

Rapport annuel



Direction générale de l'Énergie et des Matières premières

2003



*énergies &
matières
premières*

Direction générale de l'Énergie et des Matières premières

Directeur de la publication

Dominique Maillard

Rédactrice en Chef

Lynda Asmani

Conception graphique

Studio du Sircom

Impression et routage

Actis, 48, rue de l'Arbre Sec

75001 Paris

Dépôt légal

avril 2004 - N° ISSN : 1291-2123

Disponible sur internet

www.industrie.gouv.fr/energie

et abonnement gratuit

par envoi de votre carte à :

DGEMP

61, Boulevard Vincent Auriol

télédoc 151 - 75703 Paris Cedex 13

Télécopie : 01 44 97 09 11

2003, l'année de l'Énergie

préface

Nous avons assisté en 2003 à l'amorce d'une nouvelle remise en cause des grands équilibres mondiaux en matière d'énergie : face aux événements du Moyen-Orient, qui ont rappelé la vulnérabilité de l'offre, la progression quasi irrépessible de la demande de nouveaux grands pays consommateurs, telle la Chine, a montré la difficulté de tout exercice de plafonnement de la demande mondiale d'énergie. Dans ce contexte, la France a déployé ses efforts pour resserrer ses liens avec ses partenaires européens et avec d'autres pays devenus incontournables, comme la Russie et l'Algérie.

Par ailleurs, les Français ont subi douloureusement la canicule et nous devons nous en souvenir pour faire face à toute éventualité nouvelle. Les black-out d'Italie et des États-Unis auront également aidé à comprendre à quel point les décisions d'investissement dans le domaine de l'énergie doivent prendre en compte le très long terme : l'État ne cessera de rappeler ce principe aux industriels.

2003 aura été marquée enfin par de nombreux autres temps forts. Le rapport en cite un grand nombre, je mentionnerai plus particulièrement le Débat national sur les énergies que Nicole Fontaine a mené à travers toute la France ainsi que la consultation sur le livre blanc du gouvernement. Cette consultation, qui s'inscrit dans le cadre de notre débat démocratique, a largement contribué à la préparation des orientations permettant de fixer le cadre de la politique énergétique de la France pour les années à venir.

Les efforts accomplis jusqu'ici auront contribué à montrer l'engagement de l'industrie française pour limiter l'impact des activités humaines sur notre environnement. Il reste cependant un travail considérable à fournir notamment pour réconcilier l'ensemble des points de vue sur l'énergie.



C'est en effet en 2004 que va se traduire en faits concrets la politique énergétique engagée par notre pays. L'État se dégage de plus en plus de ses activités d'opérateur pour se recentrer sur ses activités de réglementation et de contrôle, afin de mieux assurer le bien-être et la sécurité de nos concitoyens.

Le changement de statut annoncé d'EDF et GDF permettra à nos industries d'affronter avec efficacité l'étape cruciale que va constituer l'ouverture des marchés à la concurrence le 1^{er} juillet 2004. Dans ces mêmes domaines, le rôle de l'État sera essentiel pour définir la politique d'investissement à long terme des nouvelles générations de centrales nucléaires (EPR) et poursuivre la croissance des énergies renouvelables.

C'est donc avec beaucoup de détermination que je m'engage dans la conduite de cette politique, conscient des enjeux qu'elle représente pour notre pays, mais aussi de notre devoir de mieux informer et protéger nos concitoyens. Je sais combien les attentes sont fortes et je veux affirmer ma résolution de mettre l'énergie au cœur de toutes nos préoccupations, tant elle touche au quotidien de chacun d'entre nous.

A cet égard, je souhaiterais vivement remercier l'ensemble des femmes et des hommes qui œuvrent au sein de la DGEMP pour le travail accompli en 2003. Je leur exprime aujourd'hui ma confiance et mon souhait que 2004 soit l'année de l'accomplissement d'un long chemin de travail commun.

préface


Patrick Devedjian

L'énergie, facteur de réconciliation

L'énergie n'échappe pas, à l'instar des autres grands sujets de société, aux polémiques et aux controverses. Ainsi entend-on ou lit-on des échanges vifs, proches de l'anathème entre supporters du nucléaire et adversaires, inconditionnels des énergies renouvelables et opposants aux éoliennes, thuriféraires des économies d'énergie et adeptes du « laisser-consommer ». Mais ces joutes verbales et autres effets de manche ne seraient-ils pas désormais à ranger au magasin des accessoires et le débat sur l'énergie ne commence-t-il pas à entrer dans une phase de plus grande maturité? C'est sans doute l'un des messages forts que l'année 2003 et son actualité énergétique semblent nous délivrer.

Qu'y observe-t-on en effet :

- au Proche-Orient, l'Autorité palestinienne et Israël concluent un accord pour assurer l'acheminement et le transport d'électricité pour le grand bien des consommateurs, palestiniens ou israéliens ;
- dans les Balkans, un marché commun de l'énergie est en train de se constituer et la Grèce, aux côtes de la Turquie, s'emploie à renforcer au nom de l'Union européenne les interconnexions électriques et gazières entre tous les pays et les peuples concernés ;
- au Maghreb, une zone de libre échange est en voie de constitution par delà les rivalités épisodiques entre pays de la région ;
- d'une manière plus générale, le dialogue entre producteurs et consommateurs de pétrole est désormais adulte, chacun reconnaît les préoccupations de son partenaire et l'interdépendance mutuelle des uns et des autres.

L'énergie, sans s'affranchir de la politique, réussit ainsi à transcender les tensions les plus vives et amène, sur un terrain commun, des experts à se retrouver pour construire ensemble des investissements utiles à tous. 

éditorial

Plus près de nous, en France, le Débat national sur les énergies, qui s'est prolongé par la concertation sur l'élaboration du projet de loi d'orientation sur les énergies, témoigne aussi de la maturité croissante de nos citoyens sur ces questions. La complémentarité des énergies nucléaires et renouvelables est maintenant perçue par le plus grand nombre et la diabolisation du nucléaire est en perte de vitesse. Comme l'exprime joliment Alain Bucaille, désormais une « majorité de Français espère un compromis entre le désir et la raison, une minorité y voit toujours une contradiction insupportable entre le désir et le péché ». Cette analyse est rassurante pour les hommes et les femmes de bonne volonté qui s'attachent à résoudre les problèmes en profitant des convergences plutôt que d'entretenir les tensions en cultivant les différences.

Mais il reste encore du chemin à parcourir pour faire en sorte que chacun dispose des mêmes informations factuelles et objectives. C'était l'un des buts du débat national sur les énergies. Il y a sûrement contribué pour ceux qui ont participé. Mais de grandes zones de méconnaissance subsistent encore. Une étude récente (printemps 2003) de l'Union européenne indique que 27 % des Européens font un lien entre la diminution de la couche d'ozone et l'effet de serre, contre 10 % seulement qui l'imputent aux émissions de CO₂ !

Sans ambition démesurée, j'espère que ce rapport 2003 de la DGEMP aidera tous ceux qui, avant de trancher, souhaitent comprendre.

