamote la spécificité du secteur ; les exemples étrangers, lorsqu'ils existent, sont aussi des sujets de réflexion mais doivent être replacés dans un contexte historique, économique et politique, souvent non transposable en France ;
- la création de toutes pièces de ces missions nouvelles, s'ajoutant à des missions qui, comme nous l'avons vu ou le verrons, ne sont nullement appelées à décroître, nécessitera l'affectation de moyens nouveaux. Cela n'a rien de surprenant quand on jette un œil aux effectifs consacrés à la régulation énergétique dans les pays qui la pratiquent à grande échelle depuis longtemps. Ainsi en Grande-Bretagne l'OFFER rassemble 250 agents et l'OFGAS 130 ; aux Etats-Unis les Public Utility Commissions (PUC) et la Federal Energy Commission (FERC) représentent au total plusieurs milliers de personnes.

Venons en aux missions **régaliennes** dans le secteur de l'énergie. Si j'évoquais précédemment l'image hardie de divinités védiques, c'est qu'en l'occurrence l'Etat, tels certaines statues de Shiva, a des bras multiples et que ses missions de souveraineté régalienne s'exercent de nombreuses manières. En matière d'ordre public et de sécurité, la réglementation sur l'énergie implique plusieurs départements ministériels (industrie, environnement, intérieur, mais aussi à certain titre justice, affaires étrangères, équipement, agriculture).

En fait les deux composantes sur lesquelles je souhaite insister sont l'organisation des **missions de service public** et la définition de **la politique énergétique**.

Bien indispensable au fonctionnement de l'économie et répondant à des besoins fondamentaux de l'individu (chauffage, éclairage, mobilité), le service de l'énergie rentre sans trop de difficulté dans la définition du "service public" tel que les plus grands juristes français l'ont défini¹. Cela ne signifie pas pour autant que toute prestation concernant l'énergie ne peut que relever du service public. Il convient de donner une définition précise de ce dernier. C'est à cette tâche que s'emploie notamment le projet de loi sur la modernisation du service public de l'électricité en cours d'examen devant le Parlement. Il faudra procéder à la même réflexion dans le cadre du prochain projet de loi concernant le gaz.

Autre volet relevant de la souveraineté nationale : la définition et la mise en œuvre d'une politique énergétique. Sans discontinuer depuis le début du siècle, les Pouvoirs Publics ont construit une politique énergétique nationale. L'industrie pétrolière française s'est construite, après la première guerre mondiale et plus encore au lendemain de la seconde, avec une omniprésence des Pouvoirs Publics caractérisée par les modalités interventionnistes de la loi de 1928.

En 1946 les secteurs électrique, gazier et charbonnier ont été reconstruits autour des lois de nationalisation. Le choc pétrolier de 1973 a conduit l'Etat à lancer une vigoureuse politique d'économies d'énergie et à développer un programme nucléaire assurant au pays une sécurité d'approvisionnement sans précédent. En 1992 la loi assouplit l'interventionnisme étatique dans le secteur pétrolier et "émancipe" les deux grands groupes français. 1999 sera une nouvelle étape pour l'ouverture du secteur électrique et 2000 verra le tour du secteur gazier.

Cela signifie-t-il l'évaporation d'une politique de l'énergie ? Sûrement pas ! Les modalités peuvent évoluer avec le temps, mais le débat du 21 janvier 1999 à l'Assemblée Nationale², a montré à quel point la quasi-totalité de la classe politique était attachée aux options qui, depuis 25 ans, constituent le fondement de notre politique énergétique : sécurité et continuité de la fourniture, diversification des sources et des filières, indépendance énergétique. L'émergence des problèmes environnementaux et tout particulièrement de l'effet de serre renforce encore la nécessité d'une politique à long et même à très long terme, complément indispensable du libre jeu du marché.



¹ Relève du service public selon L. DUGUIT (1928) "toute activité dont l'accomplissement doit être assuré, réglé et contrôlé par les gouvernants, parce que cette activité est indispensable à la réalisation et au développement de l'interdépendance sociale".

² Consultable depuis notre site internet www.industrie.gouv.fr

Sommaire

Quatorze sujets d'actualité	11
<i>1998, un nouveau départ pour la maîtrise de l'énergie</i>	13
<i>Le nucléaire entre passion et raison</i>	15
<i>L'inspection du travail dans les centrales nucléaires</i>	17
<i>Le projet de loi sur la modernisation et le développement du service public de l'électricité</i>	19
<i>Les grandes infrastructures gazières</i>	23
<i>L'avenir du bassin minier de Gardanne</i>	27
<i>Les matières premières en pleine tourmente</i>	29
<i>Le raffinage français au lendemain de la directive Auto-Oil</i>	35
<i>Les fusions pétrolières</i>	39
<i>Les priorités de la recherche technologique pétrolière</i>	41
<i>Distribution de carburants : une politique qui porte ses fruits</i>	43
<i>L'énergie en région</i>	45
<i>La mine en Nouvelle-Calédonie</i>	47
<i>Le BRGM met un terme à son alliance avec Normandy</i>	49
Les faits marquants	51
L'organigramme de la DGEMP	59
Les publications de la DGEMP	67
L'énergie et les matières premières sur minitel et internet	73

Quatorze sujets d'actualité

1998, un nouveau départ pour la maîtrise de l'énergie

Février 1998 fut un mois particulièrement faste pour la maîtrise de l'énergie.

Le 2, le Premier ministre annonçait la création dès 1999 d'une ressource pérenne, à hauteur de 500 MF, qui sera déployée par l'Ademe pour l'utilisation rationnelle de l'énergie et le développement des énergies renouvelables. Il ne s'agissait de rien moins qu'une multiplication par sept des crédits en question.

Le 24, le Secrétaire d'Etat à l'Industrie, Christian Pierret, présentait le rapport d'évaluation de la politique de maîtrise de l'énergie établi par M. Yves Martin (voir numéro 4 de la lettre trimestrielle Énergies et Matières premières). A cette occasion, il annonçait une relance de la politique de maîtrise de l'énergie avec le lancement, dès 1998, de programmes préfigurant les axes de l'action pour 1999.

Une volonté politique affirmée, se traduisant par un budget conséquent et par des orientations claires... restait à préciser la méthode pour réunir toutes les conditions du succès. C'est ce à quoi se sont employées la nouvelle direction de l'Agence et ses tutelles au cours de l'été 1998, en explicitant des orientations stratégiques pour les années à venir et en rénovant le cadre de relations qui s'étaient progressivement relâchées.

1998 restera donc une année charnière pour la maîtrise de l'énergie. Et si l'on peut augurer favorablement des suites, c'est parce que la volonté politique forte qui s'est exprimée a pu puiser pour se concrétiser dans un vivier de programmes qui ne demandaient qu'à grossir.

La DGEMP s'est toujours attachée à structurer l'action sous forme de grands programmes nationaux, aux objectifs clairement affichés et aux ressources pérennes. Ces programmes constituent les fondations de l'action à venir. Ceci est particulièrement vrai dans le domaine des énergies nouvelles et renouvelables, où l'on disposait d'une large base. Sans rechercher l'exhaustivité, on peut citer :

- le Plan **Bois Energie et Développement Local**, programme visant à impliquer fortement les collectivités



Plan bois-énergie : la chaufferie du CREPS de Vouillé
Photo : M. Roy/Ademe

territoriales dans le développement de leurs ressources en bois et dans son utilisation pour le chauffage collectif. Il compte déjà plus de 150 chaufferies pour une puissance de près de 100 MW, des investissements à hauteur de 215 MF et près de 150 emplois créés. Il a été tout naturellement étendu dès 1998 au bois-déchet, filière connexe mais jusque là délaissée faute de moyens, et sera très probablement élargi en 1999 aux nouvelles régions intéressées.

- le programme **Eole 2005**, série d'appels à propositions lancée en 1996 avec pour objectif l'installation d'ici 2005 de 250 à 500 MW de grand éolien raccordé au réseau. Il vise à créer un effet de volume qui ramène les coûts de l'éolien au niveau de ceux des sources d'énergie classiques et faciliter l'émergence d'une industrie française. Les premiers résultats se sont déjà fait sentir, puisque le prix d'achat est passé de 38 à 34 centimes/kWh, de la première à la seconde tranche du premier appel à propositions (mars 1997-octobre 1997). Devant ce résultat encourageant, EDF a retenu, pour ce premier appel à propositions, 78 MW de projets, contre 50 prévus initialement. De même la qualité et l'intérêt économique des projets présentés en 1998 pour les DOM et la Corse l'ont conduite à retenir 46 MW au lieu des 25 prévus. La seconde tranche de ce second appel à propositions est réservée à la France continentale. Elle porte sur 75 MW et sera close en avril 1999.

Ce programme constitue également un succès sur le plan industriel. Ainsi, le spécialiste français des éoliennes de taille moyenne, particulièrement adaptées aux installations insulaires, a créé près de 30 emplois en 1998 et se tourne maintenant vers l'export avec le marché très porteur que constituent les Caraïbes. Autre exemple, l'implantation à la Ciotat d'une unité de fabrication de mâts d'éoliennes pour l'ensemble du marché européen d'un grand groupe international. Cet investissement se serait certainement fait dans un autre pays si le marché français de l'éolien ne s'était pas ouvert à ce moment là.

- le programme **biogaz**, lancé en 1998, vise à équiper les décharges d'installations de combustion et de valorisation électrique du méthane produit par la fermentation des déchets. Comme Eole 2005, il procède par appels à propositions (le premier portant sur 10 MW électriques) avec l'objectif de constituer une masse critique de savoir-faire national qui permette de développer cette activité industrielle. Ce programme présente en outre un intérêt particulier au regard de la lutte contre l'effet de serre puisque le méthane est 20 fois plus actif, en termes d'effet de serre, que son produit de combustion, le gaz carbonique.

Le domaine des économies d'énergie a été en 1998 le cadre d'actions qui portent aussi les germes de l'activité 1999 et parmi lesquelles on peut citer les exemples suivants:

- la réécriture du cadre réglementaire de cette activité, entièrement rénové par la loi sur l'air et l'utilisation rationnelle de l'énergie. L'année écoulée a vu la sortie de la plupart des textes attendus : étiquetage des performances énergétiques de nombre d'appareils électroménagers, réglementation des rendements minimaux des chaudières jusqu'à 50 MW, modalités d'acquisition par les administrations d'un nombre minimal de véhicules alternatifs, ... Enfin, deux décrets concernant l'affichage des consommations d'énergie et la possibilité de changer de la nouvelle réglementation thermique, en 1999.

- le lancement en 1998 d'un vaste programme d'aide à la décision dans l'industrie, s'appuyant largement sur le recours aux Fonds Régionaux d'Aide au Conseil, et qui prendra sa pleine mesure en 1999 avec un soutien important de l'Ademe.

- le lancement, également en 1998, d'un programme de maîtrise des consommations d'électricité dans le secteur résidentiel, avec notamment des actions de promotion de l'éclairage par lampes à basse consommation. La maîtrise des consommations d'électricité a ensuite été reprise comme orientation stratégique de l'Ademe ce qui s'est répercuté sur son organisation.

Enfin, le projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité proposé par le Gouvernement réserve une place de choix aux énergies renouvelables productrices d'électricité et à la maîtrise des consommations d'électricité. En effet, d'une part l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables bénéficie de dispositifs d'obligation d'achat et d'autre part EDF reçoit la mission de promouvoir l'utilisation rationnelle de l'énergie auprès des consommateurs non éligibles. Il s'agit là d'une réponse sans ambiguïté à ceux qui craignaient que l'avènement du marché unique de l'électricité ne sonne le glas des énergies renouvelables et de la maîtrise des consommations.

1998 fut ainsi le théâtre de l'expression d'une volonté politique forte dans le domaine de la maîtrise de l'énergie, et de la réunion des conditions pour que cette volonté puisse se traduire sans délai en projets concrets. Cette année devrait donc rester dans les mémoires comme celle d'un nouveau départ pour la maîtrise de l'énergie. ■

Le nucléaire entre passion et raison

Si 1998 a donné lieu à un record en matière nucléaire, c'est bien celui du nombre d'articles qui lui auront été consacrés.

Qu'il s'agisse des rejets de l'usine de la Hague, de la propreté des convois de transport de combustibles, de la pollution des étangs de Saclay et bien sûr des revirements de la politique nucléaire allemande, on ne peut qu'être frappé de la place accordée par les médias à ces "affaires". Il est vrai que le nucléaire est un sujet qui passionne.

Cette passion explique sans doute pourquoi les Etats ont des politiques aussi contrastées en la matière. Ainsi, si l'Italie a effectivement arrêté dans les années 80 ses quatre réacteurs, la Suède n'en a encore rien fait dix huit ans après sa décision d'abandonner le nucléaire, et le conseil fédéral suisse vient de réaffirmer sa volonté de maintenir sa production nucléaire.

Les Etats-Unis qui ont le parc le plus important du monde, même s'ils ont gelé de fait leur programme d'engagements, ont mis en service une nouvelle tranche il y a trois ans. La Chine, le Japon, la Corée et l'Inde poursuivent actuellement des programmes qui, même si les réalisations restent en deçà des annonces, correspondent au total à deux ou trois tranches nouvelles par an. Il est vrai que ces pays ne pourront répondre autrement à la forte croissance de leurs besoins en électricité, sauf à augmenter considérablement leurs émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques "locaux". C'est ce qu'a bien compris le XVII^e congrès mondial de l'énergie, réuni en septembre 1998, qui a convenu que, même dans les scénarios les plus écologistes, la production mondiale d'électricité nucléaire augmenterait au moins jusqu'en 2030.

Dans ce contexte, l'annonce par le nouveau Gouvernement allemand de son abandon du nucléaire, sans constituer absolument un précédent, revêt une signification particulière et suscite de nombreuses interrogations. L'une des moindres, de ce côté-ci du Rhin, n'a pas été de savoir quel serait l'impact sur la Cogema de l'arrêt annoncé du retraitement en France et en Grande Bretagne des combustibles usés allemands. C'est en effet forte de contrats commerciaux à long terme et de l'accord intergouvernemental de 1990, que cette société avait donné à l'usine de La Hague une capacité suffisante pour traiter les déchets allemands. Le gouvernement français a fermement rappelé à son homologue allemand la nécessité d'honorer les engagements pris.

Par ailleurs, se pose à nos voisins un problème de fond : comment faire assez d'économies d'énergie pour concilier réduction des émissions de gaz carbonique et abandon du nucléaire ? Il sera certainement instructif de suivre la mise en œuvre de cette politique et de voir quels pourront être le rythme et le coût de cette marche forcée vers la sobriété énergétique.

En France, l'année 1998 aura été celle de la prise, par le Premier ministre, de décisions portant sur de grandes options de la politique nucléaire de la France :

- l'annonce en début d'année de l'abandon de Super-phénix ; cette décision a été concrétisée par la signature, en décembre 1998, du décret de mise à l'arrêt définitif du réacteur ;
- la poursuite équilibrée des recherches selon les trois axes de la loi du 30 décembre 1991 relative à la gestion des déchets de haute activité et à vie longue, prononcée à l'issue du comité interministériel du 9 décembre 1998 ;

- la nécessité d'une transparence renforcée et la mise en place, par voie législative, d'une autorité administrative indépendante chargée du contrôle de la sûreté, comme suite notamment aux propositions de M. Le Déaut dans son rapport de Juillet 1998.

Ces décisions ont donné lieu à une préparation très intense par les différentes administrations concernées et à un large débat. Le Premier ministre a tenu à annoncer lui-même les arbitrages rendus, ce qui montre bien que le nucléaire est un domaine où les décisions sont prises par le pouvoir politique au plus haut niveau et non par un prétendu lobby nucléaire que M. C. Pierret, lors du débat parlementaire sur l'énergie, renvoyait dos à dos avec le "lobby de la désinformation".

En dehors de ces grandes options, d'autres décisions importantes ont été prises :

- la France a donné son accord, à l'occasion de la réunion de la commission Oskar pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est, pour que les rejets radioactifs soient ramenés à des niveaux tels que l'excédent des teneurs, par rapport aux teneurs historiques dans le milieu marin, soit proche de zéro. Elle établira en conséquence un plan d'action qui concernera en premier lieu l'usine de la Hague ;

- au même moment, le Premier ministre a décidé d'autoriser le chargement en Mox¹ des quatre tranches nucléaires de Chinon. (Les procédures relatives aux demandes déposées en mars 1997 par EDF pour le chargement des tranches 5 et 6 de Gravelines et en août 1997 pour les tranches 3 et 4 du Blayais restent, elles, en suspens.)

Le débat à l'Assemblée nationale du 19 janvier 1999 a permis de constater qu'en France l'ensemble des partis politiques, à l'exception des Verts, étaient en faveur d'un nucléaire maîtrisé et sûr. En réalité, le débat "pour ou contre le nucléaire" recouvre aujourd'hui plus une question de principe que des choix concrets. En effet :

- avec l'achèvement des centrales de Chooz et de Civaux, le parc nucléaire est désormais complet pour répondre aux besoins présents ;

- les usines de retraitement de La Hague et de fabrication de Mox de Marcoule, Cadarache et Dessel fonctionnent ;

- le centre de stockage de déchets à vie courte de l'Aube fonctionne ;

- les recherches sur la gestion des déchets de haute activité et à vie longue sont mises en œuvre de façon à préparer les décisions qui devront être prises en 2006.

Dès lors, la seule question qui se pose vraiment est de savoir si l'on veut maintenir l'option nucléaire ouverte à l'échéance du renouvellement du parc. Le Gouvernement a clairement répondu oui à cette question. Il examinera, dans cette perspective, l'opportunité de l'engagement d'un réacteur de type "EPR" reposant sur le concept mis au point par les industriels français et allemands et approuvé par les autorités de sûreté des deux pays. ■

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.