éditorial

Dominique Maillard

Les temps forts de l'année 2003

Bilan énergétique de la France en 2003	9
Canicule: comment pallier les effets du dérèglement climatique ?	15
Comment mieux prévenir les grandes pannes électriques ?	19
Les prix de l'électricité en France et l'ouverture des marchés	24
La nouvelle tarification du transport de gaz naturel	27
L'électricité dans les Dom: les spécificités de la production et de la distribution	30
Faciliter l'économie des hydrocarbures dans les Dom	33
Chronique du marché pétrolier en 2003	36
Irak 2003 : mise en œuvre d'un dispositif de gestion de crise	42
L'État accompagne « l'après-mines »	44
La Hague et Marcoule: d'importantes évolutions en faveur de la sécurité et de l'environnement	49
L'Andra ouvre un centre de stockage des déchets radioactifs de faible activité dans l'Aube	51

2003 : une année internationale

Un nouvel élan dans les échanges franco-russes	55
La Chine: nouvel acteur incontournable sur la scène internationale	59
L'OPA d'Alcan sur Péchiney : la naissance du premier groupe mondial d'aluminium	65
La relance du partenariat énergétique euro-méditerranéen en 2003	66
2003 : une année exemplaire dans la relation énergétique franco-algérienne	68
La conférence ministérielle de l'Agence internationale de l'énergie des 28 et 29 avril 2003	69
L'action internationale dans les domaines de la sûreté et de la sécurité nucléaires	71
2003, année de la reprise du nucléaire dans le monde ?	73 ▶

Une politique énergétique tournée vers l'avenir

Du débat à la loi d'orientation : une politique durable de l'énergie	77
Développement des énergies renouvelables : quelle production d'électricité?	81
Changement climatique, politique énergétique : quels enjeux?	86
L'hydrogène, vecteur d'énergie pour demain	88
Les coûts de référence de la production électrique	90
Un appareil statistique sur l'énergie plus simple et plus efficace	94
Prospective énergétique DGEMP-OE : quels scénarios pour 2030 et 2050 ?	96
Une politique volontariste de sécurité des barrages	99
Nouveaux défis technologiques pour l'industrie pétrolière	104
Manosque et l'étang de Berre : nouvelle canalisation de transport d'hydrocarbures liquides	107
BRGM : des activités davantage au service du public	110
Demain, l'industrie de l'uranium	114
Iter et l'enjeu de la fusion nucléaire	117

2003 en bref

Les faits marquants	120
Les principaux textes législatifs et réglementaires	123

La DGEMP

L'organigramme au 15 avril 2004	128
Les publications	130
Les sites internet	



Les temps forts de l'année 2003

Le bilan et la facture énergétiques de la France pour 2003⁽¹⁾⁽²⁾

La consommation totale d'énergie primaire corrigée du climat reste stable (0,1 %), à 274,6 Mtep, après une croissance de + 1,9 % en 2002 et, déjà, une stabilité en 2001. Malgré la vague de chaleur d'août, le climat moyen de l'année 2003 apparaît moins doux que celui, exceptionnel, de 2002 : l'indice annuel de rigueur climatique de l'Observatoire de l'énergie vaut 0,94, contre 0,82 en 2002 et 0,95 en 2001. Sur la période 1982-2003, le taux de croissance annuel moyen de la consommation totale d'énergie primaire est de + 1,9 %. En réel, elle croît de + 2,2 %, à 272,1 Mtep, après une légère baisse, de - 0,3 %, en 2002 (et une hausse de + 1,2 % en 2001).

La consommation finale énergétique (c'est-à-dire hors branche énergie et usages non énergétiques) connaît une baisse sur toutes les formes d'énergie, à l'exception de l'électricité, et perd au total - 1,7 %, à **158,9 Mtep**. Une baisse d'une telle ampleur n'avait pas été connue depuis le second choc pétrolier (1979-1980) et elle succède à une hausse de + 1,4 % en 2002 (et + 1,0 % en 2001), sa croissance moyenne depuis vingt ans étant de + 0,8 % par an. Dans le détail, il apparaît une conjonction de baisses :

■ sauf pour l'électricité, dont la demande finale croît de + 1,1 %, toutes les énergies sont orientées à la baisse : - 4,2 % pour le charbon, - 3,1 % pour

le pétrole, - 1,5 % pour le gaz et - 0,6 % pour les énergies renouvelables thermiques ;

■ tous les secteurs de consommation finale sont orientés à la baisse : - 2,0 % pour l'industrie, comme pour le résidentiel-tertiaire, - 1,1 % pour les transports (baisse « historique »).

En revanche, portée par la relative vigueur des secteurs industriels concernés, tels que la chimie ou la fabrication d'engrais, après une année 2002 marquée par l'explosion d'AZF à Toulouse (en septembre 2001), la consommation d'énergie pour des usages **non énergétiques** (en matières premières) retrouve son niveau de 2001, à 16,4 Mtep (soit + 5,7 %, contre - 5,4 % en 2002).

(1) Données provisoires publiées par le ministre délégué à l'Industrie le 9 avril 2004. Cette note résume divers documents relatifs au bilan et à la facture énergétiques, téléchargeables sur www.industrie.gouv.fr/energie à la rubrique « statistiques ».

(2) Sauf mention contraire, les consommations d'énergie indiquées sont corrigées du climat.

Les temps forts de l'année 2003

Le bilan et la facture énergétiques de la France pour 2003

Consommation d'énergie primaire

	1973	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2003/2002 %	TCAM % 2003/1990
Consommation d'énergie primaire (en Mtep)									
Réelle	182,4	191,7	225,2	264,0	267,1	266,2	272,1	+ 2,2	+ 1,5
Avec CC	179,6	189,9	229,8	269,1	269,2	274,3	274,6	+ 0,1	+ 1,4
dont									
• Usages énergétiques									
finals (avec CC)	133,6	134,1	142,6	157,9	159,5	161,7	158,9	- 1,7	+ 0,8
• Usages non énergétiques	10,9	11,8	12,4	17,4	16,4	15,5	16,4	+ 5,7	+ 2,1
Taux de variation annuel (en %)									
Consommation primaire (avec CC)	+ 7,6	- 1,6	+ 2,2	+ 2,2	-	+ 1,9	+ 0,1		
PIB (en volume)	+ 5,4	+ 1,6	+ 2,6	+ 3,8	+ 2,1	+ 1,2	+ 0,2		