L'inspection du travail dans les centrales nucléaires

L'acceptabilité par le public de la production nucléaire d'électricité suppose, entre autres choses, que les conditions de travail dans ce secteur respectent pleinement la réglementation en vigueur, qu'il s'agisse de prescriptions spécifiques aux rayonnements ionisants, ou des dispositions plus générales du code du travail.

Aussi les Pouvoirs publics ont-ils souhaité renforcer les contrôles d'inspection du travail dans les centrales électriques, notamment nucléaires, en portant une attention particulière aux 20 000 "travailleurs extérieurs" appartenant au millier d'entreprises auxquelles EDF soustrait la maintenance de ses centrales.

Une circulaire conjointe de la DIGEC et de la direction des relations du travail, établie en concertation avec la DSIN et signée le 15 avril 1998, a précisé les priorités et modalités de l'action pour l'année 1998 des directions régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement, chargées de l'inspection du travail sur ces ouvrages sous le pilotage de la DIGEC.

Elle a mobilisé une trentaine d'agents au sein des Drire, notamment dans les domaines :

- de la protection contre l'exposition aux rayonnements ionisants;
- de la durée du travail;
- du repérage des risques liés à l'utilisation ou à la présence de produits chimiques, dont l'amiante;
- de l'analyse des accidents du travail.

Au préalable, une action de formation de ces agents s'était déroulée en deux temps (théorique et méthodologique), en avril et en mai 1998, en collaboration avec l'institut national du travail, de l'emploi et de la formation professionnelle.

A titre d'exemple, des investigations particulières ont été réalisées à la demande de la DIGEC sur la contamination des vêtements de salariés d'entreprises extérieures intervenant dans des centrales électronucléaires. Elles ont permis de justifier une action auprès des responsables locaux pour une prise en compte des risques le plus en amont possible, notamment à l'aide de plans de prévention mieux adaptés à des risques eux-mêmes mieux évalués.

Un premier bilan sera établi début 1999 ; il permettra de définir les priorités de l'action pour l'année à venir. ■

Le projet de loi sur la modernisation et le développement du service public de l'électricité

La directive sur le “marché intérieur de l'électricité”, adoptée en 1996 par le Conseil des ministres de l'Union européenne et par le Parlement européen, est en cours de transposition en droit français.

Le Conseil des ministres du 9 décembre 1998 a adopté un projet de loi de modernisation et de développement du service public de l'électricité¹ qui, en complément du dispositif législatif préexistant et notamment de la loi de 1946, a pour ambition de conforter le service public de l'électricité, tout en rendant le système électrique plus compétitif grâce à l'introduction maîtrisée de certains éléments de concurrence.

La concertation comme méthode pour créer les conditions du dialogue.

Le Gouvernement a voulu une démarche ouverte et transparente, fondée sur une très large concertation. Cette concertation a été menée pendant plusieurs mois sur la base d'un «Livre blanc» intitulé “*Vers la future organisation électrique française*”. Ce Livre blanc¹ présentait certaines orientations envisagées par les Pouvoirs publics et posait diverses questions. La DIGEC et les Préfets de région ont diffusé plus de 20 000 exemplaires du Livre blanc au mois de février 1998.

Le Gouvernement a également sollicité l'avis de nombreux organismes : le Conseil économique et social, le Conseil supérieur de l'électricité et du gaz, le Conseil de la concurrence et les Conseils économiques et sociaux

régionaux. M. Jean-Louis Dumont, Député de la Meuse, a été chargé par le Gouvernement d'une mission de réflexion et de médiation¹. De nombreuses contributions ont été reçues².

Cette concertation a permis d'ouvrir un large débat national, qui avait pour objet de faire concourir à la prise de conscience de la nécessité de l'évolution du système électrique français. Il a enrichi la réflexion des Pouvoirs publics et l'a souvent infléchie.

Un service public de l'électricité conforté, qui allie équité, solidarité et dynamisme.

Pour la première fois, le projet de loi donne une définition du contenu du service public de l'électricité : il précise les différentes missions de service public, les catégories de clients auxquelles elles s'adressent et les opérateurs qui en ont la charge. Le service public doit notamment concourir à la cohésion sociale, au développement équilibré du territoire dans le respect de l'environnement, à la recherche et au progrès technologique, à la défense et à la sécurité publique.

Le service public de l'électricité assure aux consommateurs d'électricité “non éligibles” (c'est-à-dire qui n'ont pas le choix de leur fournisseur), une fourniture d'électricité de qualité, au moindre coût, dans le respect de la péréquation géographique des tarifs. Il concourt à la cohésion sociale en mettant en œuvre un dispositif pour faciliter l'accès des plus démunis à l'électricité.

¹ Consultable sur le site Internet du Secrétariat d'Etat à l'industrie : <http://www.industrie.gouv.fr>.

² Un recueil en trois tomes des principales contributions peut être demandé, par télécopie au 01 43 19 24 73.

Il met les réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité, qui sont au cœur du système électrique, au service de tous. Ces réseaux devront assurer une desserte rationnelle du territoire et les divers utilisateurs devront pouvoir y avoir accès dans des conditions d'égalité de traitement, selon des tarifs réglementés

Le service public concourt en outre au développement équilibré des capacités de production en s'inscrivant dans les objectifs de la politique énergétique traduits dans une "programmation pluriannuelle des investissements".

Le projet de loi prévoit également le financement des surcoûts induits par certaines obligations de service public. Afin que les opérateurs qui ont la charge de ces dernières ne subissent pas de distorsions de concurrence, les charges correspondantes sont financées de manière transparente et équitable, par l'ensemble des opérateurs du secteur, au moyen de fonds institués par le projet de loi. Ces fonds permettront par exemple de financer diverses actions concrètes : l'action en faveur de certaines énergies primaires, comme les énergies renouvelables, l'action en faveur de la fourniture d'électricité aux plus démunis et le développement et l'amélioration esthétique des réseaux en zone rurale.

Dès lors qu'elle s'accompagne d'obligations claires de service public, l'introduction d'éléments de concurrence dans le secteur électrique français, loin de s'accompagner d'un recul du service public, visera une meilleure satisfaction des aspirations des consommateurs, en stimulant les opérateurs électriques dans la recherche d'un meilleur service. En particulier, l'ensemble des consommateurs devraient bénéficier d'une baisse continue des tarifs d'électricité.

Les conditions techniques de raccordement au réseau

Le raccordement au réseau de centrales électriques indépendantes suppose un certain nombre de précautions pour éviter toute perturbation du réseau et conserver à la fourniture d'électricité sa fiabilité et sa qualité. Cette question prend un relief nouveau avec la mise en application de la directive électricité puisque des intervenants autres qu'EDF pourront construire des centrales, soit pour alimenter le réseau public, soit pour desservir des consommateurs éligibles.

Le raccordement de ces centrales de puissances variées, à des niveaux de tension divers et à des emplacements non choisis par le gestionnaire du réseau, pose de nombreux problèmes : techniques, tarifaires, juridiques... La DIGEC a demandé au Comité technique de l'électricité de se pencher sur les règles techniques de raccordement. Les travaux se déroulent au sein d'une formation spéciale de ce Comité réunissant les divers intéressés et notamment de nouveaux intervenants comme les cogénérateurs ou les producteurs éoliens.

Après l'aboutissement des travaux les plus urgents, portant sur le raccordement des groupes diesel de pointe de moins de 8 MW (raccordés en HTA soit en 20 kV), le Comité a examiné celui des groupes de petite puissance (moins de 1 MW) sur les réseaux BT (basse tension) et HTA (20 kV). Il a ensuite traité celui des raccordements des groupes de plus de 1 MW au réseau HTA et enfin celui du raccordement de centrales sur des réseaux insulaires ou séparés du grand réseau européen (Corse, Guyane, Antilles, Réunion...). Les règles de raccordement des centrales importantes (de 10 à 120 MW environ) au réseau public de tension HTB (63, 90, 150, 225 kV) devraient être achevées au 1^{er} trimestre 1999. Il sera enfin nécessaire de traiter le cas des centrales de fortes puissances (plus de 120 MW) raccordées en général en 225 ou 400 kV.

Les discussions sont vives, mais jusqu'à présent le Comité a toujours abouti à un consensus. Ses propositions ont été suivies par la DIGEC sous forme de plusieurs arrêtés signés après avoir été soumis à la procédure de notification européenne. Il s'agit des arrêtés des 14 avril 1995, 21 juillet 1997 et 3 juin 1998. Celui sur les réseaux insulaires est en cours d'examen à Bruxelles.

Une ouverture progressive du marché de l'électricité à la concurrence pour participer au combat pour l'emploi.

Certains clients, appelés "clients éligibles", pourront choisir librement leur fournisseur. Ils pourront faire transiter sur les réseaux électriques l'électricité ainsi achetée, ce transit étant rémunéré selon des tarifs réglementés.

Les règles françaises conduiront à l'éligibilité des grands consommateurs finals d'électricité, notamment les principaux établissements industriels. En effet, lorsqu'un industriel est gros consommateur final, le prix de

l'électricité peut constituer un élément notable de sa compétitivité et, par conséquent, de ses décisions d'investissement et des créations d'emplois induites. Confronté à la concurrence, il est naturel qu'il puisse en bénéficier en matière de fourniture d'électricité.

Les premiers consommateurs éligibles qui seront reconnus en 1999 devraient être environ 400 en France, soit à peu près 26 % de la consommation nationale. Trois ans après l'entrée en vigueur de la directive, soit en février 2000, ils devraient être environ 800, représentant sensiblement 30% de la consommation nationale. En février 2003, leur nombre devrait se monter à 3000, soit à peu près 33 % de la consommation française.

Par ailleurs, de nouveaux producteurs indépendants d'électricité pourront s'établir après avoir obtenu une autorisation des Pouvoirs publics. Il est à noter que la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) sera au nombre de ces derniers. En outre, l'activité d'achat d'électricité pour revente sera autorisée pour que les producteurs puissent compléter leur offre aux clients industriels.

Les consommateurs "éligibles" bénéficieront d'une diversité d'offres, qu'elles soient nationales ou qu'elles proviennent des pays de l'Union européenne. Le marché de l'électricité évoluera en effet d'une taille nationale vers une dimension européenne, qui constituera une opportunité

historique pour un opérateur de l'importance d'EDF.

Enfin, le traitement équitable des acteurs en présence devra être garanti, en particulier afin de prévenir les subventions croisées et les discriminations qui pourraient résulter des monopoles conservés par EDF en matière de gestion des réseaux et de fourniture aux clients non éligibles. Ces garanties résideront notamment dans la séparation comptable, la gestion indépendante du réseau de transport et la filialisation des activités complémentaires à la fourniture d'électricité.

Des outils pour mettre en œuvre une politique énergétique nationale.

L'énergie n'est pas un bien de consommation banalisé. Des enjeux particulièrement importants pour notre société y sont attachés : la sécurité d'approvisionnement du pays, la protection de l'environnement (et notamment la maîtrise des émissions de gaz à effet de serre) et la compétitivité de la fourniture. C'est pourquoi elle fait l'objet d'une politique publique forte, la politique énergétique.

La programmation pluriannuelle des investissements de production constituera la traduction concrète de la politique énergétique dans le domaine de l'électricité. Elle permettra un développement équilibré des capacités de production nationales en termes de répartition entre

énergies primaires, de techniques de production et d'implantation géographique des investissements. La programmation pluriannuelle sera établie par le Ministre chargé de l'énergie et fera l'objet d'un rapport au Parlement tous les cinq ans, rendez-vous important permettant de mener un débat de politique énergétique à intervalles réguliers.

La délivrance des autorisations de production devra être compatible avec la programmation pluriannuelle. Pour s'assurer du respect de la politique énergétique, les Pouvoirs publics pourront en outre lancer des appels d'offres pour la construction de nouvelles installations de production, lorsque les investissements spontanés ne suffiront pas pour atteindre les objectifs de la programmation pluriannuelle, notamment en ce qui concerne la répartition entre énergies primaires.

La CNR

La Compagnie Nationale du Rhône avait été chargée de la réalisation du projet de liaison fluviale à grand gabarit du Rhône au Rhin. L'abandon de ce projet a nécessité que l'on en tire les conséquences pour l'activité de la Compagnie.

Dès juin 1997, le Gouvernement avait clairement annoncé que la Compagnie était confirmée dans les missions qui sont traditionnellement les siennes : hydroélectricité, navigation, irrigation. On sait que la fonction hydroélectrique est assurée dans le cadre de dispositions législatives, contractuelles et organisationnelles complexes, liant EDF et la CNR.

La préparation de la loi sur la modernisation et le développement du service public de l'électricité donne une occasion de construire un nouvel avenir pour la CNR. Le Gouvernement a pris l'avis du Conseil d'Etat pour éclairer les divers problèmes juridiques qui se posent, et a ainsi noté que vis-à-vis du droit communautaire il convenait de considérer la Compagnie comme un producteur d'électricité de plein exercice, sans rien enlever aux autres missions de service public.

Des orientations ministérielles précises ont été données aux présidents d'EDF et de la CNR pour entreprendre les discussions nécessaires à la mise en œuvre de cette démarche. L'année 1999 devrait donc voir apparaître un nouveau dispositif où EDF et la CNR auront redéfini leurs relations.

Une régulation transparente et efficace pour une concurrence équitable.

La régulation du secteur de l'électricité aura pour objet d'assurer son bon fonctionnement, notamment la coexistence harmonieuse du service public et de la concurrence, au bénéfice de tous les consommateurs.

Sous le contrôle du Parlement, le Gouvernement déterminera et appliquera les choix de politique énergétique, définira les missions de service public et en contrôlera le bon accomplissement, fixera la réglementation technique générale de l'électricité et veillera à la sécurité et au bon fonctionnement du système électrique.

Une Commission de régulation de l'électricité indépendante se verra confier la responsabilité, particulièrement importante, du contrôle de l'accès des utilisateurs aux réseaux électriques. Le projet de loi prévoit que cette Commission soit formée de six membres désignés par le Gouvernement, le Parlement et le Conseil économique et social.

La Commission détiendra le pouvoir de trancher les litiges entre gestionnaires et utilisateurs de réseaux et de sanctionner les manquements aux règles qui régissent l'accès aux réseaux. En outre, elle proposera au Gouvernement les tarifs d'utilisation des réseaux, qui sont cruciaux pour le bon fonctionnement du marché, ainsi que le montant des charges de service public à financer par le fonds des charges d'intérêt général. Naturellement, une articulation harmonieuse sera assurée avec le Conseil de la concurrence.

Un statut du personnel conforté et modernisé

La loi de 1946 prévoit que le statut du personnel s'applique à l'ensemble du personnel des industries électriques et gazières, sous réserve de diverses exceptions. Ce principe sera maintenu, l'ouverture à la concurrence ne devant pas entraîner une diminution des garanties pour le personnel de ces industries. En outre, l'équité commande que la concurrence lors de la production d'électricité se fasse dans un contexte d'égalité des règles pour les opérateurs.

Le projet de loi met en place des mécanismes de négociation collective de branche pour créer les conditions d'extension du statut. Le principe d'une telle négociation collective constitue en soi une modernisation utile ; en outre la négociation collective est particulièrement adaptée à une branche où les opérateurs vont être plus nombreux et plus diversifiés.

La consolidation du rôle des collectivités locales pour concilier autonomie locale et principe

d'égalité, et pour développer la production décentralisée.

L'organisation actuelle de la distribution d'électricité, qui est de la compétence des collectivités locales, est maintenue. Les fonds existants, comme le Fonds de péréquation de l'électricité (Fpe) ou le Fonds d'amortissement des charges d'électrification (Face), sont confirmés dans leur existence.

Le projet de loi clarifie et renforce les attributions des collectivités locales. Leur qualité d'autorité concédante de la distribution est réaffirmée, ainsi que leur mission de contrôle des missions de service public concédées. Les règles techniques et environnementales, ainsi que les conditions financières en matière de redevance et de pénalités, seront harmonisées sur l'ensemble du territoire national, afin d'assurer le respect du principe d'égalité.

La possibilité pour les collectivités locales d'intervenir en matière de maîtrise de la demande d'électricité et de production locale décentralisée, notamment à partir d'énergies renouvelables (éolien, biogaz, géothermie, etc.) est clarifiée et étendue. De tels investissements sont, en effet, de nature à éviter dans certains cas des extensions ou des renforcements des réseaux de distribution.

L'avenir industriel d'EDF, qui aura l'Europe pour marché naturel.

EDF demeurera une entreprise publique intégrée de production, de transport, de distribution et de fourniture d'électricité. Elle sera en outre le gestionnaire désigné du réseau de transport français. EDF continuera ainsi d'être le premier électricien européen, présent dans le monde entier.

L'objet légal EDF, c'est-à-dire son domaine autorisé d'intervention en tant qu'établissement public, est aménagé vis-à-vis des clients éligibles. Cet objet adapté lui permettra d'ouvrir la palette de son offre auprès des clients éligibles pour affronter la concurrence à armes égales et, notamment, répondre à la demande industrielle d'offres globales en incluant des prestations pour le complément technique ou commercial de la fourniture d'électricité.

Pour les clients non éligibles, pour lesquels EDF conservera un monopole de fourniture, l'interdiction d'intervenir à l'aval du compteur sera maintenue afin de sauvegarder les intérêts des entreprises qui développent des activités de réalisation ou d'entretien des installations intérieures et de vente ou de location d'appareils utilisateurs d'énergie électrique. Toutefois, afin de répondre aux objectifs de politique énergétique et environnementale, EDF menera des actions destinées à promouvoir l'utilisation rationnelle de l'énergie. ■

Les grandes infrastructures gazières

Dans le domaine du gaz, l'année 1998 restera celle de la mise en service de grands gazoducs internationaux et nationaux. En anticipant ainsi de deux ans l'ouverture des marchés, leurs promoteurs manifestent clairement leur volonté de tirer pleinement parti du futur marché européen du gaz.

Le développement du réseau européen, prélude à un marché plus ouvert

Presque au même moment, en octobre dernier, ont été inaugurés deux gazoducs sous-marins internationaux : le Norfra, qui relie la Norvège à la France, et l'Interconnector, qui relie la Grande-Bretagne à la Belgique. L'un comme l'autre présentent des caractéristiques remarquables puisque le Norfra est le plus long gazoduc offshore jamais posé (840 km), tandis que l'Interconnector est le premier gazoduc européen « en libre accès », financé par émission de titres.

L'un comme l'autre offrent à un pays importateur un accès direct, sans transit ni rupture de charge, à des ressources gazières. Ce faisant, ils transformeront inévitablement la politique d'approvisionnement de ces pays, la France faisant de la Norvège son premier fournisseur et la

Belgique renforçant sa position dans le transit international de gaz. Ces nouvelles canalisations ont aussi déclenché la construction d'autres grands gazoducs, destinés à renforcer le réseau existant et à réexporter (ou à transiter pour le compte de compagnies productrices de gaz) une partie du gaz importé.

Ainsi le Norfra est-il prolongé par l'artère des Hauts de France, un ouvrage de très gros diamètre mis en service en octobre 1998, long de 185 km et pouvant acheminer jusqu'à 15 milliards de m³ de Dunkerque vers le stockage de Gournay-sur-Aronde, à proximité de la Région Parisienne. De plus, à partir de 2001, l'artère des Marches du Nord-Est permettra à du gaz norvégien de redescendre vers l'Italie pour alimenter la compagnie nationale SNAM, le volume transité pouvant atteindre 6 Mm³/an. L'artère traversera l'Est de la France, du stockage de Taisnières jusqu'à Orlingue, ville frontalière franco-suisse, soit un trajet d'environ 500 km.

Quant à l'Interconnector, il a été prolongé en Belgique par le couple de gazoducs VTN/RTN jusqu'aux frontières néerlandaise et allemande puis, en Allemagne, jusqu'au réseau de Wingas par le Wedal.

Principales caractéristiques des nouveaux gazoducs

	Norfra	Hauts de France	Marches du Nord Est	Interconnector	VTN-RTN	Wedal
Longueur (km)	840	185	500	235	290	320
Capacité (Mm ³)	15	15	15	20	20	11
Capacité réservée(Mm ³)	15	15	15	20	15	11
Coût (GF)	6	1	3	4	2	2
Actionnaire	GFU	GDF	GDF	Interconnector	Distrigas	Wingas
Mise en Service	oct. 98	oct. 98	2001	Oct.98	Sept. 98	oct.98

Des stratégies de développement différenciées pour les opérateurs européens

Ces grands gazoducs ont été mis en service au même moment (si l'on excepte les Marches du Nord-Est). Ils traduisent pourtant des logiques d'investissement différentes.

Le gazoduc Norfra et l'artère des Marches du Nord-Est sont financés – sur un schéma classique - par l'intermédiaire de contrats d'importation à long terme, qui réservent leur utilisation sur une durée suffisante pour garantir leur amortissement.

L'Interconnector a lui été financé par la vente des droits de locations de ses capacités, sans vente préalable de gaz à long terme. Le pari a réussi, même si la majorité des actionnaires restent des producteurs de gaz et si les capacités aujourd'hui réservées sont employées pour des contrats à long terme.

Le Wedal exprime une logique encore différente car, à l'image des autres gazoducs appartenant Wingas, il est financé sur la base d'une association producteur - consommateur, destinée à obtenir du gaz à un coût inférieur à celui payé à Ruhrgas, qu'il concurrence directement.

Autant de gazoducs, autant de stratégies différentes.

Le Norfra et les Marches du Nord-Est relèvent d'une relation de partenariat (entre Statoil et GDF d'une part, GDF et SNAM d'autre part) favorable à une ouverture modérée de la concurrence et au maintien de liens contractuels de long terme.

L'Interconnector, en liant deux marchés dont les modes d'équilibre et donc de fixation des prix sont aujourd'hui différents, repose sur un enjeu totalement différent : d'une part, trouver un nouveau débouché au gaz britannique réputé moins cher ("bulle gazière") ; d'autre part, offrir aux producteurs de nouvelles opportunités d'arbitrage à court terme. La stratégie des opérateurs impliqués de l'Interconnector misait ainsi sur un décloisonnement des marchés nationaux, facilitant la circulation des flux "de court terme" à des prix très réactifs.

Les acteurs engagés dans le Norfra

Actionnariat (%)	Contrats de vente de gaz
Gazoduc : 100% GFU*	Vendeur : GFU*
Terminal Dunkerque 65% GFU * 35 % GDF	Acheteurs : France : GDF (8 Mdm3) ; Espagne : Enagas (4Mdm3) ; Italie : SNAM (6Mdm3)

* Consortium chargé de l'exploitation du gaz norvégien, GFU est contrôlé par l'Etat norvégien au travers de SDFI (60%) et Statoil (9,5%). Les autres parties prenantes sont : Norsk Hydro (6,5%), Saga (5,2%), Exxon (3,9%), Mobil (3,9%), Total (2,9%), Elf (2,1%), Agip (1,9%), Shell (1,3%), Conoco (1,3%), Neste (1,3%).

Les acteurs engagés dans l'Interconnector

Au 01/11/98	Part du capital (%)	Capacité annuelle réservée (Mm3)	Capacité réservée et (Mm3) et destinataire
Alliance	0	0,25	0
Amerada Hess	5	0,25	0
British Gas	35	5	2 (Wingas)
BP	10	2	1 (Ruhrgas)
Centrica	0	2,5	1,8 (régies Pays-Bas) 0,5 (Thyssengas)
Conoco	10	2	1 (Gasunie) 1 (Wingas)
Distrigas	5	1	0
Elf	10	2	2 (GDF)
Gazprom	10	2	0
Mobil	0	1	0,8 (NorkHydro Agri)
National Power	5	0	0
Norsk Hydro	0	0,5	0
Rhurgas	5	1	0,3 (GDF)
Snam	5	0,5	0
TOTAL	100	20	10,5

Quant à Wingas, il avait anticipé le concept de "ligne directe" entre un producteur et un consommateur tel que l'a généralisé la directive, qui dans son cas est l'instrument d'une stratégie offensive en termes de parts de marchés.

La mise en service simultanée de ces ouvrages contribue à multiplier les trajets offerts au gaz dans le Nord de

l'Europe. D'ores et déjà apparaissent des transactions d'un type nouveau.

En novembre, soit un mois seulement après sa mise en service, l'Interconnector a fonctionné à « contre sens » : en livrant à court terme sur le marché anglais du gaz norvégien, dont le prix était descendu en-deça du prix «spot» hivernal au Royaume-Uni. Comme des observateurs l'avaient pressenti, le nouveau gazoduc fonctionne donc dans les deux sens pour permettre aux producteurs d'effectuer les meilleurs arbitrages.

Le VTN/RTN comme le Wedal semblent eux aussi susceptibles de fonctionner dans les deux sens, selon les arbitrages à réaliser. Ce n'est pas le cas des deux gazoducs français qui faciliteront néanmoins l'accès des pays du Sud de l'Europe aux transactions de court terme qui pourraient se développer dans le Nord.

Des opportunités à saisir pour les opérateurs français.

Avec le Norfra, l'Interconnector et les nouvelles artères nationales se dessine dans le Nord de l'Europe une zone de grande activité gazière : accès à toutes les sources de gaz qui approvisionnent aujourd'hui l'Europe, réseau de gazoducs interconnectés et concurrents, présence de nombreux sites industriels et même existence d'une cotation à court terme grâce à l'International Petroleum Exchange de Londres.

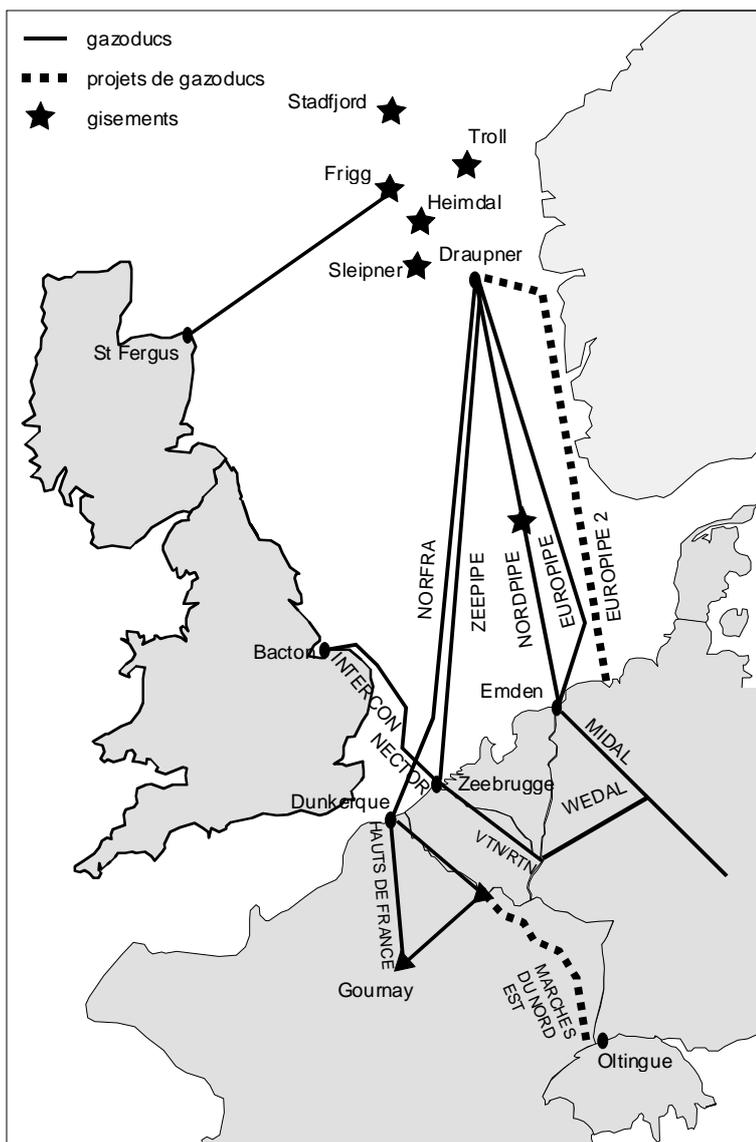
Dans ce contexte, les opérateurs français sont dans une position géographique favorable, à mi-chemin entre les importantes ressources de gaz qui se négocient au Nord de l'Europe et les marchés du Sud de l'Europe dont le potentiel de croissance est important.

De plus, ils bénéficient d'un réseau interconnecté et de près du tiers des capacités de stockage de l'Europe.

La DIGEC est impliquée dans ce développement de nouvelles infrastructures (gazoducs et sites de stockage) dont elle gère les procédures d'autorisation, de déclaration ou de concession dans des délais parfois tendus (cf. l'approche innovante dont ont fait l'objet le Norfra et le traité fiscal attenant), en conciliant les intérêts énergétiques et économiques du pays, l'impact sur l'environnement et les préoccupations de sécurité. Elle prépare également la loi de

transposition de la directive européenne sur le Marché Intérieur du Gaz, qui permettra de conjuguer des mouvements de gaz plus fluides sur le territoire national et le maintien d'un service public de qualité. ■

Les grands gazoducs en Europe du nord



L'avenir du bassin minier de Gardanne

Conclu en octobre 1994 entre les Charbonnages de France (CDF) et la plupart des organisations syndicales, le Pacte charbonnier constitue le cadre dans lequel s'inscrit désormais l'exploitation charbonnière nationale.

Compte tenu des lourdes pertes générées par l'exploitation des mines françaises et de l'absence de toute perspective

réaliste de redressement, le Pacte repose sur le principe de la cessation de l'extraction charbonnière en France au plus tard en 2005. En contrepartie, il offre à chaque mineur le choix entre une reconversion externe et la poursuite de son activité au sein du groupe CDF jusqu'à une "mesure d'âge" ; les licenciements ne constituent pas un moyen de gestion de la fin de l'exploitation charbonnière.



Mine de Gardanne, quartier Arbois Nord à 1300 m de profondeur.
photo : Thierry Rostang

Dans ce contexte, les conditions de la réduction progressive d'activité de la mine de Gardanne (la plus importante unité d'exploitation des Houillères de bassin du Centre-Midi avec près de 1100 agents), constituent pour les prochaines années un enjeu social et économique majeur qui a conduit le Secrétaire d'Etat à diligenter en octobre 1997 une mission d'inspection du conseil général des Mines, confiée à l'ingénieur général G. Defrance.

L'objectif de cette mission était d'analyser la situation et de proposer les mesures permettant, en fonction des contraintes techniques et de sécurité, d'assurer une bonne poursuite de l'activité de la mine jusqu'à sa fermeture. L'étude devait également prendre en compte les conditions d'exploitation de la centrale électrique de Provence, qui relève du groupe CDF, et proposer les mesures utiles à la dynamisation économique du bassin.

A la suite de cette mission, les Pouvoirs publics ont communiqué au début d'octobre 1998 au préfet de la région PACA les orientations qu'il convenait de mettre en œuvre pour la reconversion du bassin. Ces orientations s'articulent autour des axes suivants :

▪ pour la mine, mise en œuvre des études et des décisions nécessaires afin d'assurer, malgré un contexte géologique difficile et l'approfondissement des chantiers, la poursuite de l'exploitation dans les meilleures conditions de sécurité jusqu'à l'échéance de 2004-2005. A cet effet les HBCM ont élaboré un programme d'exploitation intitulé « Vision Provence » qui couvre la période 1999-2005. Ce programme a été examiné au plan technique par des experts internationaux et fait l'objet d'une large concertation avec les personnels et les acteurs locaux concernés.

▪ en ce qui concerne l'approvisionnement en combustible de la centrale électrique de Provence, il a été demandé au préfet, compte tenu de la décroissance de la production de la mine et de la perspective inéluctable de sa fermeture à terme, d'autoriser des essais de combustion à partir de charbon importé dès la saison hivernale 1998-1999. Même si le recours à des importations peut susciter des regrets et des oppositions, il est nécessaire à la survie du pôle électrique de CDF et, a fortiori, à son développement.

▪ par ailleurs afin de conforter l'activité électrique à Gardanne, a été décidée la mise à l'étude d'une nouvelle installation de production basée sur la technique du "lit fluidisé circulant" (LFC). A cette fin le secrétaire d'Etat à l'Industrie a demandé par lettre du 27 novembre 1998 au PDG de la SETCM (Société d'électricité et de thermique du Centre et du Midi, entreprise du groupe CDF), d'engager en liaison avec EDF les études utiles, qui

devront prendre en compte l'ensemble des aspects techniques, économiques, commerciaux et financiers.

▪ enfin, au delà des mesures qui visent à poursuivre autant que possible l'exploitation minière et à conforter l'activité électrique, un programme de développement industriel du bassin, de soutien à l'emploi et de formation professionnelle des jeunes a été défini :

• la mise en œuvre de l'action spécifique menée par le FIBM (fonds d'industrialisation des bassins miniers) et par la Sofirem (société financière pour favoriser l'industrialisation des régions minières) devrait être facilitée par une meilleure coopération des communes du bassin minier au sein d'une structure intercommunale dont le préfet est chargé de favoriser la constitution.

• le soutien direct à l'emploi sera notamment assuré par la création "d'emplois jeunes" au sein des associations et des collectivités locales du bassin. Le pôle électrique de CDF apportera son concours financier à ces recrutements en complément de l'aide de l'Etat et contribuera à la recherche de l'insertion durable de ces jeunes dans le bassin.