CC = correction climatique

TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %

Consommation d'énergie primaire par forme d'énergie

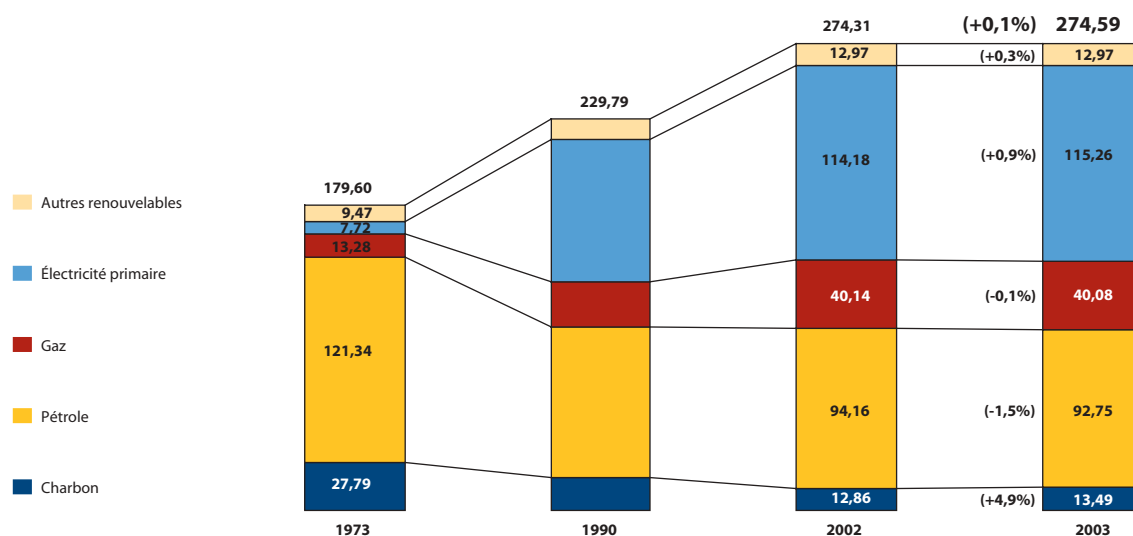
en Mtep	1973	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2003/2002 %	TCAM 2003/1990
Charbon	27,8	31,1	19,2	14,2	12,2	12,9	13,5	+ 4,9	- 2,7
Pétrole	121,3	107,1	88,8	95,5	95,3	94,2	92,8	- 1,5	+ 0,3
Gaz	13,3	21,2	26,4	37,3	38,1	40,1	40,1	- 0,1	+ 3,3
Électricité primaire (*)	7,7	22,2	83,4	109,2	111,0	114,2	115,3	+ 0,9	+ 2,5
Énergies renouvelables thermiques (**)	9,5	8,4	12,1	12,8	12,6	13,0	13,0	+ 0,3	+ 0,6
Total	179,6	189,9	229,8	269,1	269,2	274,3	274,6	+ 0,1	+ 1,4

(*) Nucléaire + hydraulique, éolien et photovoltaïque – solde des échanges

(**) Hors hydraulique, éolien et photovoltaïque

TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %

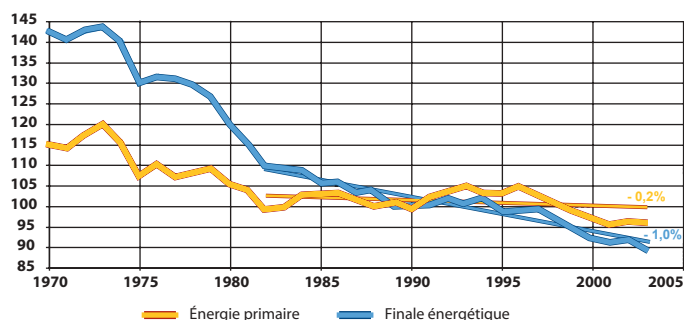
Consommation d'énergie primaire corrigée du climat en 1973, 1990, 2002, 2003 (Mtep)



Le PIB n'ayant progressé que de + 0,2 %, les **intensités énergétiques** primaire⁽³⁾ et finale⁽⁴⁾, qui s'étaient toutes deux légèrement redressées en 2002, s'orientent de nouveau à la baisse : - 0,1 % pour la première et - 1,9 % pour la seconde. Leur tendance à la baisse depuis 1982 est respectivement de - 0,2 % et - 1,0 % par an. L'évolution de la consommation énergétique finale, en retrait de - 1,9 point sur celle du PIB, traduit ainsi **une amélioration, à la baisse, de l'intensité énergétique** finale de l'économie française (ou, autrement dit, une hausse de son efficacité énergétique). Le contenu énergétique final de la richesse nationale atteint même un minimum historique, malgré un climat économique morose qui aurait pu entraîner des économies d'échelle dans les usages énergétiques.

On constate également une baisse de la consommation par habitant, tant en énergie primaire qu'en énergie finale, avec respectivement 4,60 et 2,66 tep, mais il s'agit alors d'évolutions contraires aux tendances.

**Intensité énergétique primaire et finale
et taux de croissance annuels moyens sur 1982-2002**
(indice base 100 en 1990)



Malgré une hydraulicité encore plus faible qu'en 2002, **la production totale brute d'électricité** (d'une part primaire sous forme de nucléaire, hydraulique et éolien, d'autre part secondaire sous forme de thermique classique) croît de + 1,4 % pour atteindre **566,9 TWh** (milliards de kWh). La production nucléaire croît de + 1,0 %, la production thermique classique de + 8,8 % et l'éolien de + 27 %. Le taux d'indépendance énergétique perd 0,4 point, à 50,5 %.

(3) Rapport entre la consommation d'énergie primaire corrigée du climat et le PIB exprimé en volume.

(4) Rapport entre la consommation énergétique finale corrigée du climat et le PIB exprimé en volume.

Production totale brute d'électricité

en TWh	1973	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2003/2002	TCAM 2003/1990
Thermique classique	119,5	126,0	48,2	53,1	49,3	55,7	60,6	+ 8,8	+ 1,8
Nucléaire	14,8	61,3	313,7	415,2	421,1	436,8	441,1	+ 1,0	+ 2,7
Hydraulique, éolien, photovoltaïque	48,1	70,7	58,3	72,5	79,4	66,7	65,2	- 2,3	+ 0,9
Total	182,4	258,0	420,1	540,8	549,8	559,2	566,9	+ 1,4	+ 2,3

TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %

Évolution des prix moyens annuels à la consommation (par rapport à l'année précédente)

En %	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Produits pétroliers	+ 3,1	+ 7,8	+ 4,1	- 4,1	+ 4,7	+ 21,9	- 5,6	- 3,2	+ 3,2
Électricité	+ 0,9	+ 1,1	- 2,2	- 2,2	- 4,5	- 2,1	- 0,5	+ 0,8	+ 1,2
Gaz	- 0,1	+ 1,4	+ 5,8	+ 1,8	- 5,4	+ 8,1	+ 15,4	- 0,3	+ 2,9
Ensemble des énergies	+ 2,0	+ 5,0	+ 2,2	- 2,9	+ 0,5	+ 12,8	- 1,8	- 1,7	+ 2,5
Ensemble des biens et services	+ 1,8	+ 2,0	+ 1,2	+ 0,7	+ 0,6	+ 1,7	+ 1,6	+ 1,9	+ 2,1

Source : Insee (indice des prix à la consommation)

L'inflation, bien que contenue, s'accélère lentement depuis trois ans, avec + 2,1 % en 2003. S'agissant des prix à la consommation de l'énergie, il faut remonter à 1996 pour trouver une telle conjonction de hausses, avec globalement + 2,5 % pour les ménages, contre - 1,7 % en 2002. Les prix du gaz et du pétrole, qui avaient tous deux baissé en 2002, se retrouvent orientés à la hausse et l'électricité poursuit une hausse inaugurée en 2002.

À 22,71 milliards d'euros en 2003, la facture énergétique de la France connaît un rebond de + 4,7 %, après deux années de baisse (-5,5 % en 2002 et -2,5 % en 2001). Elle représente 1,47 % du PIB (après 1,43 % en 2002), un niveau comparable à 1987 et bien inférieur à celui de 1982 (5 %).