• seront également créées localement dès la rentrée de septembre 1999, des nouvelles filières de formation en cohérence avec les profils professionnels recherchés par la centrale électrique de Gardanne, ainsi que par les entreprises d'électronique implantées dans la zone du Rousset. Pour ce qui la concerne, la SNET sera associée à la constitution d'une section de BTS "électricité" en accueillant les élèves au titre de la formation en alternance. ■

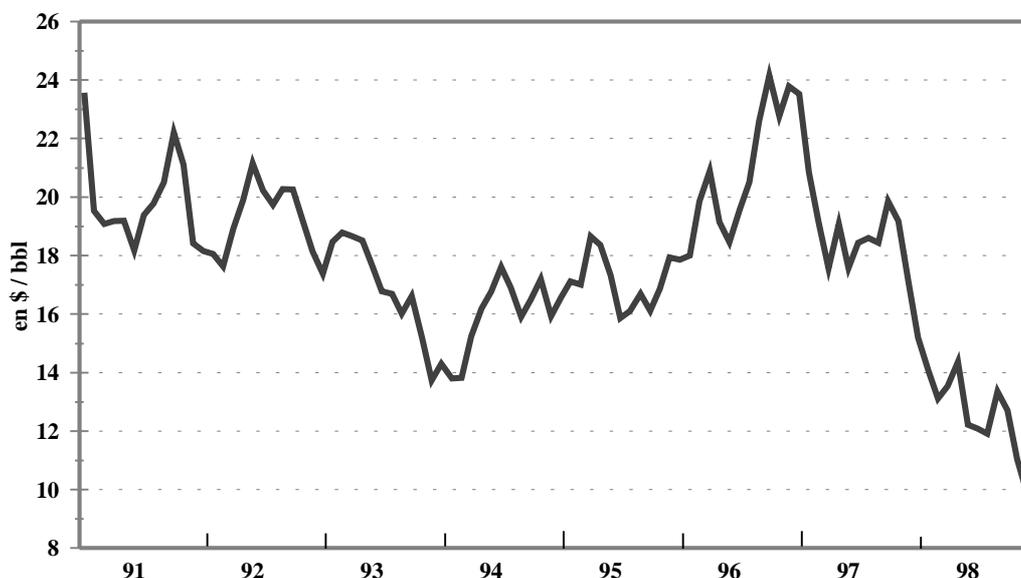
Les matières premières en pleine tourmente

La situation préexistante : quatre ans de vaches grasses (1994 - 1997)

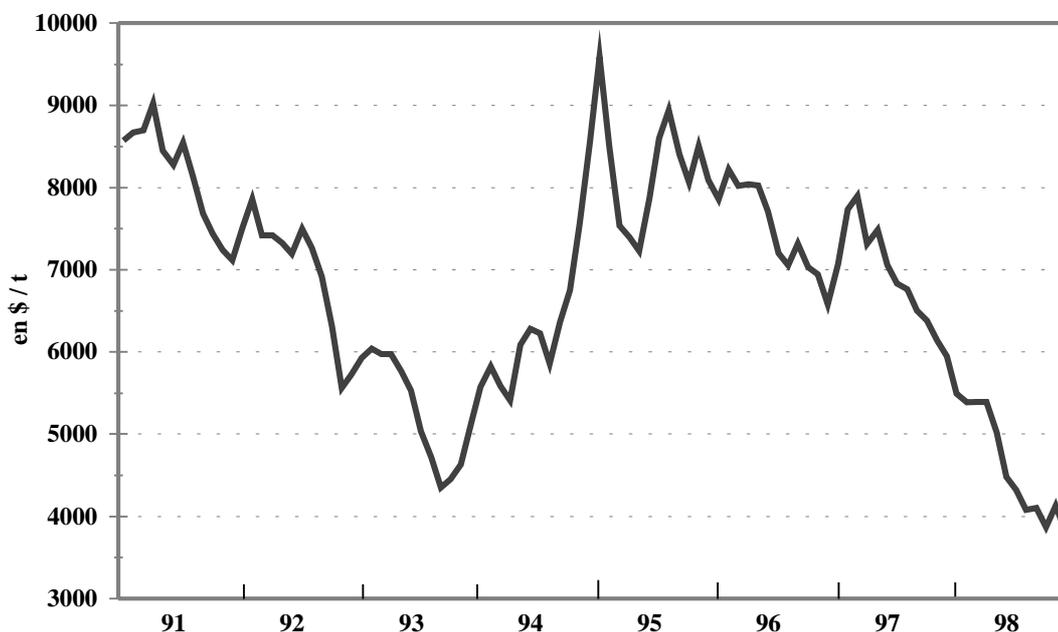
Après un début de décennie 90 difficile, qui a vu une récession passagère toucher les Etats-Unis (1991) puis l'Union Européenne (1993), l'économie mondiale a bénéficié pendant quatre ans d'affilée, de 1994 à 1997, d'une dynamique très forte de développement avec une croissance de 4% par an (2 - 3% en Amérique du Nord et en Europe ; 4 à 10% ailleurs) et une vague d'investissements tous azimuts.

La demande en matières premières de base (pétrole, métaux), fonction à la fois du niveau d'activité et du volume d'investissement, a donc connu une croissance très soutenue pendant toute la période, allant de 2-3% (pétrole, cuivre, nickel) à 4-5% (cuivre, nickel) par an. Les prix, au plus bas en 1993, se sont redressés en l'espace de quelques mois et sont restés fermes sur toute la période, ainsi que l'illustrent les exemples types du pétrole et du nickel.

COURS DU PETROLE (moyenne mensuelle)



COURS DU NICKEL
(moyenne mensuelle- LME)



La crise asiatique : un choc désastreux pour les matières premières

La crise asiatique, avec ses défaillances en chaîne tout au long du deuxième semestre 1997, et la récession profonde qui s'en est suivie dans une bonne partie de l'Asie du Sud-Est, dont le Japon, a complètement pris à contre-pied les prévisions bien ancrées dans les esprits d'une poursuite durable de la croissance mondiale au rythme de + 4% l'an.

Or, les prix des matières premières industrielles, du fait de leur capacité à évoluer dans de très larges plages¹ s'il n'y a pas d'acteurs dominants en état de réguler le marché, ce qui est le cas de la très grande majorité des métaux, sont justement caractérisées par une extrême sensibilité à tout déséquilibre significatif entre l'offre et la demande. Les prix peuvent donc grimper à des "sommets" en cas de pénurie puis s'effondrer si une situation de surproduction s'installe. Le pétrole relève également de cette dynamique, en dépit de la capacité de régulation du marché dont dispose l'OPEP, lorsque le déséquilibre entre l'offre et la demande est de trop grande ampleur.

La crise asiatique a ainsi mis l'offre, alors en plein développement pour rester dans le rythme

attendu, en situation de franche surproduction. Les baisses de prix n'ont dans l'ensemble pris leur ampleur que courant 1998 au fur et à mesure de la prise de conscience qu'un retour de l'Asie du Sud-Est en tant que moteur de la croissance mondiale n'était guère envisageable avant l'an 2000.

Le coup d'arrêt donné à la consommation mondiale de matières premières se lit d'ailleurs très bien dans les chiffres 1998 et les prévisions 1999 : croissance divisée par deux, stagnation ou recul selon les cas.

Rythme annuel de croissance de la consommation (en %)

	1994-1997	1998 (estimation)	1999 (prévision)
Pétrole	+2,5	+1	+1,5
Acier	+2,5	-1	+0
Aluminium	+3	+0	+0
Cuivre	+4,5	+2	+2,5
Nickel	+5	-1	+0
Plomb	+2	-1	+1,5
Zinc	+3	+0	+2
Economie mondiale (taux de croissance)	+4	+2	+2

¹ Les matières premières industrielles sont situées en amont de toute la chaîne économique. Leurs prix peuvent souvent varier du simple au double sans changer fondamentalement l'économie d'ensemble de la consommation finale.

Pétrole et métaux de base : baisse des cours de 25 à 50%

Le baril de brut a perdu 50 % de sa valeur entre la mi-1997 et la fin 1998, tombant à un niveau de prix comparable à celui de 1973 en dollars constants. Cette chute est d'autant plus importante qu'elle fait suite à une période de cours relativement soutenus, 20,7 \$/bl pour le Brent en 1996, 19,8 \$/bl au premier semestre 1997, ce qui correspond à la partie haute de la fourchette dans laquelle ils ont évolué depuis le milieu des années quatre-vingts, en dehors de la brève flambée liée à la guerre du Golfe.

Pourtant, l'OPEP (hors Irak) avait décidé en mars 1998 de réduire sa production de 1,25 millions de barils/jour, réduction portée en juin à 2,6 millions de barils/jour, soit 3,5 % de la consommation mondiale, à partir d'une production de référence d'un peu moins de 27 millions de barils/jour. Mais, dans le même temps, l'Irak a accru sa production de près de 1 million de barils/jour depuis février 1998 pour compenser la baisse des cours. L'accord "pétrole contre nourriture" de l'ONU autorise en effet l'Irak à exporter pour une valeur semestrielle de 2 milliards de dollars, portée à 5,2 milliards de dollars en juin 1998.

Aussi, la hausse de la production irakienne et la progression de l'offre non OPEP, plus de 0,4 million de barils/jour en 1998 malgré les coupes effectuées par certains pays producteurs (Mexique, Norvège notamment), ont-elles effacé plus de la moitié de l'effort de réduction consenti par l'OPEP.

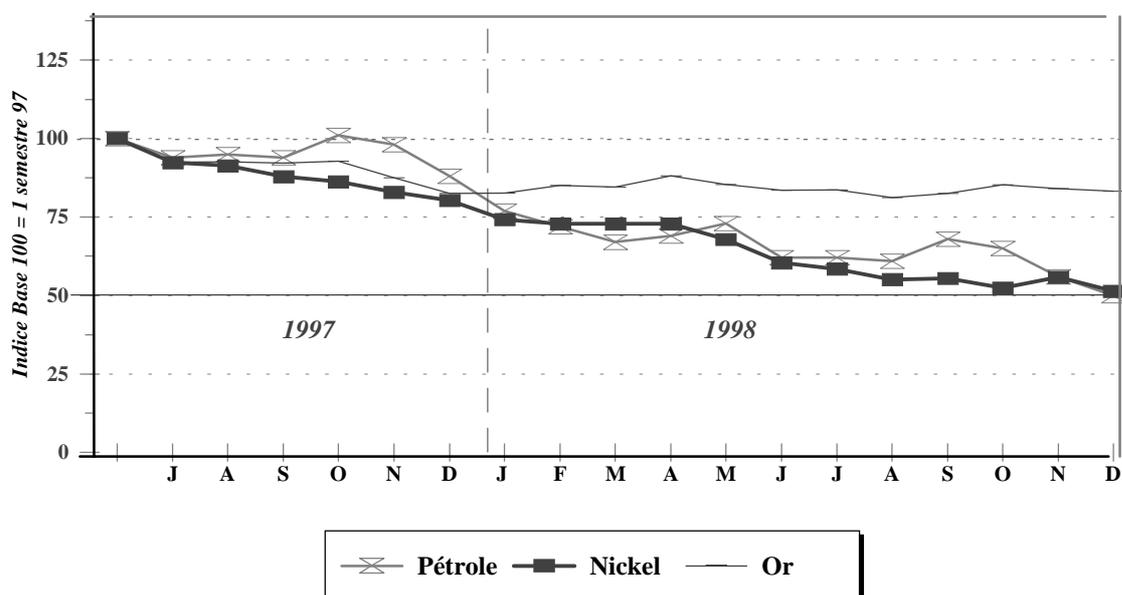
Dans le même temps, l'Agence Internationale de l'Energie, n'a cessé de revoir à la baisse la demande mondiale pour 1998 ; elle estime en définitive que la progression mondiale n'a été que de 0,4 Million de barils/jour pour l'année écoulée, soit 1,7 Millions de barils/jour de moins que la croissance enregistrée un an auparavant.

Les chutes de prix des métaux de base sur la même période s'étagent de 25% (acier plat courant, aluminium, plomb, zinc) à près de 50% (cuivre, nickel).

Le cuivre et le nickel, dont les marchés étaient particulièrement porteurs avec des croissances respectives de 4,5% et 5% par an du fait de la multiplication galopante des applications de l'électricité (technologies de l'information) et des aciers inox (65% des débouchés du nickel), accusent en quelque sorte le contrecoup de leurs succès. On ne compte plus en effet tant pour l'un que pour l'autre les mises en exploitation de nouveaux gisements, en particulier sur toute la Cordillère des Andes pour le cuivre et en Australie pour le nickel, ce qui fait que les perspectives de surcapacité structurelle de production y sont particulièrement fortes.

Toutefois, il est probable que les prix actuels de ces deux métaux prennent aussi en compte l'extension en cours à leur domaine de procédés plus économiques de traitement des minerais (hydrométallurgie par «lixiviation acide») ; ce facteur structurel de baisse devrait peser davantage sur le marché du cuivre que sur celui du nickel, les nouvelles techniques n'ayant pas encore indiscutablement fait leurs preuves pour ce dernier.

PROFIL DE BAISSÉ POUR LE PETROLE, LE NICKEL ET L'OR.



Métaux précieux : l'or chute, les autres résistent

L'or était déjà bien malade au moment où la crise asiatique s'est déclarée et son cours de 350 dollars l'once ne tenait plus qu'à un fil du fait des ventes croissantes de la part de banques centrales désireuses d'alléger leurs réserves. Le choc de juillet 97 lui a donné le coup de grâce, le faisant tomber à 290 dollars l'once en décembre 1997, niveau qu'il n'a pas quitté depuis.

L'argent n'a en fait pas été affecté par la crise, restant à proximité de 5 dollars l'once, en raison d'une situation structurelle de sous-production minière que les événements ont à peine atténuée. L'argent n'a vraiment fait parler de lui que début 1998 lors d'une forte hausse passagère des cours (7 dollars l'once en février) due aux interventions spéculatives d'un des monstres sacrés de la finance américaine.

Le platine et son cousin germain, le palladium, aux propriétés voisines et largement substituables l'un à l'autre, connaissent eux une conjoncture en "or" avec des besoins qui croissent à un rythme proche de 10% du fait de la sévèrisation sans cesse accrue de la dépollution automobile (le pot d'échappement comprend un ou plusieurs catalyseurs à base de platine et de palladium). Dans ce contexte, le platine, moins recherché en raison de son prix plus élevé, s'est quand même un peu tassé à 350 dollars l'once dans le sillage de l'or tandis que le palladium a vu sur la période son prix doubler et passer à 300 dollars l'once.

Le bout du tunnel n'est pas en vue

Un redressement des cours des matières premières suppose soit le retour d'une demande en forte croissance, soit une adaptation de l'offre pour limiter la production. Or, rien de tel ne paraît se profiler à horizon prévisible.

Tout d'abord, il y a lieu de prendre en compte que 1998 a été un peu une année en trompe-l'oeil, les dégâts sur la demande de la crise asiatique ayant été en réalité en partie masqués par la très forte conjoncture concomitante aux Etats-Unis (PIB : + 3,5%) et en Europe (PIB : + 3%).

L'année 1999 ne s'annonce pas sous les mêmes auspices puisque les prévisions actuelles de croissance pour ces deux régions majeures de l'économie mondiale (40% du PIB du monde) sont en retrait par rapport à 1998 et que le pronostic le plus favorable pour l'Asie du Sud-Est est juste une très légère reprise.

D'ailleurs, sur le plan général, l'heure paraît plutôt être à la consolidation de la vague d'investissement tous azimuts de la période précédente. La crise asiatique a rompu le charme

Evolution des prix du pétrole et des principaux métaux à la suite de la crise asiatique

	1er semestre 1997 (période de référence)	Décembre 1998	% de baisse
Pétrole*	19,6	9,8	-50
Acier**	420	310	-26
Aluminium	1600	1250	-22
Cuivre	2450	1450	-41
Nickel	7400	3900	-47
Plomb	650	500	-23
Zinc	1250	950	-24
Argent	4,9	4,9	+0
or	350	290	-17
Palladium	150	300	+100
Platine	385	350	-11

* Prix du Brent (qualité de référence de la Mer du Nord)

** Prix export des tôles d'acier plat ordinaire à froid

Les prix du pétrole, des métaux de base et des métaux précieux sont exprimés respectivement en dollars par baril, en dollars par tonne et en dollars par once.

Volume des marchés mondiaux en 1998 (en milliers de tonnes)

Pétrole	3 700 000 (73,9 Mb/j)
Acier	750 000
Aluminium	27 000
Cuivre	13 400
Nickel	1 000
Plomb	6 000
Zinc	7 700
Argent	25
or	3
Palladium	0,26
Platine	0,17

et les groupes industriels tendent maintenant à privilégier une optimisation du potentiel mis en place. Cette tendance, dont les regroupements sont la partie la plus visible, ne va pas du tout dans le sens d'une reprise puisque la force de la demande en matières premières est très liée à l'investissement matériel.

De plus, on ne peut assurer que d'autres pans de l'économie mondiale ne lâcheront pas avec leurs propres répercussions en chaîne. A cet égard, une lourde hypothèque subsiste encore sur l'Amérique Latine.

Du côté de l'offre, aucune limitation sérieuse de la production n'est en vue, même dans les domaines les plus sinistrés (pétrole, cuivre, nickel). On peut en déduire que les niveaux de prix actuels sont encore supportables par la majorité des entreprises, c'est-à-dire qu'ils permettent au minimum de couvrir les dépenses d'exploitation courante (les "cash costs"), ce qui est sans doute le cas pour le pétrole et la plupart des métaux de base. On ne peut aussi exclure qu'une telle situation de prix très bas rejoigne l'intérêt à long terme des entreprises les mieux armées en empêchant toute création de nouvelle capacité de production chez les autres producteurs ou de la part de nouveaux venus.

Etant donnée la conjoncture anticipée, seules d'importantes réductions volontaires de production seraient de nature à inverser la tendance à la baisse des prix des matières premières. Si l'inaction persiste du côté de l'offre - qu'elle soit subie ou voulue -, il est même possible que dans nombre de secteurs les prix tombent encore plus bas.

Pays producteurs : l'austérité est de rigueur

Les pays ayant une partie substantielle de leur économie consacrée à la production de matières premières ont subi de plein fouet la baisse des cours. Les revenus pétroliers des pays de l'OPEP ont ainsi chuté d'environ 35% en 1998.

Sur le plan général, la capacité de réaction est assez largement fonction des réserves financières qui ont pu être emmagasinées pendant les périodes de haute conjoncture. Beaucoup de pays, comme l'Afrique du Sud ou le Chili, ont pu laisser leur monnaie se dévaluer afin de placer leurs compagnies minières dans les meilleures conditions possibles pour encaisser le choc.

A la seule exception de l'Australie, qui bénéficie d'une conjoncture interne particulièrement forte due en particulier à la préparation des jeux Olympiques (Sydney, en l'an 2000), tous les pays producteurs ont été finalement conduits, devant les faibles perspectives de redressement des prix, à prendre des mesures d'adaptation pour limiter les répercussions sur leur économie de la baisse des cours.

Groupes pétroliers et miniers : recentrage et concentration plus que jamais à l'ordre du jour.