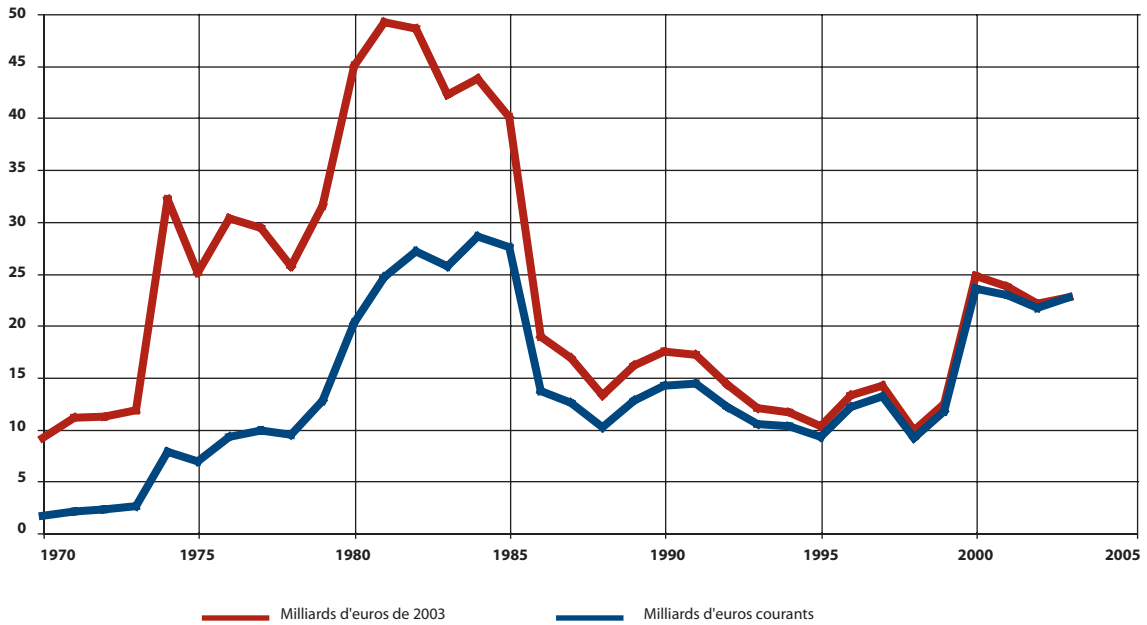
Cette baisse de la facture tient, à parts égales, à celle des importations nettes de gaz (+ 9,1 %) et à la chute des exportations nettes d'électricité (- 21,6 %), tandis que la facture pétrolière est stable (+ 0,2%).

Plusieurs facteurs peuvent être évoqués, dont notamment :

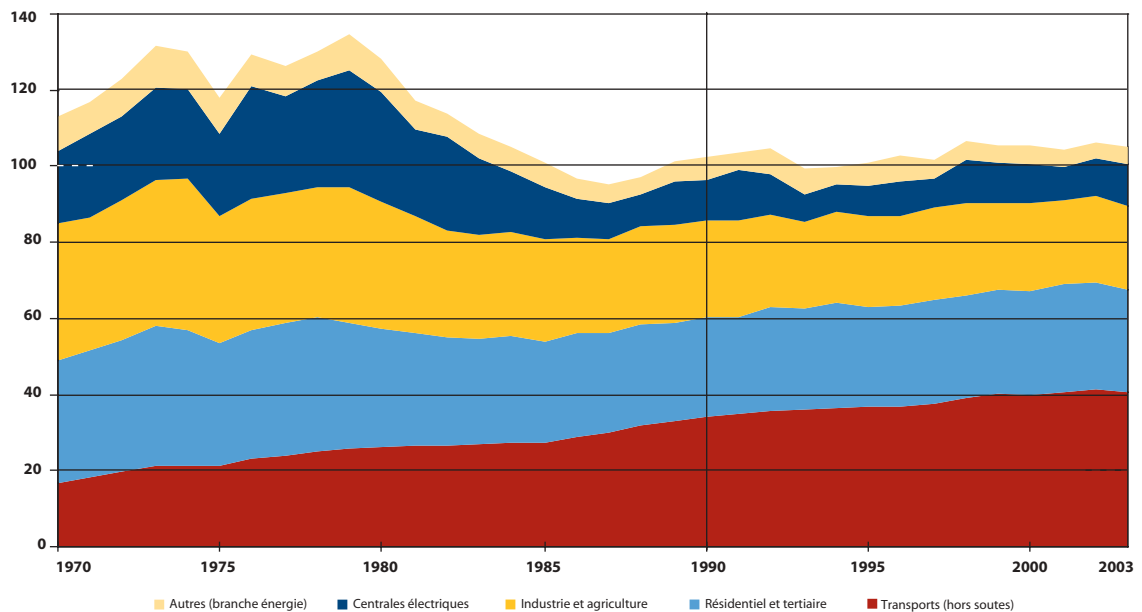
- chute de - 16,6 % du dollar à 0,88 € ;
- forte hausse des cours du pétrole brut (+16,8 % pour le Brent daté exprimé en dollars) et du prix du gaz importé (+ 29,9 %, libellé en dollars), le gaz suivant avec cinq mois de retard l'évolution du pétrole brut;
- baisse en revanche du prix de l'électricité exportée (libellé en euros), de - 7,6 % à 3,35 centimes d'€/kW ;
- baisse du solde importateur d'énergie exprimé en quantité, de - 2,8 %.



**Facture énergétique de la France (importations CAF - exportations FAB),
 en milliards d'euros courants et constants**



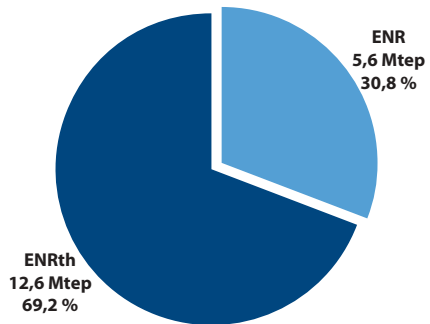
**Émissions de CO₂ de la France
 (corrigées du climat, en millions de tonnes de carbone)**



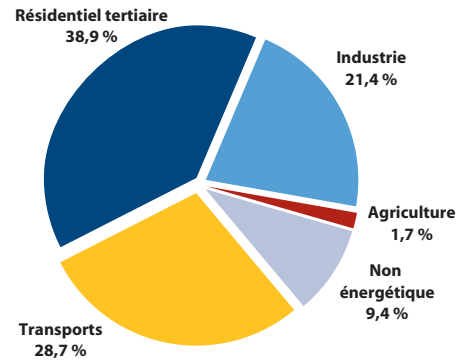
Les temps forts de l'année 2003

Le bilan et la facture énergétiques de la France pour 2003

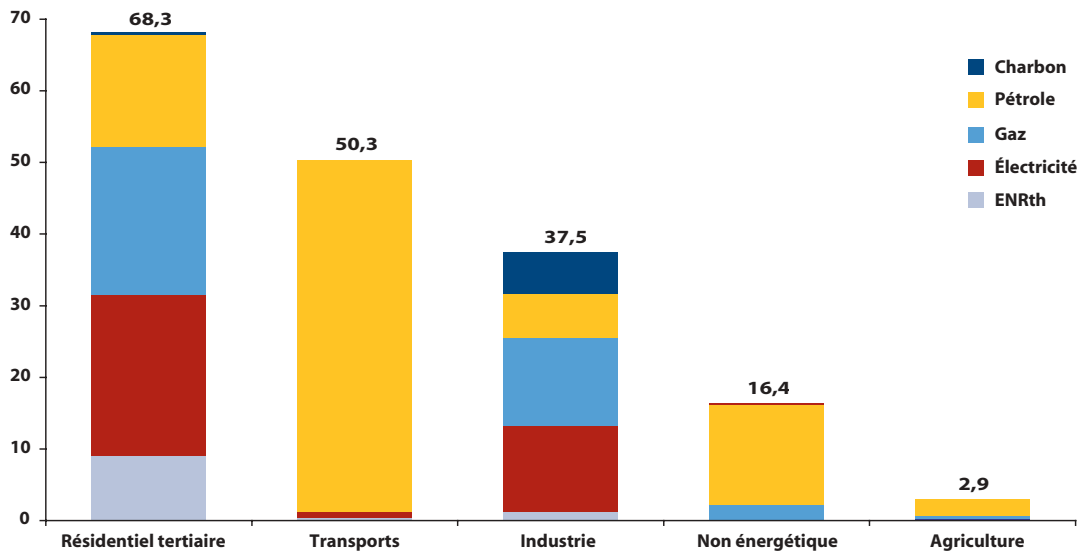
Répartition de la production d'énergie renouvelable



Répartition du taux de la consommation par secteur (corrigée du climat)



Répartition de la consommation finale (175,3 Mtep) (corrigée du climat)



Canicule : comment pallier les effets du dérèglement climatique ?

La forte canicule qui s'est abattue sur la France pendant l'été 2003 constitue avant tout une tragédie humaine dont tout un chacun doit tirer les leçons. Par ailleurs, du point de vue énergétique, cet événement a mis en évidence une certaine fragilité de notre alimentation électrique, dont les enseignements doivent être tirés.

Le parc de production français repose sur plusieurs types de moyens de production : des centrales nucléaires, exploitées par EDF, des installations hydroélectriques, exploitées par EDF, la Compagnie nationale du Rhône et la Société hydroélectrique du Midi (la SHEM), et enfin des centrales thermiques, au charbon ou au fioul, exploitées par la Société nationale d'électricité thermique (la SNET), et EDF. S'y ajoute le parc des moyens de production décentralisés : centrales hydroélectriques de petite et moyenne puissance, cogénérations, éoliennes, panneaux photovoltaïques, dont la puissance est moindre mais le comportement en cette période, révélateur.

La conjonction des phénomènes climatiques de l'été 2003 (canicule, sécheresse persistante et absence de vent) s'est en fait avérée aggravante pour l'ensemble des moyens de production d'électricité.

Premier effet, dû à la sécheresse : la baisse de la production hydroélectrique. La baisse de débit des cours d'eau a entraîné au mois d'août la perte de

1 000 MW de puissance des installations au fil de l'eau, et de près de 600 MW des lacs de moyenne altitude. Le turbinage de l'eau de ces lacs aurait en effet nécessité d'en abaisser la cote en-deçà des niveaux qui leur permettent d'assumer une vocation de loisirs et de tourisme.

Second effet, dû à la canicule cette fois : les difficultés de refroidissement des centrales thermiques. Ces centrales, qu'elles soient nucléaires ou thermiques à flamme, c'est-à-dire fonctionnant avec du charbon ou du fioul, ont besoin d'être refroidies. Pour cela, elles utilisent l'eau des fleuves ou de la mer. Les rejets des centrales dans les fleuves en augmentent donc la température. À cette fin, ils sont réglementés : des limites sont fixées afin d'éviter que des températures trop élevées n'aient d'impact sur l'écosystème.

La période de canicule que la France a traversée a été tellement intense que les températures des fleuves ont atteint des niveaux jamais observés auparavant : plusieurs records ont été battus, sur la Seine, sur la Garonne, sur la



Moselle. L'application des normes environnementales risquait de limiter fortement le fonctionnement de l'ensemble du parc thermique, qu'il soit classique ou nucléaire. Face à ce risque grave de pénurie de production électrique, l'administration et EDF se sont mobilisées pour éviter d'ajouter à une situation caniculaire extrême les dégâts de coupures d'électricité. Le risque principal était que la poursuite de la canicule n'obère pas davantage le parc, au moment où la reprise de l'activité industrielle, après le week-end du 15 août, augmentait la consommation électrique. Tous les moyens disponibles ont donc été mis en œuvre :

■ des achats sur le marché de l'électricité : l'ouverture progressive des marchés, la construction d'un marché européen de l'électricité et l'augmentation des interconnexions entre pays européens permettent de créer une solidarité européenne. EDF a acheté le maximum de capacités disponibles sur

les marchés, de l'ordre de 2 500 MW, allant parfois jusqu'à les payer 1 000 €/MWh, soit 25 fois plus cher qu'il n'a revendu l'électricité aux ménages ;

■ des demandes d'effacement des gros consommateurs. Les industriels français ont fait preuve de civisme en proposant à EDF de réduire la consommation de près de 1 500 MW, dont la moitié a été portée par l'usine d'Eurodif ;

■ le report des travaux de maintenance programmés sur les centrales nucléaires, lorsque c'était compatible avec les exigences de sûreté ;

■ le recours aux capacités de cogénération. Le ministère de l'Industrie mène depuis plusieurs années une politique de soutien aux cogénérations, qui ont su mobiliser près de 500 MW en août pour faire face à la demande ;

■ la limitation des exportations lorsque les engagements contractuels le permettaient ;

■ un appel au civisme des Français, qui a porté ses fruits puisque la puissance appelée a été réduite de 200 à 300 MW, soit l'équivalent de la puissance appelée par la ville de Nantes ;

■ l'autorisation donnée aux centrales thermiques de procéder à des rejets à plus haute température.

Compte tenu de la situation exceptionnelle, et dans l'intérêt général, cette dernière autorisation a été accordée aux producteurs d'électricité par un arrêté du 12 août. Cet arrêté accorde donc une dérogation temporaire, autorisant la poursuite de l'exploitation des centrales, tout en demandant que l'usage de la dérogation soit limité aux stricts besoins, après épuisement de tous les autres leviers d'action.

Cette consigne a été scrupuleusement suivie par EDF. Très peu de centrales ont, en effet, fait usage de cette

autorisation exceptionnelle. Pour deux centrales, Golfech et Tricastin, il est apparu que leur fonctionnement était indispensable non pas à la satisfaction de l'équilibre offre-demande, mais avant tout à la stabilité du réseau. En effet, une mise à l'arrêt de ces centrales aurait entraîné un déséquilibre géographique tel entre lieux de production et lieux de consommation que les lignes électriques n'auraient pu le combler. Le risque était alors que ce déséquilibre n'entraîne un effondrement, à l'échelle régionale ou nationale, du réseau électrique, créant un « black out » comparable à celui qu'a subi au même moment le nord-est des États-Unis. Les dérogations n'ont été utilisées pour l'équilibre offre-demande qu'à deux reprises, les 14 et 15 août, par les centrales de Bugey et de Cattenom. Les centrales thermiques à flamme n'ont de même fait qu'un usage très limité des dérogations. Ainsi la centrale de La Maxe a pu fonctionner pendant quelques heures le 14 août dernier.

Afin de tirer le bilan des conséquences éventuelles, sur les écosystèmes, de l'utilisation de ces dérogations, le ministère chargé de l'Environnement a créé un comité exceptionnel, composé d'experts et présidé par une personnalité indépendante. Le comité a constaté l'absence de surmortalité piscicole due aux rejets exceptionnels des centrales, sans bien entendu pouvoir se prononcer sur d'éventuels effets à long terme.