Les groupes pétroliers, qui ont vu leurs résultats se dégrader dès le milieu de l'année 1998, ont exploré les voies pour réduire leurs coûts internes, augmenter leur surface financière et renforcer leur résistance dans un environnement caractérisé par des cours du pétrole durablement bas. La fusion BP-Amoco annoncée au cours de l'été 1998, a été la première opération d'envergure menée par des Majors. Elle fut suivie à la fin de l'année par le rapprochement de Total et Petrofina, puis par celui d'Exxon et Mobil qui reste à ce jour la plus grande fusion industrielle de l'histoire. Cette vague de fusions et d'acquisitions a également touché le secteur parapétrolier (rapprochement d'Halliburton et Dresser, de Baker Hughes et Western Atlas, de Schlumberger et Camco, etc.). Le nouveau panorama pétrolier impose en effet aux sociétés de services et d'équipements pétroliers de rechercher elles aussi les synergies possibles afin de proposer la gamme de produits la plus large aux coûts les plus bas.

Du côté des métaux, le mouvement de réorganisation initié par l'industrie minière sud-africaine consécutivement à la chute de l'apartheid s'est étendu à l'ensemble de l'industrie mondiale avec la chute des prix, mais sans pour l'instant, contrairement au pétrole, entraîner de modification fondamentale de la structure d'ensemble.

En 1998, l'industrie minière sud-africaine a poursuivi le démantèlement de son organisation traditionnelle en conglomerats touchant à tout pour constituer des sociétés spécialisées par domaine (métaux de base, or/argent, platine/palladium) regroupant tous les actifs correspondants et développant une stratégie internationale. Anglo-American a ainsi créé AngloGold (or) et Anglo American Platinum (platine/palladium) et s'est engagé dans la fusion de ses deux holdings, AAC et Minorco, pour en faire une société cotée à Londres, Anglo American Plc, qui devrait lui permettre de lever plus facilement des capitaux. Billiton, filiale de Gencor- l'autre grande compagnie minière sud-africaine- spécialisée dans les métaux de base, a de son côté absorbé le producteur australien de nickel QNI, puis a conforté sa place de premier producteur mondial de manganèse en reprenant fin 1998 les actifs dans ce domaine d'un autre groupe minier majeur, BHP (Australie), qui s'en sépare pour se recentrer.

Par ailleurs, les regroupements ont beaucoup touché l'aluminium, Alcoa, premier producteur mondial, fusionnant avec Alumax, autre producteur américain tandis que VIAG (VAW pour l'aluminium) et Aluisse Lonza faisaient de même en fin d'année pour créer le cinquième producteur mondial.

Le choc en retour sur l'économie mondiale : déflation ? Désinflation ?

L'ampleur prise par la chute des prix des matières premières en 1998 dans un contexte de vive récession dans l'Asie en crise et en Russie a frappé les esprits, faisant penser qu'il y avait peut-être là un mécanisme déflationniste impliquant les matières premières.

Certes, cette chute de prix fait souffrir les industries des matières premières et les amène à se réorganiser par recentrage et concentration. De même, elle crée des problèmes internes énormes aux pays producteurs qui n'ont pas constitué de réserves financières suffisantes pendant les périodes de haute conjoncture.

La Russie, qui réalise plus de 50% de ses exportations avec des matières premières, en est un bon exemple. Mais si la brutale dégradation de sa balance commerciale a précipité la crise financière avec un décrochage du rouble en août

dernier, la Russie doit incriminer avant tout la déliquescence de ses structures internes et sa difficulté à réagir face aux évènements.

Sur le plan général, ce sont les problèmes "structurels", comme ceux qui viennent de se révéler au grand jour en Asie, chez les tigres et les dragons, ainsi qu'en Russie, qui pourraient faire prendre à l'économie mondiale le risque d'une éventuelle déflation. En revanche, une chute générale des prix des matières premières, si elle constitue un facteur supplémentaire de désinflation dans les pays industrialisés, n'aura qu'une action passagère puisqu'un cycle de hausse suivra à plus ou moins longue échéance.

Aussi, en définitive, y a-t-il plutôt lieu de voir dans la chute des prix des matières premières uniquement un indicateur de l'ampleur de l'effet dépressif subi par l'économie mondiale du fait de la crise qui a débuté en juillet 1997. ■

Le raffinage français au lendemain de la directive Auto-Oil

Le Parlement européen et le Conseil ont adopté le 13 octobre 1998 deux directives relatives à la qualité des carburants et aux émissions des véhicules à moteur.

Ces deux textes complémentaires découlent des travaux du programme Auto-Oil qui avait associé, sous l'égide de la Commission, les industries pétrolière et automobile européennes. Elles seront applicables chacune en deux étapes (2000 et 2005).

Le tableau suivant montre la sévérité des futures normes pour les carburants :

	Maxima actuels	2000	2005
Essence			
Soufre ppm en masse	500 ⁽¹⁾	150	50
Benzène % en volume	5 ⁽¹⁾	1	à définir
Aromatiques % en volume	60 ⁽²⁾	42	35
Oléfines % en volume	23 ⁽²⁾	18	à définir
Gazole			
Soufre ppm en masse	500 ⁽¹⁾	350	50
Polyaromatiques % en masse		11	à définir

La directive prévoit également la suppression du carburant plombé au 1^{er} janvier 2000 avec possibilité de dérogation jusqu'au 1^{er} janvier 2005 si l'interdiction entraînait de graves problèmes socio-économiques.

Le programme complémentaire Auto-Oil II, lancé en février 1997, a pour objectif d'étudier les spécifications applicables en 2005 non encore définies. Les travaux en cours incluent également les carburants spécifiques utilisables en zone urbaine ainsi que les carburants de substitution. A partir des recommandations Auto-Oil II, la Commission s'est engagée à faire des propositions au Parlement européen et au Conseil au plus tard le 31 décembre 1999.

Par ailleurs, à partir de 2003, la future directive sur les combustibles liquides impose une teneur en soufre des fiouls lourds commercialisés sur le marché européen inférieure à 1 % sauf si les installations qui le consomment sont équipées d'installations de désulfuration dont l'efficacité garantit une émission équivalente (1 700 mg de SO₂/Nm³).

Une palette de réponses techniques

Plusieurs voies peuvent être explorées séparément ou simultanément. Elles sont exposées ci-dessous par ordre croissant de complexité technique et de coûts :

- **S'approvisionner en bruts de plus en plus légers et à basse teneur en soufre** ; les conséquences seraient une perte de flexibilité opérationnelle et une plus grande dépendance vis à vis de certains fournisseurs.

(1) Norme actuelle

(2) Maximum observé en l'absence de normes

- **Modifier les unités existantes de raffinage**, sans changer en profondeur ni le procédé, ni le schéma des unités correspondantes. Ce type d'opération, peu coûteux (quelques dizaines de millions de francs «suffisants»), est généralement d'une efficacité limitée ou de portée très ciblée, mais des gains substantiels peuvent néanmoins être atteints ; c'est la solution généralement retenue pour abaisser la teneur en benzène des essences.

- **Rechercher et développer de nouveaux catalyseurs** plus efficaces et plus performants ; on conjugue généralement ce type d'opération avec la précédente. A titre d'exemple, les progrès réalisés en catalyse d'hydrodésulfuration ou de craquage catalytique ont permis d'augmenter simultanément la quantité traitée, le rendement et le taux de désulfuration ;

- **Construire de nouvelles unités** qui viendront accroître le potentiel d'une raffinerie et permettront d'atteindre les niveaux de qualité exigés. Des nouvelles unités d'hydrodésulfuration à haute pression des bases constituant les carburants ou des charges des unités de conversion permettraient d'abaisser la teneur en soufre des produits finis. De même, la construction de nouvelles unités d'hydrogénation sélective pourrait améliorer la teneur en oléfines contenues dans certaines bases essences ou la teneur en hydrocarbures polyaromatiques des gazoles.

Les niveaux d'investissements requis peuvent atteindre plusieurs centaines de millions de francs.

- **Conversion profonde.** L'avenir du marché du fioul lourd paraît de plus en plus compromis, compte tenu de la concurrence avec le gaz naturel, combustible propre exempt de soufre et de métaux lourds. Plusieurs schémas peuvent être envisagés pour convertir les produits lourds et les résidus de distillation en produits plus nobles hautement valorisables. **Une voie prometteuse réside dans la cogénération** avec production cohérente et économique d'énergie sous forme thermique et électrique. Des voies plus conventionnelles permettent d'obtenir des bases carburants en faisant appel à l'hydrocraquage ou à la cokéfaction avec préparation éventuelle de la charge lourde par un désasphaltage préalable. Tous ces procédés requièrent des investissements très lourds se montant à plusieurs milliards de francs.

Le schéma de raffinage se comporte comme un puzzle très complexe où toutes les installations sont reliées les unes aux autres. Le choix d'une conversion profonde ou la combinaison de plusieurs des solutions envisagées plus haut entraîne inévitablement une refonte du schéma. Certaines unités devront être mises en cohérence avec le nouveau schéma ou arrêtées définitivement. L'erreur d'investissement n'est pas permise car l'espérance de vie

d'une installation de raffinage peut parfois atteindre 50 ans.

Dans quelle situation l'industrie française aborde-t-elle cette mutation ?

Elle bénéficie aujourd'hui d'une bonne santé qui devrait lui permettre de procéder aux investissements nécessaires et d'en tirer parti pour rééquilibrer sa production, excédentaire en essence et fioul lourd, déficitaire en gazole.

Au cours des 15 dernières années, les résultats des activités de raffinage en Europe ont été très faibles, comparés aux résultats des autres industries. Ils ont représenté en moyenne un retour sur capital employé de l'ordre de 4 %. Depuis le 3^{ème} trimestre 1996, cette situation s'est améliorée. Ainsi en France, la part de l'aval pétrolier dans les résultats opérationnels des groupes français a été multipliée par un facteur de 3 à 4 de 1996 à 1998 pour représenter 37 % pour Total et 17 % pour Elf.

En effet, bien que les cotations de produits finis aient diminué de 50 à 60 % depuis octobre 1996, elles ont relativement moins baissé que la cotation du brut qui est passée sur la même période de 24 dollars à 10 dollars au baril.

Les bons résultats du raffinage trouvent également leur explication dans la baisse des coûts opératoires et des frais généraux ; ainsi, au cours des cinq dernières années, les gains de productivité de ont représenté 30 à 40 F/t, soit le tiers des coûts de production.

L'amélioration des performances économiques a eu pour effet de porter le fonctionnement des 13 raffineries françaises à un taux d'utilisation proche de son maximum et d'assurer ainsi la quasi couverture de la consommation globale en produits pétroliers (92 Mt/an).

Cependant, du fait des particularités du marché français (faible consommation de fiouls lourds due au choix nucléaire pour la production électrique et forte «diesélisation» du parc automobile liée à la fiscalité) des **déséquilibres importants apparaissent** ; ainsi en 1998, le déficit en gazole et fioul domestique est d'environ 5,6 Mt pour une production totale de 36 Mt alors qu'en même temps, il y a une production excédentaire d'essence de 4,2 Mt pour un marché de 14,3 Mt et un excédent de fiouls lourds de 2,8 Mt pour un marché de 8 Mt.

Le raffinage français doit donc évoluer à la fois pour satisfaire aux futures normes de qualité et pour mieux répondre aux besoins du marché. Il lui faut développer son équipement en unités de conversion (transformation des produits lourds en produits légers), et

particulièrement en unités d'hydrocraquage permettant de produire les distillats moyens (gazoles et fuel domestique). Le raffinage français qui est le 3^{ème} en Europe n'occupe en effet que la 5^{ème} place pour les unités de conversion, assez loin des quatre premiers et ne dispose que d'une seule unité d'hydrocraquage de 0,8 Mt/an.

L'industrie française du raffinage aura probablement recours à des solutions techniques correspondant aux cas 1, 2 et 3 exposés ci-dessus pour respecter les spécifications de qualité des carburants prévues par l'étape 2000 de la directive 98/70.

Ainsi, le respect de la teneur en benzène des essences sera obtenu par des modifications du schéma de fabrication, soit en amont, soit en aval du reforming. Les investissements envisagés s'élèveraient de 30 à 100 MF pour les raffineries qui ne sont pas équipées (environ les deux tiers), c'est à dire un investissement global de l'ordre de 600 MF.

De même, le respect des spécifications de teneur en soufre (150 ppm pour les essences, 350 ppm pour le gazole) pourra être atteint par la combinaison de plusieurs options telles que le recours à une sélection de bruts plus contraignante, le dégoullottage et la modification des unités d'hydrodésulfuration et en choisissant des catalyseurs modernes dont l'efficacité a fait des progrès considérables ces dernières années. Le coût global serait voisin de 400 MF.

La mise en œuvre de ces solutions simples devrait permettre à l'ensemble du raffinage français de satisfaire aux normes de qualité 2000 sans difficultés particulières.

En revanche, il ne devrait pas en être de même avec les mises en application de la directive soufre dans les combustibles liquides (en 2003) d'une part, et de la deuxième étape (2005) d'autre part, qui suscitent de nombreuses études. Celles-ci n'ont pas encore débouché sur des refontes des schémas de raffinage car elles sont très dépendantes des résultats définitifs du programme Auto oil II. Il est probable que les raffineries françaises, dont le marché a des perspectives de croissance limitées, cherchent, à cette occasion, à se diversifier ; elles pourraient notamment devenir productrices d'énergie électrique à partir des résidus lourds du raffinage et développer des niches à haute valeur ajoutée comme les huiles ou les produits chimiques de spécialité. Ainsi :

- la société Total a annoncé un projet de 4,5 milliards de francs sur son site de Gonfreville. Il s'agit de valoriser le fioul lourd visqueux soufré par cogénération avec production simultanée de vapeur, d'électricité et de gaz de synthèse riche en hydrogène, indispensable au raffinage, et en monoxyde de carbone, utilisé en chimie ;

- Esso France (groupe Exxon) vient de lancer des études pour un avant-projet très ambitieux de plusieurs milliards de francs intéressant à la fois la raffinerie de Port-Jérôme (Haute-Normandie) et la plate-forme pétrochimique associée. Cet avant-projet est en compétition avec d'autres projets européens comparables du groupe concernant les sites d'Anvers, Rotterdam et Fawley. La décision d'Exxon est attendue à la fin de 1999 ;

- la société Elf, quant à elle, étudie des solutions innovantes de cogénération utilisant des résidus lourds.

Le taux de retour de ces investissements, très capitalistiques, est souvent inférieur à 10 %, c'est à dire très inférieur aux objectifs de rentabilité que se fixent les sociétés pétrolières (15 %). Des externalités comme le maintien en activité des sites évitant ainsi les coûts de fermeture et la constitution de plate-formes d'avenir devraient toutefois permettre que des décisions positives soient prises.

Des restructurations prochaines du raffinage européen sont à prévoir

Le raffinage est une industrie fortement capitalistique : la valeur à neuf d'une raffinerie se situe, pour les raffineries européennes, dans une fourchette de 5 à 20 milliards de francs suivant leur taille et leur complexité. Si une installation donnée peut être modifiée pour faire face à des changements limités de spécifications des produits qu'elle fabrique, elle ne peut généralement pas être transformée pour en produire d'autres. A titre d'exemple, la transformation d'une unité orientée sur les essences vers la production de gazole est très difficile, voire impossible.

Face au double enjeu de l'évolution globale du marché européen, caractérisé par une surcapacité de production principalement en essences, et du durcissement des spécifications sur les carburants et les combustibles, les groupes pétroliers réfléchissent au niveau européen, voire mondial, aux meilleures stratégies à mettre en place.

Il ne sera vraisemblablement pas possible de réaliser les transformations nécessaires dans toutes les raffineries, en particulier pour celles qui ont des handicaps structurels. Les compagnies pétrolières rechercheront donc des synergies entre sites de ou entre groupes par des rapprochements, des fusions ou des absorptions.

L'année 1998 a été fertile en événements dans ce domaine. En août, BP et Amoco annonçaient leur intention de fusionner leurs activités, Shell et Texaco envisageaient un rapprochement puis annulaient leurs pourparlers. En décembre, Exxon et Mobil faisaient part de leur rapprochement, ainsi que Total et Petrofina. Toutes ces

opérations relèvent d'une stratégie visant sur le plan politique à développer une synergie vis-à-vis des pays producteurs et sur le plan économique à améliorer la productivité par des économies d'échelle. Les retombées sur le raffinage français sont difficiles à évaluer tant que les décisions définitives ne sont pas connues.

Le rapprochement de BP et Mobil au niveau européen en 1994, a eu des conséquences limitées en France. A l'automne 1998 l'évolution de la qualité des produits a posé la question de la pérennité de la raffinerie de Strasbourg mais la décision définitive concernant son devenir a été reportée en 2002.

La décision d'arrêter totalement ou partiellement une raffinerie doit s'accompagner de réponses aux questions sociales, de la remise en état des terrains et de la mise en place d'une logistique de substitution pour assurer l'approvisionnement national ou régional. Le coût cumulé de la fermeture d'une raffinerie peut atteindre le milliard de francs ; ceci peut justifier un maintien total ou partiel de

l'activité, si la rentabilité paraît acceptable. Mais si des investissements structurants ne sont pas réalisés, le niveau technique de la raffinerie s'affaiblit et certaines échéances risquent de devenir difficiles à surmonter.

La définition des stratégies d'investissement sera, pour les compagnies pétrolières installées en Europe, l'un des gros enjeux des années à venir. Dans ce contexte, la Dimah participe activement, en liaison avec les différents acteurs industriels et administratifs concernés, à la définition des spécifications de produits, des règles fiscales et des normes environnementales, et de l'ensemble des facteurs pesant sur la compétitivité du raffinage.