Les conditions météorologiques exceptionnelles de l'été 2003 ont également eu des conséquences sur la tenue physique des réseaux d'alimentation électrique. Dans certaines grandes agglomérations, et notamment à Paris, les réseaux électriques souterrains, réalisés en câbles isolés, ont connu un nombre exceptionnel d'incidents pri-

vant d'électricité plusieurs dizaines de milliers de personnes, parfois pendant plusieurs heures, le temps de procéder aux réparations. Dans des cas particulièrement difficiles imposant des interventions de plus longue durée, EDF a mis en place des groupes électrogènes afin de permettre une réalimentation provisoire. Mettant à profit l'expérience acquise à l'occasion d'événements exceptionnels antérieurs ayant affecté les réseaux électriques aériens, de nombreux agents d'EDF ont ainsi été mobilisés pour faire face à la situation.

Dès la fin de la canicule, des réflexions ont été lancées, de toute part, pour en tirer les leçons. Certaines ont abouti à une remise en cause de la place du nucléaire dans le parc de production français. Cette conclusion apparaît infondée à plusieurs titres :

- la canicule a touché l'ensemble des centrales thermiques, qu'elles soient classiques ou nucléaires. Les pertes de production ont été liées au respect du milieu, mais aucune perte de production n'a été entraînée par des contraintes spécifiquement nucléaires, notamment au titre de la sûreté. Cela eût été le cas si le faible débit d'un fleuve avait nécessité l'arrêt d'une centrale, le débit devenant insuffisant pour assurer le refroidissement du système ;

- les centrales thermiques à combustible fossile présentent l'inconvénient d'émettre des polluants atmosphériques, tels que le dioxyde de soufre et surtout les oxydes d'azote. Or les oxydes d'azote sont des polluants précurseurs de l'ozone, dont la formation est facilitée par l'intense rayonnement solaire que la France a connu. Le parc nucléaire, qui ne rejette pas ces polluants, a donc contribué à lutter contre les pics de pollution qui ont été observés pendant la canicule ;



■ la canicule s'est accompagnée de l'absence de vent, à l'échelle européenne. De ce fait, les parcs éoliens, qu'ils soient français, allemands, danois ou espagnols, ont vu leur coefficient de production tomber en-dessous de 10 %. Autrement dit, les éoliennes ne pouvaient assurer un quelconque secours...

■ les cycles combinés à gaz, qui auraient pu sembler moins exposés car disposant d'un meilleur rendement, sont également affectés par une température trop élevée de l'air, qui est nécessaire à la combustion du gaz. Sa puissance chute ainsi de plus de 10 % si la température de l'air passe de 10 °C à 35 ou 40 °C. Un parc français fonctionnant au gaz – outre son impact en termes de rejets de gaz à effets de serre et polluants atmosphériques et de réduction de notre indépendance énergétique – n'aurait donc pas offert de garantie de fourniture...

Pour tirer toutes les leçons de cet épisode, le gouvernement a demandé à EDF et à RTE (Réseau de transport d'électricité) de lui soumettre des plans d'action pour faire face aux aléas climatiques. Ce plan confirme tout d'abord les actions de long terme engagées par l'entreprise, pour faire face aux grands froids en améliorant la robustesse du parc nucléaire, ou aux tempêtes en poursuivant le programme de sécurisation des lignes électriques, entamé au lendemain des tempêtes de décembre 1999.

Pour parer aux phénomènes caniculaires, le plan proposé par EDF s'articule selon plusieurs axes :

■ l'anticipation de la crise, en améliorant la prévision de consommation et en modélisant les fluctuations de la température des fleuves ;

■ l'action sur la demande, en favorisant la maîtrise de la demande en électricité et en négociant des effacements auprès des clients industriels ;

■ l'action sur l'offre, en adaptant la saisonnalité de la maintenance des centrales thermiques, en recourant à l'effacement des contrats d'exportations et en s'appuyant sur le secours mutuel entre gestionnaires de réseaux ;

■ l'intervention, en développant des forces d'intervention rapide au sein d'EDF et de RTE.

En complément de ces mesures, la ministre de l'Industrie, Nicole Fontaine, en fonction à cette date, avait proposé à nos partenaires européens une action coordonnée pour établir le bilan des moyens disponibles dans chaque pays pour faire face à ce type d'événement, d'organiser une solidarité en cas de crise climatique et de créer les conditions optimales pour le renouvellement du parc de production. Ces propositions feront l'objet de discussions dans le cadre du projet de directive européenne sur la sécurité d'approvisionnement.

Nota : les centrales à charbon n'ont jamais autant fonctionné que pendant la canicule.



Comment mieux prévenir les grandes pannes électriques ?

Au cours de l'année 2003, des incidents de très grande ampleur ont affecté les réseaux électriques dans des pays qui n'étaient plus habitués à de telles situations de crise. Ces incidents ont entraîné une vive inquiétude de la population et de certains acteurs économiques, mettant ainsi en évidence le rôle essentiel joué par l'énergie électrique dans la vie quotidienne des pays économiquement développés.

Il faut d'abord rappeler que, si ces événements ont très durement touché la population concernée et entraîné de graves difficultés économiques, ils ne peuvent être considérés comme étant de la seule responsabilité des exploitants des réseaux électriques et résultant de leurs seules fautes. De telles interruptions sont intrinsèquement liées, dans le cas du transport de l'électricité, à l'impossibilité de réaliser « localement » des stocks tampons pour faire face aux aléas « logistiques ».

On peut aussi observer que les coupures d'alimentation, prévues ou imprévues, sont le lot quotidien de nombreux réseaux électriques dans le monde, et ont été, dans le passé, une composante régulière de l'alimentation électrique des pays dits alors « industrialisés », comme ce fut le cas en France en décembre 1978 et janvier 1987.

Avec un recul de quelques mois, l'analyse objective des événements de l'été 2003 ne conduit à remettre en cause ni la place de l'énergie électrique

dans le fonctionnement de nos activités quotidiennes, ni la démarche engagée dans de nombreux pays économiquement développés. En effet, ceux-ci visent à faciliter l'accès de tous à une énergie électrique fiable et économique avec des choix diversifiés en matière de sources d'approvisionnement et de complémentarité entre production centralisée et décentralisée. Cette analyse conduit cependant à mettre en lumière certaines insuffisances des règles d'utilisation des réseaux électriques, échauffées dans un contexte technico-économique marqué par l'intégration verticale des secteurs électriques nationaux, qui paraissent devoir être réexaminées au regard des nouvelles conditions d'utilisation et des nouveaux besoins des acteurs du système électrique, dans un contexte d'indépendance et de concurrence.

Si les lois de la physique qui gèrent les flux électriques n'ont naturellement pas été modifiées par les orientations données en matière d'ouverture du marché de l'électricité, **les conditions**



dans lesquelles ces lois conduisent les réseaux électriques existants à approcher leurs limites ont, elles, été profondément affectées par les modifications apportées aux conditions d'accès aux réseaux électriques des grands acteurs du secteur de l'électricité.

Des « modes communs » de défaillance

L'ouverture du marché de l'électricité a conduit l'ensemble des gestionnaires des réseaux de transport d'électricité (GRT) à proposer aux différents utilisateurs raccordés sur leurs réseaux la possibilité d'utiliser pleinement et de façon régulière les capacités de transit disponibles, notamment au travers des mécanismes d'ajustement et d'affectation des capacités de transit.

Ces mécanismes économiques ont généralement démontré leur grande efficacité entraînant une utilisation intensive et régulière des capacités des réseaux électriques, notamment dans les zones « de congestion » (les goulots d'étranglement existants sur les réseaux électriques, en particulier aux limites entre deux réseaux mitoyens).

Cette évolution est intervenue très rapidement et, généralement, sans qu'il ait été possible de créer de nouvelles lignes électriques destinées à renforcer les zones les plus contraintes. De ce seul fait, le risque de défaillance grave des réseaux a fortement augmenté en raison de la plus grande fréquence d'utilisation de certaines parties sensibles de ces réseaux à des niveaux proches de leurs limites normales d'utilisation.

Dans le cas de l'incident du 14 août 2003⁽¹⁾, qui a entraîné la « plus grande panne » électrique du sous-continent

nord-américain, comme dans le cas de l'incident du 28 septembre 2003⁽²⁾, qui a plongé l'ensemble de l'Italie continentale et de la Sicile dans le noir, les causes initiales de ces incidents sont des défauts « ordinaires » affectant des ouvrages soumis régulièrement à des charges élevées dans des zones de congestion potentielle.

On peut ainsi noter que, dans le cas de l'ensemble des ouvrages d'interconnexion du réseau italien avec le reste du réseau interconnecté européen (UCTE), le volume annuel des importations nettes (vers l'Italie) correspond, globalement, à environ 7 500 heures (plus de 85 % du temps) d'utilisation de la pleine capacité de ces ouvrages. Dans le cas de l'incident nord-américain, les ouvrages desservant la zone de Cleveland ont également été fortement sollicités, depuis de nombreux mois, en raison de l'indisponibilité prolongée de la centrale nucléaire Davis-Besse et, en plus, le 14 août 2003, en raison de l'indisponibilité occasionnelle de plusieurs autres installations de production locales. Toutefois, les transferts correspondants étaient considérés comme « habituels » par les exploitants et leurs organismes de coordination.

Dans ces situations de sollicitation élevée et récurrente des ouvrages de transport, entièrement nouvelles pour les exploitants des réseaux comme pour l'ensemble du secteur électrique, l'analyse des comportements des différents opérateurs et l'évaluation a posteriori des capacités de leurs systèmes de pilotage du réseau électrique ont mis en lumière des insuffisances, d'importance variable selon l'incident et l'opérateur, concernant la prévision des situations dangereuses, la capacité à répondre à des situations inhabituelles se dégradant rapidement et, même, la connais-

(1) Cet incident a été initié par une série de courts-circuits imputables à des défauts d'élagage au voisinage des principales lignes électriques desservant l'agglomération de Cleveland (État d'Ohio, sur la rive sud du lac Érié). Il a conduit à un black-out concernant plus de 50 millions d'habitants dans le nord-est des États-Unis et dans la province canadienne de l'Ontario.

(2) Cet incident a été initié par un court-circuit imputable à un défaut d'élagage au voisinage d'une des deux principales lignes qui alimentent, à partir de la Suisse, au nord de l'Italie, l'agglomération de Milan.

sance de l'état instantané des réseaux exploités dans de telles configurations. En outre, ces graves incidents, affectant des zones des réseaux situées aux limites entre plusieurs opérateurs, ont également mis en lumière les difficultés qui pourraient être rencontrées par ces opérateurs pour assurer la conduite de façon concertée leurs réseaux et les insuffisances des outils de communication et des procédures d'échange d'information et de validation des données échangées qui pourraient ralentir la prise des décisions nécessaires au rétablissement de situations devenues précaires.

Moderniser les outils de pilotage des réseaux, développer une culture de coopération entre exploitants, former les équipes d'exploitation

Les réseaux électriques sont de plus en plus importants et complexes.

Différents acteurs sont chargés à la fois de gérer les échanges commerciaux résultant de procédures de mise sur le marché complexes et variées et les flux physiques associés à ces échanges et aux modalités d'exploitation des installations de production et de consommation concernées. Dans ces conditions, le pilotage des ouvrages et la gestion des aléas techniques associés nécessitent des moyens d'aide au pilotage, d'anticipation et de prévision particulièrement importants et efficaces.

Pour la plupart des experts qui ont examiné les incidents récents, les moyens actuels d'assistance au pilotage des grands réseaux de transport d'électricité (moyens développés dans des contextes techniques et économiques différents avec des moyens informati-

ques plus limités que ceux qui peuvent exister déjà aujourd'hui) sont inadaptés et ne prennent pas suffisamment en compte l'importance et la profondeur des interactions entre ces réseaux. Les aspects relatifs à la stabilité dynamique des réseaux⁽³⁾ paraissent insuffisamment pris en compte et la vitesse avec laquelle des situations initialement sûres peuvent dégénérer paraît sous-estimée.

La modernisation des moyens d'aide à la gestion des réseaux apparaît clairement comme une priorité.

Au-delà des différences qui existent entre les opérateurs, entre les organismes de surveillance et entre les processus de décision, il existe un très fort domaine de convergence concernant le besoin d'une information plus étendue sur l'état des ouvrages participant de façon essentielle au fonctionnement du système électrique. La connaissance des caractéristiques du courant électrique « à son extrémité de la ligne » n'apparaît plus aujourd'hui comme suffisante et le besoin de connaissance des caracté-

(3) Ces phénomènes sont liés directement aux lois physiques appliquées à des réseaux maillés soumis à des modifications rapides des conditions de fonctionnement. Ils peuvent se traduire par des ruptures dans la synchronisation des machines tournantes et/ou des chutes importantes de la tension et de la fréquence.

téristiques essentielles de l'état du réseau s'étend géographiquement, « chez le voisin », bien au-delà des limites patrimoniales usuelles.

Une liaison d'interconnexion doit être considérée comme le bien commun des deux opérateurs concernés et **il est généralement nécessaire d'étendre cette « communauté »** bien au-delà (souvent à plus d'une centaine de kilomètres des limites respectives des réseaux), avec tous les aspects liés à la prise de décision, à l'information et, dans une large mesure, à la responsabilité des actions engagées. Mais il faut reconnaître que ce constat est en contradiction directe avec de nombreux principes développés depuis un siècle avec l'extension des réseaux électriques, conçus essentiellement comme des entités indépendantes (« où chacun est maître chez soi »).

Un premier effort considérable a été fait avec le développement d'organismes de concertation et de coopération technique, comme l'UCTE (créée par

les principaux électriciens européens de l'époque, au milieu des années 1950). Les principes techniques qui ont été développés ont très largement aidé à l'évolution des pratiques. Il est vraisemblable qu'une évolution vers des coopérations directes, profondes et fondées sur la pratique quotidienne est aujourd'hui nécessaire.

Enfin, chacun des récents incidents a montré le rôle crucial du personnel d'exploitation, sans la compétence duquel il serait aujourd'hui impossible d'exploiter correctement les grands réseaux électriques mais dont le niveau d'entraînement et l'aptitude à gérer des situations évoluant de façon exceptionnelle, voire la constance de la vigilance, ont été mis en question lors des investigations auxquelles ont donné lieu les incidents les plus graves.

Il semble nécessaire de **consolider les outils de formation mis en place, de les renforcer et, si nécessaire, de les adapter aux nouvelles techniques de gestion des réseaux et à la « nouvelle donne » résultant de l'ouverture des marchés de l'électricité et de mieux formaliser l'ensemble des programmes de formation.**

Développer de façon coordonnée les réseaux et mieux formaliser les procédures de gestion des réseaux pour renforcer la transparence

L'existence de « goulots » d'étranglement au niveau des ouvrages d'interconnexion internationaux, régulièrement mise en avant pour stigmatiser l'insuffisance de la coopération entre les pays de l'UE, est une réalité historique résultant à la fois de l'organisation des systè-

mes électriques mise en place par des entreprises intégrées verticalement et des difficultés matérielles et politiques de création d'ouvrages électriques importants dans des zones difficiles d'accès et particulièrement sensibles.