Ainsi, la Dimah entend-elle continuer d'agir pour que le cadre juridique et économique du raffinage français prenne bien en compte l'objectif du maintien sur le territoire national d'une industrie du raffinage performante. C'est en effet un élément central de notre sécurité d'approvisionnements en produits pétroliers. ■

Les fusions pétrolières

Alors que la plupart des secteurs industriels tels que l'aéronautique, l'automobile ou la pharmacie enregistraient une cascade de rapprochements, le secteur pétrolier se distinguait ces dernières années par sa stabilité. Mais un séisme d'une ampleur inattendue est venu en cette année 1998 bouleverser le paysage pétrolier international.

Si l'épicentre du séisme se situe au début du mois de décembre avec l'annonce de la fusion Exxon-Mobil, les premiers tremblements se sont fait sentir au cours du mois d'août avec le rapprochement entre British Petroleum -BP- et Amoco et les "répercussions" ont atteint l'hexagone avec le rachat de Fina par Total, fin décembre 1998.

Le 11 août dernier le pétrolier britannique BP et le pétrolier américain Amoco ont annoncé la naissance du nouveau groupe **BP-Amoco**, opération qui a reçu le 30 décembre 1998 l'approbation de la Commission fédérale américaine du Commerce. Avec une capitalisation boursière d'un peu moins de 150 milliards de dollars, BP-Amoco est aujourd'hui la 3^{ème} compagnie pétrolière mondiale en termes de chiffre d'affaires et de réserves d'hydrocarbures derrière Exxon-Mobil et Royal Dutch Shell. Plus important producteur de pétrole en mer du Nord, BP-Amoco est dorénavant un acteur majeur de l'Azerbaïdjan avec 34% du consortium chargé de l'exploitation du pétrole du pays. L'opération **Exxon-Mobil**, estimée à un peu moins de 80 milliards de dollars, **est la plus grande fusion de toute l'histoire mondiale de l'industrie**. Détenu à 70% par Exxon et 30% par Mobil, le nouveau géant occupe la 1^{ère} place de la hiérarchie pétrolière et se classe, tous secteurs confondus et avec une capitalisation boursière de 260 milliards de dollars, au 3^{ème} rang de l'industrie mondiale derrière Microsoft et General Electric. Si les instances régulatrices européennes et américaines

doivent encore approuver l'opération, on notera d'ores et déjà de fortes complémentarités géographiques entre les deux groupes dans le secteur amont, et l'importante capacité de raffinage de l'ensemble. Enfin, le rapprochement entre **Total et Fina**, même s'il n'a pas l'ampleur des précédents (65 milliards de francs) permet toutefois au nouvel ensemble de se hisser au 4^{ème} rang mondial du secteur par son chiffre d'affaires et au 5^{ème} par ses réserves. Par cette opération, Total accroît sa production d'hydrocarbures de 30%, ses réserves de 20% et fait passer de 5 à 9 son nombre de raffineries.

D'autres opérations entre indépendants américains sont aussi intervenues en 1998, avec notamment les rapprochements de Kerr-MacGee et Oryx Energy ou Seagull Energy et Ocean Energy.

Les résultats escomptés de ces fusions tiennent à l'effet de taille et à la meilleure rentabilité qu'elles semblent devoir procurer aux nouveaux ensembles : réduction des coûts particulièrement au niveau des fonctions horizontales du groupe, surface financière accrue permettant de faire face aux développements coûteux notamment à l'off-shore. Dans un contexte de globalisation du marché de l'énergie et d'internationalisation des activités, les compagnies pétrolières recherchent de plus en plus la rentabilité et la confiance des marchés pour financer leur croissance. La baisse des prix du brut n'a fait qu'accélérer cette évolution et peut-être lui procurer une justification, lorsque des suppressions importantes d'emplois semblaient difficiles à légitimer par une stratégie de croissance à moyen terme.

Si le paysage de l'industrie pétrolière a ainsi été modifié en quelques mois, celui des sociétés de services du secteur, a connu lui aussi son lot de regroupements. En effet, le début

de l'année 1998 aura été le théâtre de nombreuses opérations de fusions-acquisitions parmi les plus importantes sociétés parapétrolières.

Halliburton a annoncé le 26 février dernier l'acquisition de son concurrent Dresser Industrie. Cette opération amicale estimée à 7,7 milliards de dollars a donné naissance au plus important groupe parapétrolier mondial, capable de couvrir la quasi-totalité de la chaîne pétrolière avec des positions dominantes sur de nombreux secteurs. Ce rapprochement, d'une ampleur sans précédent, s'inscrit dans une tendance engagée il y a une dizaine d'années. En effet, le contre-choc pétrolier de 1985/1986 a conduit à une réduction importante des investissements des compagnies pétrolières. Les sociétés parapétrolières ont alors procédé d'une part à une sévère rationalisation de l'outil de production et d'autre part à un accroissement de leur surface financière, notamment par des opérations de

fusions-acquisitions, consolidant ainsi des segments entiers de l'industrie parapétrolière. Même le segment des contracteurs de forage qui semblait relativement épargné par ce mouvement s'est fortement consolidé depuis 1995.

La chute des cours du brut et la réduction des investissements des compagnies pétrolières ont accéléré ce processus de regroupement. Le rapprochement entre **Halliburton et Dresser** a été suivi de nombreuses autres fusions telles que celles de **Schlumberger et Camco** ou de **Baker-Hughes et Western Atlas**. On peut penser que dans le contexte actuel d'obligation de rentabilité pour les compagnies pétrolières malgré un cours du baril qui stagne à un peu plus de 11 \$/b, les sociétés parapétrolières seront soumises à une pression, économique et technologique, croissante de la part des donneurs d'ordres, ce qui ne va pas dans le sens d'un ralentissement du processus de consolidation. ■

Les priorités de la recherche technologique pétrolière

Afin d'orienter et de fédérer les efforts français de recherche en exploration et production pétrolière, le Comité des Programmes Exploration Production (COPREP) et le Comité d'Etudes Pétrolières&Marines (CEP&M) font régulièrement établir, en lien avec le secrétariat d'Etat à l'Industrie, des plans de recherche technologique quinquennaux.

L'industrie de l'amont pétrolier est très capitalistique et concurrentielle ; son fort contenu technologique lui impose de dépasser les simples progrès pour réaliser des innovations radicales. Aussi ces plans ont-ils pour objectif de dégager les priorités technologiques, c'est-à-dire les domaines d'innovation nécessitant un effort massif et durable pour que l'industrie française reste performante. Ils doivent notamment permettre à notre industrie parapétrolière, forte de plus de 50 000 personnes, et dont le chiffre d'affaires à l'étranger couvre pratiquement la facture pétrolière et gazière nationale, de continuer à s'affirmer sur le plan international.

La préparation du plan 1999-2003 a mobilisé environ 70 dirigeants et experts, appartenant à l'industrie pétrolière, gazière et parapétrolière ainsi qu'aux principaux centres de recherche du secteur. A partir d'une réflexion stratégique sur les perspectives générales et les grandes tendances des 5 ans à venir, le rapport identifie les axes de recherche et développement à privilégier dans les domaines amont que sont les techniques relatives à la géologie, la géophysique et les gisements (3G), le forage, l'exploitation et les technologies du gaz naturel.

Dans le **secteur des 3G**, les grands thèmes retenus sont l'évaluation géologique des bassins, la caractérisation du domaine minier, l'appréciation des champs et surtout les différents aspects ayant trait au réservoir : l'amélioration

de la productivité et de la récupération, le suivi de l'évolution. Bien que l'on puisse noter une certaine continuité avec le plan précédent, on remarque toutefois que certains sujets tels que la modélisation en 3 dimensions ou la simulation de réservoirs avec des modèles comportant plusieurs millions de mailles nécessiteront un effort spécifique en raison de leur degré élevé d'innovation.

La mer profonde (au-delà de 500 m), la valorisation des petits champs en mer non économiquement exploitables par les techniques actuelles, les pétroles lourds et les zones de piémonts sont les grandes préoccupations actuelles du **forage**. Au-delà des problèmes d'architecture de puits (forages horizontaux, puits déviés) et d'amélioration de productivité qui méritent encore une réflexion supplémentaire, ce plan met l'accent sur les progrès à réaliser en matière de forage et d'équipements en ultra grand fond (1500 à 3000 m), ainsi que sur la transmission interactive de l'information pendant l'opération de forage.

La production et le transport de mélanges polyphasiques d'huiles, de gaz et d'eau est dorénavant un thème mature de **l'exploitation**. A l'inverse, plusieurs sujets deviennent prioritaires : on retiendra principalement ceux liés au développement de champs par grands fonds et ultra grands fonds (supports flottants de production, de stockage, de traitement et d'évacuation du pétrole brut, liaisons entre le fond et la surface de la mer, robot d'intervention sous-marins) ainsi que ceux relatifs à la valorisation des huiles lourdes et des bruts difficiles, de même qu'à la sécurité et à la protection de l'environnement.

Enfin, le domaine du **gaz naturel** se caractérise par des projets à court terme tels que les systèmes flottants pour gaz naturel liquéfié (GNL) où serait liquéfié et stocké le gaz plutôt que dans des installations terrestres et par des

projets de plus long terme avec la conversion chimique du gaz naturel, c'est à dire la transformation du gaz en carburants liquides. Toute la chaîne GNL, liquéfaction du gaz, transport par méthanier et stockage sous forme

liquéfiée, mérite encore une attention particulière, malgré les progrès déjà réalisés dans ce secteur par l'industrie française. ■

Distribution de carburants : une politique qui porte ses fruits

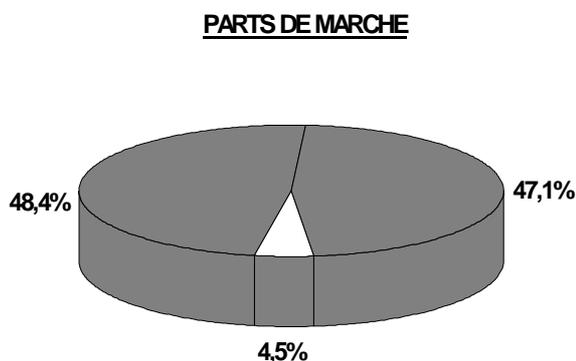
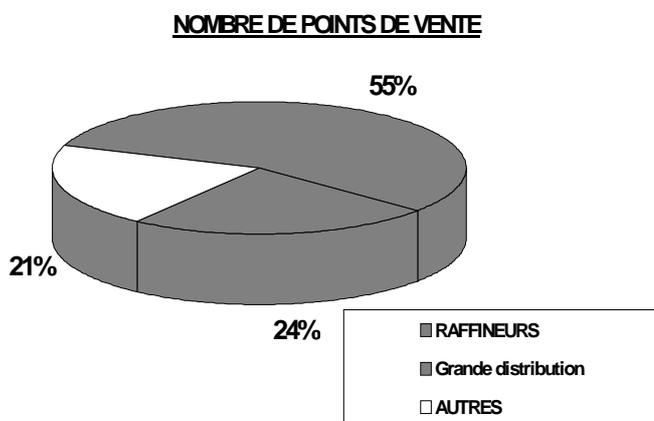
Le maintien d'un réseau de distribution de carburants est important en raison du service de proximité qu'il permet. Mais, il l'est tout autant pour des raisons de **sécurité des approvisionnements** comme l'ont démontré les crises de novembre 1996 et 1997.

Aussi, le Gouvernement a-t-il créé, en 1991, le Comité Professionnel de la Distribution de Carburants dont les missions principales sont le soutien aux détaillants par des aides appropriées et l'étude d'actions visant à adapter le réseau aux conditions du marché européen. Le CPDC est alimenté actuellement par une taxe parafiscale de 0,115 F par hectolitre, reconduite en 1997 pour 3 ans. Depuis sa

création, le comité a attribué environ 6000 aides pour un montant de plus de 360 millions de francs. Pour la seule année 1998, le CPDC a accordé près de 1000 aides pour un montant de 64 MF.

Pour aller plus loin dans la lutte contre la disparition des points de vente et le risque de "désertification", le Gouvernement a fait voter, le 5 juillet 1996, la loi relative au développement et à la promotion du commerce et de l'artisanat, dite "loi Raffarin", qui soumet à autorisation la création ou l'extension de toute installation de distribution au détail de carburant annexée à un magasin de moyenne ou grande surface.

La situation actuelle des points de vente :



Les chiffres des parts de marché s'entendent sur les ventes tous carburants, y compris le gazole, hors ventes de fioul domestique, ventes en vrac et ventes réalisées par les négociants revendeurs.

De fait, la situation s'améliore puisque l'on constate une **diminution significative du nombre de fermetures annuelles** de points de vente traditionnels et un ralentissement des ouvertures de stations service au sein de la grande distribution. Le nombre des points de vente de carburant est, aujourd'hui, d'environ 17100. Le nombre de fermetures annuelles se situe aux alentours de 400 depuis deux ans, alors qu'il était en moyenne de plus de 1 700 par an de 1985 à 1990.

Vers une relance du système d'aide à la restructuration du réseau de distribution :

Bien qu'en diminution, les fermetures de stations restent un sujet préoccupant. Ce sont en effet principalement les petites stations indépendantes, souvent en zone rurale, qui ferment. Si cette tendance se poursuit, on peut craindre que les consommateurs de certaines régions ne connaissent, dans un avenir proche, de réelles difficultés d'approvisionnement qui seront préjudiciables au développement économique et social local. Par ailleurs, la sévérité croissante des mesures de protection de l'environnement dans le domaine de la distribution des carburants, qui répond à un objectif d'intérêt public, risque d'entraîner la fermeture de nombreuses petites stations service qui ne disposent pas des ressources suffisantes pour effectuer les investissements de mise en conformité nécessaires.

C'est pourquoi, le Gouvernement a décidé, dans un décret du 2 mars 1998 :

- de compléter les missions du CPDC en lui demandant d'engager des actions pour "le maintien d'une desserte équilibrée sur l'ensemble du territoire national" ;

- de renforcer ses moyens d'action en lui affectant des ressources supplémentaires issues de la majoration de la taxe d'aide au commerce et à l'artisanat qui touche désormais les ventes de carburants de certaines grandes et moyennes surfaces.

Afin d'assurer la meilleure efficacité de ces ressources supplémentaires, le conseil d'administration du CPDC a décidé, le 20 janvier 1999, de développer deux principaux axes d'intervention :

- l'aide aux investissements nécessités par la protection de l'environnement : un effort significatif a été fait pour inciter les exploitants de stations service à investir dans les équipements nécessaires puisque le CPDC peut désormais accorder, notamment pour les systèmes de récupération des vapeurs d'hydrocarbures et de protection des sols, une subvention d'un montant maximum de 250 000F ;

- l'aide à la diversification des activités, qui apparaît comme une condition nécessaire à la viabilité économique et à la pérennité des stations. Le plafond de l'aide pour les équipements liés à la sécurité des hommes, à la modernisation du point de vente et sa diversification a été relevé de 150 000F à 200 000F. L'aide permet également de faciliter la reprise de stations service que le propriétaire souhaite vendre mais qui ferment, bien que rentables, faute de repreneur. Cette problématique de survie rencontre celle du maillage du territoire, condition nécessaire à une bonne sécurité d'approvisionnement, et celle du maintien du commerce en zone rurale. ■

L'énergie en région

Le Gouvernement a décidé d'abandonner le cadre national de la loi d'aménagement du territoire de 1995 pour lui substituer une approche de services aux usagers. A cette fin, le projet de loi d'orientation pour l'aménagement et le développement durable du territoire adopté par le Gouvernement le 29 juillet 1998 et débattu à l'Assemblée Nationale le 19 janvier 1999 prévoit que seront élaborés huit "schémas de service collectif" et que l'un d'entre eux sera consacré à l'énergie.

Le Conseil Interministériel d'Aménagement du Territoire du 15 décembre 1997 avait décidé que chacun des ministères en charge principale de l'un des huit thèmes élaborerait un "cahier des charges national" qui servirait de base à une déclinaison régionale. Cette dernière donnera lieu, après concertation avec les autorités territoriales et les acteurs locaux du monde énergétique, à une classification de projets concrets, susceptibles d'être financés dans le cadre des contrats de Plan Etat-Régions.

La synthèse des travaux régionaux constituera le "schéma national de service de l'énergie" qui associera les collectivités territoriales à la définition, par essence nationale, de la politique énergétique.

Le schéma national contribuera, par la participation active des régions, à la réalisation des quatre priorités de la politique énergétique française que sont la sécurité d'approvisionnement à long terme, la participation au combat national pour l'emploi et à la recherche d'une énergie compétitive qui y contribue, la construction d'un développement énergétique durable respectueux de l'environnement et enfin la préservation et la modernisation des services publics.

Le cahier des charges national comprend trois grandes

orientations que les niveaux régionaux devront traduire en fonction de leurs spécificités : la maîtrise des besoins, la valorisation des ressources locales et le développement transparent des infrastructures adaptées.

Ces axes permettront de développer la dimension territoriale des politiques énergétiques. Sur la base d'une évaluation des besoins prévisibles des régions, de leurs gisements d'économies d'énergie et de leurs potentiels de production locale, la déclinaison régionale du cadre national définira des objectifs d'exploitation de ces ressources et les conditions dans lesquelles l'Etat et les collectivités territoriales pourront agir conjointement pour les atteindre. Le schéma sera enrichi de la connaissance qu'ont les régions des acteurs économiques locaux, des ressources mobilisables, des projets d'intervention et des domaines dans lesquels les niveaux territoriaux peuvent jouer un rôle prescripteur ou incitatif.

La maîtrise de la demande d'énergie est une politique dont la nécessité est réaffirmée conformément aux documents d'orientation du Gouvernement et le schéma de l'énergie doit contribuer à contenir les pressions territoriales sur la demande.

Le volet du schéma relatif à la maîtrise de l'énergie met l'accent sur l'urbanisme (réalisation d'une étude d'impact énergétique avant l'adoption d'un document d'urbanisme, encouragement des expériences de type «bâtiments à haute qualité environnementale»), le bâtiment (extension au parc ancien des techniques induites par la réglementation des bâtiments neufs, maîtrise de la consommation d'électricité, prise en compte des consommations énergétiques et des techniques innovantes lors du renouvellement du parc immobilier dépendant des collectivités territoriales) et le transport (définition de plans de déplacement urbains, encouragement des transports collectifs, développement

des filières alternatives que sont le GPL, le GNV et le véhicule électrique). Dans l'industrie enfin, les PMI auront accès aux Fonds Régionaux d'Aides aux Conseils pour la réalisation d'audits énergétiques.

Sur la **valorisation des ressources locales**, les priorités sont l'identification des sites susceptibles d'être équipés en **cogénération** et la poursuite des actions de développement des **énergies renouvelables** lancées par le ministère de l'Industrie en association avec l'Ademe et les Régions : Plan "Bois-énergie et développement local", Eole 2005, programme "20 000 chauffe-eau solaires".

Le but poursuivi par les Pouvoirs publics est triple :

- compenser les effets de la péréquation des tarifs de l'électricité qui fausse la concurrence dans les zones où le solaire thermique ou le bois de feu devraient être moins chers que l'électricité,
- promouvoir les technologies mûres et compétitives,
- permettre aux technologies pré-compétitives de franchir le seuil de rentabilité.

Sur les moyens de **transport**, de **stockage** et de **distribution**, enfin, une évaluation des perspectives régionales du réseau de grand transport d'électricité et de gaz sera réalisée afin de sensibiliser les régions à la satisfaction de leurs besoins en respectant l'environnement (réutilisation des infrastructures et couloirs existants, dépose de lignes obsolètes, enfouissement). Des schémas directeurs régionaux seront élaborés pour les tensions électriques comprises entre 63 et 225 kV. Les stockages d'hydrocarbures seront encouragés. En matière de distribution électrique en zone rurale, sera introduite l'étude des solutions alternatives susceptibles d'être plus économiques, comme la maîtrise de la demande ou la production décentralisée.

La méthode d'élaboration et le calendrier prévisionnel.

Le cahier des charges devant servir de support aux déclinaisons régionales a été élaboré par la DGEMP et a fait l'objet d'une concertation interministérielle au sein d'un "comité stratégique" dont la présidence a été confiée à M. l'ingénieur général des Mines Piketty. Son contenu a

été validé par la commission thématique du CNADT présidée par M. Savy et, en dernier lieu, par la réunion du CIADT du 15 décembre 1998. Il a été envoyé aux Préfets de Région le 23 décembre sous la double signature de Mme Voynet et de M. Pierret.

La procédure va maintenant comporter trois phases successives :

- de janvier à juin : élaboration concertée des propositions régionales.

1. Elaboration, d'ici la fin d'avril, par des groupes de travail issus de la CRADT et élargis aux Conseils économiques et sociaux régionaux, de documents d'étape.

2. Echanges avec le comité stratégique présidé par M. Piketty ainsi qu'avec la commission thématique présidée par M. Savy.

3. Présentation des propositions régionales à la CRADT fin juin.

- septembre 1999 :

synthèse et arbitrage par schéma au sein de chaque comité stratégique et entre schémas connexes (ex : énergie-transports).

- Octobre – décembre 1999 :

1. Consultation "légale" CRADT – CNADT après l'adoption de la LOADT.

2. Examen en CIADT avant l'approbation par décret.

Il convient de souligner que les DRIRE auront un rôle considérable et difficile à jouer dans l'élaboration des volets régionaux du schéma de l'énergie. Elles devront en effet, enserrés dans des délais tendus, mener une concertation avec les autres services déconcentrés de l'Etat, avec les acteurs régionaux de la scène énergétique et avec les collectivités territoriales afin de faire émerger les projets s'inscrivant dans le cadre de la politique nationale mais tenant également compte des spécificités locales.

La préparation de ce schéma collectif sera pour la DGEMP un objectif majeur pour 1999. ■

La mine en Nouvelle-Calédonie

A compter du 1^{er} janvier 2000, les institutions calédoniennes assumeront la responsabilité pleine et entière d'élaborer et de mettre en œuvre la politique minière du Territoire.

Cette décision est le fruit des négociations sur le devenir de la Nouvelle Calédonie qui ont marqué l'année écoulée. Les accords de Matignon signés dix ans plus tôt stipulaient en effet que la Nouvelle Calédonie aurait à choisir en 1998 la voie de son évolution institutionnelle. Les négociations entre représentants des deux communautés pour préparer cette échéance avaient été interrompues début 1996 à l'initiative de la partie kanak qui demandait au préalable que la SLN, unique opérateur métallurgique sur le Territoire, renonce à certains de ses gisements au profit de la SMSP. L'objectif était que cette dernière, contrôlée par la province du Nord, puisse y construire une usine pyrométallurgique en coopération avec le canadien Falconbridge. Un accord a été trouvé sur ce point début 1998, il a été suivi des accords de Nouméa (avril 1998) sur l'avenir institutionnel du Territoire, eux-mêmes suivis d'un projet de loi organique approuvé à une large majorité en Nouvelle Calédonie fin novembre.

Cette loi organique fixera le cadre institutionnel de la Nouvelle Calédonie pour les vingt années qui viennent. Elle renforce largement l'autonomie du Territoire.

En matière minière, à compter du 1^{er} janvier 2000, le congrès du Territoire sera compétent pour élaborer la réglementation. Les assemblées des Provinces seront, elles, compétentes pour appliquer la réglementation. Un Conseil des mines est créé, où siègent les présidents des trois Provinces de l'île, le Président du Territoire ainsi que le délégué du Gouvernement. Ce Conseil donne un avis sur tous les projets de décisions et veille à ce que les décisions

concourent à une même politique définie au niveau de la Nouvelle Calédonie tout entière. L'Etat apportera l'expérience de ses services en matière de politique minière ainsi que des compléments d'éclairage, par exemple sur le contexte international dans lequel la Nouvelle Calédonie est en concurrence avec d'autres pays miniers pour attirer les projets d'usines métallurgiques.

La préparation du transfert de compétences intervient en effet dans un contexte marqué par la forte baisse des cours des matières premières – le cours LME du nickel est passé de 3.40 \$ US / Lb en moyenne 1997 à 2 \$ US / Lb fin 1998, soit une chute de 40 % - et par l'émergence de nouvelles technologies de traitement des minerais nickélifères. Les progrès de l'hydrométallurgie devraient permettre de traiter de façon économique des minerais à teneur relativement faible, ce qui renforcera encore la concurrence. Pour faire face à cette nouvelle donne, la Nouvelle Calédonie devra rapidement élaborer sa politique de mise en valeur du domaine minier, principale richesse du Territoire, et en particulier des grands gisements latéritiques que les progrès de l'hydrométallurgie rendent maintenant attractifs. ■

◆

Le BRGM met un terme à son alliance avec Normandy

En juin 1995, le Bureau de Recherches Géologiques et Minières créait avec le groupe minier australien Normandy une filiale commune, La Source, à laquelle il apportait l'ensemble de ses actifs miniers hors Pérou. Le BRGM cessait ainsi d'être opérateur minier et se recentrait sur ses activités de service public, conformément aux vœux du gouvernement.

A l'occasion de la cession du contrôle de La Source à Normandy, le BRGM s'était entendu avec Normandy sur un plan de développement à 5 ans pour leur filiale commune. La chute du cours de l'or et la diminution des revenus de La Source qui en a résulté ont rapidement conduit à réexaminer celui-ci. Le BRGM souhaitait que La Source ajuste son plan de développement à la mesure de ses revenus, en diminution. Normandy souhaitait au contraire que La Source mette à profit la diminution du prix des actifs miniers aurifères pour multiplier les acquisitions, ambition assortie de risques et de choix de gestion auxquels le BRGM ne pouvait s'associer. Face à de telles divergences stratégiques, les deux actionnaires ont décidé courant 1998 de mettre un terme à leur partenariat.

Le schéma retenu est que Normandy et le BRGM se partagent les actifs de La Source. Le BRGM reprendra la mine d'or d'ARIAB au Soudan, ainsi que de nombreux actifs d'exploration en Afrique francophone notamment en Côte d'Ivoire, au Mali et en Guinée. Les actifs repris par Normandy resteront eux au sein de La Source qui deviendra filiale à 100 % de Normandy.

Pour autant, le BRGM n'a pas vocation à redevenir un opérateur minier. Le BRGM est le pôle d'expertise français dans le domaine des Sciences de la Terre. Il mène des programmes de recherche ambitieux dans ce domaine et propose aux clients institutionnels ou privés, en France

comme à l'international, des prestations de conseil de très grande qualité. Parmi ses métiers de base figurent en particulier l'élaboration des cartes géologiques, l'inventaire des ressources minières, le conseil des Etats dans la gestion de leurs ressources minérales. Ces métiers sont peu compatibles avec le métier d'opérateur minier.

Aussi l'Etat a-t-il demandé au BRGM de préparer d'ores et déjà le reclassement des actifs qu'il obtiendra dans le cadre du partage de La Source. L'Etat a indiqué au BRGM sa préférence pour un reclassement auprès d'un partenaire français afin de consolider la présence de notre pays dans le secteur minier. ■

Les faits marquants

15 janvier :

décret déclarant d'utilité publique la construction du **poste électrique à 400 kV** de Saussaie (Seine-Saint-Denis et Seine-et-Marne), qui constitue un élément clé de l'alimentation du Nord-Est de la région parisienne.

20 janvier :

arrêté prorogeant la levée de **l'obligation d'achat par EDF** de l'électricité produite par les producteurs autonomes et ne provenant pas d'installations mettant en œuvre des techniques de cogénération ou utilisant des énergies renouvelables ou des déchets.

28 janvier :

le Conseil des ministres retient un certain nombre d'orientations pour l'**"après mine"**. Sur cette base, la DGEMP prépare un projet de loi que le Conseil des ministres adoptera le 20 janvier 1999. Ce texte dispose que seront établis des "plans de prévention des risques miniers" dans les régions concernées. Il organise l'articulation des responsabilités d'action lorsque des risques résiduels importants subsistent au delà de la fin de l'exploitation. Il fixe les principes suivant lesquels seront gérées les installations de pompage. Il étend le droit à indemnisation en cas d'affaissements miniers et précise le champ de la responsabilité de l'exploitant.

15 février :

diffusion à 22 000 exemplaires, par le Secrétariat d'Etat à l'industrie et par les Préfets de région, du **"livre blanc"** intitulé "Vers la future organisation électrique française".

15 avril :

conférence de presse du Secrétaire d'Etat à l'industrie sur le bilan énergétique de la France en 1997 et la **reprise des publications de l'Observatoire de l'Energie** avec les "Tableaux des Consommations d'Energie en France". Suivront au cours de l'année : "L'énergie dans les régions", "L'énergie – Chiffres clés" et "Bilans de l'énergie en France de 1970 à 1997".

29 avril :

arrêté abaissant les **tarifs de l'électricité** de 2,5 %.

1^{er} mai :

arrêté abaissant les **tarifs du gaz** de 2,5 %.

11 mai :

le Conseil Énergie décide de poursuivre et étendre pour une période de 2 ans le programme **Altener** qui a pour but une utilisation accrue des énergies renouvelables respectueuses de l'environnement et non-émettrices de CO₂. Le montant financier du programme est de 22 millions d'Ecus pour 2 ans (1998-1999).

16-17 juin :

le conseil Environnement définit la **teneur en soufre des combustibles liquides**. La directive qui doit être définitivement approuvée dans le courant du 1^{er} trimestre 1999 prévoit l'abaissement à 1 % du soufre dans les fiouls lourds en 2003 (teneur actuelle moyenne en France: 2 %) et à 0,1 % dans le fioul domestique en 2008 (teneur limite actuelle: 0,2 %). Elle demandera des investissements complémentaires dans les raffineries et limitera les débouchés des fiouls lourds soufrés aux installations permettant la désulfuration des fumées et aux cimenteries.

20 juin :

inauguration par la société réunionnaise de produits pétroliers (SRPP) de ses nouvelles installations de stockage : deux "cigares" de stockage de GPL de 2 700 m³ et trois bacs de 25 000 m³ chacun (un quatrième sera construit en 1999), qui portent de 100 à 175 000 m³ la capacité de l'unique dépôt d'importation multi-produits. Ces installations, d'un coût de 200 MF, dont la moitié a été financée sur fonds publics, garantissent la **sécurité des approvisionnements de l'île de la Réunion** en carburants et GPL.

26 juin :

signature des accords de **partenariat entre GDF, Elf et Total**. Ce rapprochement se concrétise par des échanges de participations : entrée de Gaz de France dans certains gisements en mer du Nord et restructuration du capital de CFM, GSO et Gaz de Strasbourg.

décret modifiant le **régime minier de Sécurité Sociale** (augmentation de 52% à 54 % du taux de réversion des pensions, instauration de pensions de veufs).

1^{er} juillet :

nomination de M.**François Roussely** comme président d'**EDF**.

2 juillet :

promulgation de la loi portant diverses mesures d'ordre économique et financier, dont l'article 50 prévoit les conditions d'**extension de la desserte en gaz**. Cette loi, qui renvoie à un décret en Conseil d'Etat les modalités d'application, prévoit l'établissement d'un plan de desserte national pour lequel Gaz de France aura obligation de relier au réseau, dans les trois ans, les communes figurant au plan et la possibilité, pour les communes non desservies ne figurant pas au plan, de recourir à l'opérateur de leur choix.

21 juillet :

publication de la **directive** sur le «marché intérieur du **gaz**», ouvrant le délai de transposition expirant le 10 août 2000.

14 août :

répartition entre les 11 bassins miniers d'une dotation de 143,9 MF au titre du **Fonds d'industrialisation des bassins miniers**, venant compléter 80 MF répartis le 26 décembre 1997. Les crédits du FIBM contribuent à la reconversion des bassins miniers en participant notamment à l'amélioration de l'environnement des entreprises. Le FIBM est ainsi l'un des instruments d'accompagnement de la récession charbonnière pour les bassins considérés.

28 Août :

annonce du **projet Total/EDF** d'une unité de gazéification intégrée à un cycle combiné à **Gonfreville**. Cette unité, d'un coût de l'ordre de 4,5 milliards de francs, produira environ 365 MW électriques, 250 t/h de vapeur et 100 t/j d'hydrogène. Ce projet, dont le démarrage est envisagé pour 2003, donnera un débouché aux résidus lourds, produits fatals du raffinage. Il consolidera le pôle technologique de la Basse-Seine ainsi que le bassin d'emploi avec la création d'environ 150 emplois . Le chantier de construction fera appel à environ 2000 personnes sur 2 ou 3 ans.

8 septembre :

remise du rapport du groupe "**Énergie 2010-2020**" du commissariat général du Plan, après plus de deux ans et demi de travail.

11 septembre :

arrêté déclarant d'utilité publique la **canalisation de transport de gaz Cuvilly (Oise) – Fontenay-Mauvoisin (Yvelines)**, qui acheminera le gaz norvégien venant de Dunkerque par le gazoduc Norfra vers les stockages souterrains du centre de la France.

13 septembre :

ouverture du **17^{ème} Congrès du Conseil Mondial de l'Énergie**, à Houston (États-Unis). Le thème central, "L'énergie et la technologie, moteurs du développement mondial au seuil du prochain millénaire", a montré le défi technologique que représente la double nécessité de donner accès à l'énergie aux 2 milliards d'habitants supplémentaires que comptera la planète en 2020 et de mieux respecter l'environnement.

9 octobre :

inauguration par les Premiers ministres français et norvégiens du gazoduc **Norfra** entre la Norvège et la France. Cette canalisation est la première liaison directe entre les gisements gaziers de la mer du Nord norvégienne, et la côte française. Cet ouvrage, relié au réseau de transport exploité par Gaz de France, permettra de faire face à la fois à l'accroissement des consommations nationales et aux demandes des pays voisins ; il contribuera à faire de la France une plaque tournante du transit de gaz européen.

1^{er} novembre :

arrêté abaissant les **tarifs du gaz** de 2,5 %.

2 novembre :

ouverture de la Conférence du **Buenos Aires** sur le **changement climatique**. A Kyoto, en 1997, un protocole fixant des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2010 pour les pays industrialisés avait été adopté. A Buenos Aires, a été arrêté un programme de travail précis pour les deux prochaines années. Il s'agit en particulier de préciser les mécanismes de flexibilité, qui autorisent l'acquisition de droits à émettre, et de définir les pénalités pour les Etats qui ne respecteraient pas leurs engagements.

arrêté autorisant l'augmentation du capital de H4, filiale d'**EDF** dans le domaine de l'immobilier, pour un montant de 5,1 milliards de F.

13 novembre :

le Conseil Energie décide l'adoption d'un **programme cadre pluriannuel dans le secteur de l'énergie** (1998-2002). Il fixe à 170 Millions d'Ecus le montant global de ce programme qui récapitule différents programmes jusque là dispersés, afin d'accroître la transparence, la cohérence et la coordination des différentes actions communautaires en matière énergétique.

30 novembre :

signature de l'accord sur la réduction du **temps de travail à Charbonnages de France**. Cet accord se caractérise par l'octroi de 21 jours de repos supplémentaires par an et l'instauration de comptes épargne-temps abondés à 40% par l'entreprise. Compte tenu de la perspective de cessation de l'exploitation charbonnière au plus tard à l'échéance de 2005, cet accord n'est assorti d'aucune embauche, ni aide de l'Etat.

adjudication à EDF de **London Electricity**, distributeur d'électricité de la ville de Londres, pour un montant de 1,39 milliard de livres, soit environ 13 milliards de F.

8 décembre :

signature de l'accord sur la réduction du **temps de travail** aux Mines de potasse d'Alsace (**MDPA**). Cet accord a permis l'octroi de 15 jours de repos supplémentaires et l'instauration de comptes épargne-temps. Compte tenu d'une perspective de cessation d'activité des MDPAs à l'échéance de 2004, l'accord n'est assorti d'aucun recrutement ni aide de l'Etat.

arrêté approuvant des reclassements de participations au sein du groupe **CDF** ; ces opérations, qui portent sur un montant de 812 MF, visent la simplification des structures du groupe par la remontée au niveau de CDF, Epic de tête, des participations détenues par les houillères de bassin.

9 décembre :

adoption par le Conseil des Ministres et dépôt devant le Parlement, du **projet de loi relatif à la modernisation et au développement du service public de l'électricité**, .

28 décembre :

arrêté autorisant l'augmentation du capital d'**EDF International**, pour un montant de 11 milliards de F.

30 décembre :

la Loi de Finances pour 1999 réduit l'**écart fiscal entre super sans plomb et gazole**. Comme le propose la DGEMP depuis des années, la Loi de Finances pour 1999 engage sur 7 ans un processus de réduction de la différence de TIPP entre super sans plomb et gazole afin de ramener l'écart de taxation à la moyenne communautaire (93 c/l) . Cette réduction sera, en 1999, de 7 c/l. Le traitement fiscal privilégié jusqu'alors réservé au gazole conduit en effet la France à importer massivement du gazole (27 % de la consommation) et à exporter ses excédents d'essence (29 % de la production) ce qui handicape nos raffineries par rapport à leurs concurrentes européennes.

31 décembre :

publication au J.O.C.E. de la directive 98/93, qui met à jour la directive relative aux **stocks stratégiques** de pétrole brut et/ou de produits pétroliers. Le plafond de déduction pour production indigène augmente de 15 % à 25 % (ce qui encourage la recherche d'hydrocarbures sur le territoire communautaire) et diverses dispositions renforcent la protection des Etats membres en cas de turbulences sur le marché pétrolier international. Le texte ne remet pas en cause la législation française, mais impose une révision des décrets d'application.

parution du décret modifiant les articles 15 et 28 du **statut national des personnels des industries électriques et gazières**, relatifs au temps partiel et au temps réduit, ainsi qu'aux primes et indemnités.

arrêté autorisant la création d'**EDF Capital investissement**, filiale d'EDF regroupant ses actifs dans le capital-risque et le capital-développement, et un apport en capital de 900 MF.

circulaire aux Préfets accompagnant la déconcentration de procédures concernant les **stockages de gaz naturel**.

**L'organigramme
de la Direction Générale
de l'Énergie
et des Matières Premières**

**MINISTERE DE L'ECONOMIE,
DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE
SECRETARIAT D'ETAT A L'INDUSTRIE**

**DIRECTION GENERALE DE L'ENERGIE
ET DES MATIERES PREMIERES**

Directeur Général
Dominique MAILLARD
Adjoint
N

Secrétaire Général
Jacqueline BATAILLE

Cellule Publications/Internet
Alain THOMAS
Martine MAILLARD

Service des Affaires Nucléaires
Philippe KAHN

Service International
Bruno GREMILLOT

Service des Energies Renouvelables et de
l'Utilisation Rationnelle de l'Energie
Jean-Pierre LETEURTROIS

Observatoire de l'Energie
Richard LAVERGNE

DIRECTION DU GAZ, DE L'ELECTRICITÉ ET DU CHARBON

Directeur : **Jacques BATAIL**
Adjoints : **Jean-Claude HULOT**
Jean-Philippe SCHWEITZER

**DIRECTION DES MATIÈRES PREMIÈRES
ET DES HYDROCARBURES**

Directeur : **Didier HOUSSIN**
Directeur adjoint : **Bertrand de L'EPINOIS**

Service du Gaz
Marie-Claire BELTRAME-DEVOTI

Affaires générales
Colette BOULESTIN-RETHORE

Service des affaires internationales
Cécile POZZO DI BORGO

Service de l'Electricité
Alain SCHMITT

Service de la législation minière
Paul MOISSINAC-MASSENAT

Service du sous-sol, des mines,
de la métallurgie,
et des matériaux de construction
Jérôme MULLER

Service du Charbon
Lionel TOUTAIN

Service exploration-production et
conservation des gisements
d'hydrocarbures
Thierry CHENEVIER

Observatoire
des matières premières
Yvan FAURE-MILLER

Service des Affaires Générales
et Sociales
Pierre-Yves COUCHOUD

Service environnement-raffinage
Alain SALESSY

Service
de la logistique pétrolière
Didier ROZE

Service Technique de l'Energie
Electrique et des Grands Barrages
Philippe CRUCHON

Service national des oléoducs interalliés
Service spécial des dépôts d'hydrocarbures
Alexandre de BENOIST de GENTISSART

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 : Dominique Maillard
Téléphone : 01 43 19 44 25
Télécopie : 01 43 19 42 74

Adjoint :
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/internet : Alain Thomas/Martine Maillard
Téléphone : 01 43 19 22 23
Télécopie : 01 43 19 11 54

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
Direction des hydrocarbures (DIMAH)
Direction du gaz de l'électricité et du charbon (DIGEC)

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'Energie 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

Adjoints : Stéphane Grit
: Toni Cavatorta

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'Energie (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

Direction des matières premières et des hydrocarbures (DIMAH)

97-99 rue de Grenelle 75353 - Paris Cedex 07

Téléphone : 01 43 19 38 35

Télécopie: 01 43 19 48 67

Ses missions

La DIMAH a compétence dans les domaines des hydrocarbures et des substances minérales naturelles (mines, métallurgie des métaux non ferreux, matériaux de construction, minéraux industriels, eaux minérales et thermales) et sur les industries associées, à l'exception de la sidérurgie.

Dans ces secteurs, la DIMAH :

- définit et met en oeuvre la politique du gouvernement en ce qui concerne la sécurité et la continuité des approvisionnements ;
- favorise le développement de la compétitivité des produits et des industries notamment à l'international ;
- élabore et applique le Code minier ainsi que la réglementation relative aux stockages souterrains, aux eaux minérales et souterraines ; en particulier, elle instruit les dossiers d'attribution de permis exclusifs de recherche et de concessions minières ;
- anime et coordonne l'action des Directions Régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE) en matière de gestion des ressources du sous-sol ;
- exerce la tutelle sur l'Institut Français du Pétrole (IFP), le Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM), l'Entreprise Minière et Chimique (EMC) et l'Entreprise de Recherche et d'Activités pétrolières (ERAP).

Directeur : Didier Houssin

Directeur Adjoint : Bertrand de l'Épinois

Affaires générales

Chef du service : Colette Boulestin-Réthoré

Téléphone : 01 43 19 38 68

Service du sous-sol, des mines, de la métallurgie et des matériaux de construction (S3M)

Chef du service : Jérôme Muller

Téléphone . 01 43 19 44 59

Service exploration-production et conservation des gisements d'hydrocarbures

Chef du service : Thierry Chenevier

Téléphone : 01 43 19 38 28

Secrétaire général du service de conservation des gisements d'hydrocarbures (SCGH) : Carole Mercier

Téléphone : 01 43 19 53 53

Service environnement-raffinage

Chef du service : Alain Salessy

Téléphone : 01 43 19 44 32

Service de la logistique pétrolière

Chef du service : Didier Roze
Téléphone : 01 43 19 38 09

Service des affaires internationales

Chef du service : Cécile Pozzo di Borgo
Téléphone : 01 43 19 44 58

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

Chef du service : Alexandre de Benoist de Gentissart
Adresse postale : 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

Division nationale des eaux minérales et thermales (DNEMT)

Chef de la division : Eugène Papciak
Adresse postale : 146, Rue Pierre Corneille - 69426 Lyon Cedex 03
Téléphone : 04 72 61 52 08

Observatoire des matières premières (OMP)

Président du comité d'orientation : Pierre Boisson
Directeur : Bertrand de l'Épinois
Secrétaire général : Yvan Faure-Miller
Téléphone : 01 43 19 37 40

Service de la législation minière

Chef du service : Paul Moissinac-Massenat
Téléphone : 01 43 19 32 67

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

Adjoints : Jean-Claude Hulot
: Jean-Philippe Schweitzer

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

Les publications de la DGEMP

Publications ENERGIE

■ **Chiffres clés/statistiques :**

Titres des publications	date	coût	service chargé de la diffusion
Données mensuelles			
. La note de conjoncture énergétique		. gratuit	Observatoire énergie
. Statistiques hydrocarbures		. gratuit	DIMAH
Données semestrielles			
. Dépliant "prix des énergies"	août-98	. gratuit	Observatoire énergie
. Dépliant "statistiques énergétiques françaises"	oct-98	. gratuit	Observatoire énergie
Données annuelles			
. Tableaux des consommations d'énergie en France	éd. 1997/1998	. 150F	Observatoire énergie
. Les chiffres clés de l'énergie	éd. 1998	. 150F	Dircom
. Les bilans de l'énergie de 1970 à 1997	éd. 1998	. 80F	Dircom
. Gaz, électricité, charbon données statistiques 1997	éd. 1998	. 50F	Dircom
. Les chiffres clés de la production-distribution de l'énergie électrique en France.	1996/1997	. 50F	Dircom
. Statistiques de l'industrie gazière	1996/1997	. 50F	Dircom
. Les consommations d'énergie dans l'industrie	éd. 1998	. 120F	Dircom

■ **Rapports annuels :**

Titres des publications	date	coût	service chargé de la diffusion
. DGEMP, rapport annuel 1997	éd. 1998	. gratuit	Cellule publications
. DGEMP, rapport annuel 1996	éd. 1998	. gratuit	Cellule publications
. L'industrie pétrolière 1997 (DHYCA)	éd. 1998	. 160F	Dircom
. L'industrie pétrolière 1996 (DHYCA)	éd. 1997	. 160F	Dircom
. Recherche et production pétrolières en France.	1996	. 240F ou abonnement	DIMAH-SCGH
. Rapport annuel de géophysique	1996	. 100F	DIMAH-SCGH
. Gaz, électricité, charbon (DIGEC)	1996	. 120F	Dircom

■ **Autres publications :**

Titres des publications	date	coût	service chargé de la diffusion
<p>publications périodiques</p> <ul style="list-style-type: none"> . Bulletin mensuel d'information du SCGH . La lettre trimestrielle Energies et matières premières . Le supplément hydrocarbures à la lettre Energies et matières premières. . Barrages . Carte des périmètres miniers d'hydrocarbures . Cartes d'implantation des puits d'exploration d'hydrocarbures (version papier et autres possibles) 	<p>périodicité</p> <ul style="list-style-type: none"> mensuelle trimestrielle trimestrielle trimestrielle semestrielle - 	<ul style="list-style-type: none"> . 120F ou par abonnement . gratuit . gratuit . gratuit . 145F ou par abonnement . 180F pour version papier 	<ul style="list-style-type: none"> DIMAH-SCGH cellule publications DIMAH DIGEC-STEEGB DIMAH-SCGH DIMAH-SCGH
<p>publications non périodiques</p> <ul style="list-style-type: none"> . L'énergie dans les régions . Vers la future organisation électrique française . Les coûts de référence de la production électrique . Liste des titres miniers d'hydrocarbures . Liste des campagnes géophysiques . Liste des forages pétroliers . Evolution de la production d'hydrocarbures en France . Calcul du domaine minier des sociétés . L'énergie nucléaire en 110 questions . Les biocarburants. Rapport de M. Raymond H. Lévy . La récupération des vapeurs d'essence en station-service. . Technique et coûts de réduction pollutions émises par chaudières fioul lourd . Méthodes de comptabilité de l'énergie 	<ul style="list-style-type: none"> 1998 1998 1997 1998 - - - - - 1996 1993 1993 1992 - 	<ul style="list-style-type: none"> . 150F . gratuit . 120F . divers . divers . divers . 400F . 150F . 85F . 80F . 200F . 220F . 35F 	<ul style="list-style-type: none"> Dircom Dircom Dircom DIMAH-SCGH DIMAH-SCGH DIMAH-SCGH DIMAH-SCGH DIMAH-SCGH DIMAH-SCGH Cherche Midi éditeur Dircom Dircom Dircom Dircom

Publications MATIERES PREMIERES

■ **Chiffres clés/statistiques :**

Titres des publications	date	coût	service chargé de la diffusion
. Les chiffres clés des matières premières minérales	1998	. 200F	Dircom
. Les chiffres clés des matières premières minérales	1997	. 180F	Dircom

■ **Rapport annuel :**

Titres des publications	date	coût	service chargé de la diffusion
DGEMP, rapport annuel 1997	éd. 1998	. gratuit	Cellule publications
DGEMP, rapport annuel 1996	éd. 1997	. gratuit	Cellule publications

■ **Autres publications :**

Titres des publications	date	coût	service chargé de la diffusion
publications périodiques	périodicité		
. Ecomine. Revue de l'actualité des marchés et des publications spécialisées	mensuelle trimestrielle	. abonnement annuel. 1500F	DIMAH-OMP Cellule publications
. Lettre énergies et matières premières		. gratuit	
publications non périodiques			
. Inventaire des eaux minérales naturelles (Annales des Mines)	1998	. 230F	Eska éditions
. Le rôle économique du négoce international dans les industrie de minerais et métaux	1998	. 200F	Dircom
. Le code minier	1995	. 150F	Dircom
. Les eaux minérales en France	1995	. 300F	Dircom
. Les eaux minérales en Europe et en Amérique du Nord	1995	. 300F	Dircom
. Pays du Maghreb : industries minières et métallurgiques	1993	. 100F	Dircom
. Les mines souterraines françaises	1992	. 200F	Dircom

Où se procurer ces publications ?

DIRCOM :	Secrétariat d'Etat à l'Industrie. DIRCOM 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 11 54
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
DIMAH :	Secrétariat d'Etat à l'Industrie. DIMAH. 101, Rue de Grenelle - 75353 PARIS 07 SP Tél : 01 43 19 37 95 Télécopie : 01 43 19 48 67
DIMAH-OMP :	Secrétariat d'Etat à l'Industrie.DIMAH-OMP 101 rue de Grenelle. 75353 PARIS 07 SP Tél : 01 43 19 46 74 Télécopie : 01 43 19 28 78
DIMAH-SCGH :	Secrétariat d'Etat à l'Industrie. DIMAH-SCGH. 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
Eska Editions :	12, Rue du Quatre-Septembre - 75002 PARIS Tél : 01 42 86 56 00 Télécopie : 01 42 60 45 35

La plupart des bons de commande de ces publications, lorsqu'elles sont diffusées par les services du secrétariat d'État à l'Industrie, sont disponibles sur internet : www.industrie.gouv.fr/accueil.htm (espace énergies et matières premières).

**L'énergie et les matières premières
sur minitel et sur internet**

*L'énergie et matières premières minérales
vous intéressent ?
vous trouverez ce que vous cherchez ...*

Sur nos serveurs minitel :

➤ **3614 Enerstat**

- Statistiques énergétiques mensuelles.

➤ **3614 Petrolinfo**

- prix des produits pétroliers en France et en Europe ;
- statistiques d'approvisionnements en hydrocarbures ;
- activité du raffinage français.

➤ **Serveur Questel**

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

Sur notre site Internet :

➤ **Des documents de référence :**

- discours du Premier ministre au colloque sur l'énergie du 11 juin 1998 à l'Assemblée ;
- conférence du secrétaire d'Etat à l'Industrie sur la maîtrise de l'énergie et les énergies renouvelables du 24 février 1998.
- le livre blanc "vers la future organisation électrique française" ;
- l'organisation actuelle du secteur gazier ;
- le programme français des énergies renouvelables ;
- le protocole de Kyoto ;
- hydrocarbures dans la loi de finances 1999 ;
- etc ...

➤ **Les moments forts de l'actualité :**

- le débat sur la politique énergétique le 21 janvier 1999 à l'Assemblée ;
- discussion du projet de loi sur l'électricité à l'Assemblée.
- etc ...

➤ **Des analyses :**

- le gazoduc Norfra ;
- l'après-mine ;
- le domaine minier de Nouvelle Calédonie ;
- le sondage "les Français et le nucléaire".
- etc ...

➤ **Des études, des rapports parlementaires :**

- le rapport du député J.Y. le Déaut sur le système français de radioprotection de contrôle et de sécurité nucléaire ;
- le rapport du député J.L. Dumont "réussir la future organisation électrique française" ;
- l'étude APIS sur les systèmes électriques anglais et nordiques (l'étude intégrale ou son résumé).
- etc ...

➤ **Un forum de discussion sur la fiscalité de l'énergie, jusqu'au 21 mars 1999.**

➤ **Des statistiques :**

- le bilan et la facture énergétique de la France ;
- la note mensuelle de conjoncture énergétique ;
- la ventilation du commerce extérieur de la France du secteur des matières premières minérales ;
- les productions minières et métallurgiques de la France.
- etc ...

➤ **Des articles spécialisés :**

- l'émulsion d'eau dans le gazole.
- les fissurations des canalisations de transport de pétrole
- etc ...

Sans oublier :

- l'organigramme de la DGEMP ;
- les publications de la DGEMP et la façon de les commander.