Cette réalité ne doit cependant pas cacher que les faiblesses des grands réseaux de transport ne sont pas limitées à ces seuls ouvrages. On observera d'ailleurs que plusieurs incidents majeurs concernant les grands réseaux de transport ont, en fait, été le résultat de la défaillance d'ouvrages situés en dehors de ces interconnexions (panne du 19 décembre 1978, dans la plus grande partie de la France, due à la défaillance d'une ligne en Lorraine; panne du Sud de l'Italie, le 24 août 1994, due à une défaillance dans le centre de l'Italie).

Le renforcement nécessaire des interconnexions ne doit pas se faire au détriment des autres ouvrages qui sont tout aussi indispensables au bon fonctionnement des réseaux.

Enfin, l'expérience récente a montré que le public exige, dans le domaine de l'électricité comme dans de nombreux autres domaines industriels, une meilleure information, plus accessible et plus transparente. À cet égard, il semblerait utile de promouvoir une démarche inspirée de celle qui existe déjà dans le domaine de la production d'électricité d'origine nucléaire et de celle qui est en cours de développement dans le domaine de l'hydroélectricité.

Pour cela, il est nécessaire de s'assurer, au préalable, que les procédures d'exploitation existantes reposent sur une démarche formelle suffisamment cohérente (et, le cas échéant, de mettre en œuvre les actions correctives nécessaires) et d'établir une méthodologie

adaptée de signalisation des événements importants pour la sécurité d'approvisionnement et le fonctionnement des réseaux.

On notera que cette pratique est déjà largement engagée au sein de RTE.



Les prix de l'électricité en France et l'ouverture des marchés

En adoptant en décembre 1996 la directive relative à la libéralisation du marché de l'électricité, complétée en juin 2003 par une seconde directive, l'Union européenne a souhaité mettre en place un grand marché de l'électricité. Certains États membres s'étaient déjà engagés depuis plusieurs années dans un mouvement de libéralisation de leurs marchés énergétiques. En France, la fourniture de l'électricité était assurée depuis 1946 principalement par EDF, établissement public à caractère industriel et commercial en situation de monopole.

Transposant la directive 96/92/CE sur le marché intérieur de l'électricité, la loi du 10 février 2000 sur le service public de l'électricité, modifiée par la loi du 3 janvier 2003, a permis l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité en France. Lors de la phase de concertation préalable à cette transposition, les très nombreuses contributions suscitées dès 1998 par le livre blanc « Vers la future organisation électrique française » attestent des attentes très fortes des consommateurs quant à l'effet de la concurrence sur le niveau des prix de l'électricité et de leur grande confiance dans les vertus autorégulatrices du marché. Ainsi, à la question relative à la répartition des coûts du parc de production entre les clients éligibles et les clients non éligibles, de manière à éviter les distorsions de concurrence et les comportements inéquitables pour certains consommateurs, l'Union nationale des utilisateurs

industriels d'énergie avait répondu lapidairement : « Pour les clients éligibles, c'est le prix du marché qui doit s'imposer ».

Cependant, le terme de « prix de marché » désigne-t-il le prix issu de la confrontation entre l'offre et la demande lors des négociations entre opérateurs et clients éligibles, négociations bilatérales et confidentielles qui conduisent à la formation d'un prix de gré à gré qui n'est qu'imparfaitement connu, ou bien s'agit-il du prix moyen relevé sur les bourses de l'électricité, lorsqu'elles existent, et qui a le mérite d'être transparent et connu de tous ?

L'ouverture à la concurrence en France dès 2000 du marché des usagers consommant plus de 16 GWh par an, seuil abaissé à 7 GWh en 2003, s'est traduite par une baisse très sensible des prix de fourniture négociés par ces éligibles, en raison de la surcapacité globale des moyens de production électri-

que en Europe de l'Ouest. À titre indicatif, le niveau moyen du ruban en Allemagne à la même époque était de 18 €/MWh. Les opérateurs ont ensuite calé leurs offres commerciales sur les prix des échanges bilatéraux entre traders, relevés par l'indice Platt's, aux alentours de 23,50 €/MWh en 2002. Ce niveau, issu de la rencontre sur un marché entre une demande limitée et une offre abondante, est très inférieur aux coûts de production, sur lesquels se fondent les tarifs pratiqués par le monopole. Ces coûts de production sont en effet de l'ordre de 30 à 35 euros par MWh.

Néanmoins, cet écart très important entre prix et coûts était non seulement conforme à la théorie, mais avait aussi vocation à évoluer cycliquement sur le long terme suite à l'accroissement de la consommation (1,9 % en 2001, + 1,6 % en 2002 et + 3,9 % en 2003) et au déclassement des moyens de production devenus non rentables en raison des niveaux de prix du marché. Ces évolutions dictées par les lois du marché doivent en effet créer à terme des situations de tension sur l'équilibre offre-demande, sources de hausses des prix, propres à entraîner théoriquement la réalisation de nouveaux investissements de production et le retour à la situation initiale.

L'élément le plus marquant de ces derniers mois est pourtant l'envolée des prix des bourses de l'électricité en très peu de temps. Ce mouvement entamé à la fin de l'année 2002 a trouvé un écho médiatique et une résonance internationale avec la canicule de l'été 2003.

Les conditions climatiques exceptionnelles de l'été 2003 ont en effet touché l'ensemble de la plaque continentale européenne, et ont entraîné une diminution des capacités de production

de nombreux producteurs d'électricité, du fait de la moindre hydraulité, et de la haute température des fleuves qui limite le fonctionnement des centrales thermiques nucléaires et classiques, ainsi qu'un accroissement de la demande lié notamment à l'utilisation de la climatisation. Les énergies renouvelables telles que l'éolien, n'ont alors pas été d'un grand secours, puisque l'absence de vent a conduit à une indisponibilité prolongée des éoliennes en Allemagne et dans les pays nordiques.

La simultanéité au niveau européen de ces tensions sur l'équilibre offre-demande s'est traduite par une envolée des cours de l'électricité qui ont atteint 1 000 €/MWh sur Powernext (bourse de l'électricité française) le 10 août 2003 et 2 000 €/MWh sur la bourse d'Amsterdam le 12 août 2003. Malgré le recours au marché, des coupures ont été envisagées dans de nombreux États membres, dont la France. En cas de persistance de la canicule et de la sécheresse, des délestages auraient vraisemblablement dû être opérés. La très forte volatilité des prix cet été s'est en outre accompagnée de leur décorrélation avec les fondamentaux classiques car les acteurs ont été avant tout confrontés au besoin impérieux d'assurer l'équilibrage de leur fourniture et à la perte de repères sur un marché en manque d'informations.

Cet épisode s'est prolongé au cours de l'automne, traduisant la crainte que l'utilisation des réserves hydrauliques, déjà exsangues, afin de renforcer la production électrique et pratiquer du soutien d'étiage ne provoque des scénarios de défaillance en hiver. La hausse continue des prix en France a été telle en fin d'année 2003 qu'ils se sont rapprochés du niveau des coûts de développement des moyens de production,



pour atteindre 34 €/MWh en octobre 2003 en base sur Powernext (soit + 40 % par rapport à octobre 2002). Les prix à terme issus des contrats de gré à gré étaient à peine plus modérés, à 31,80 €/MWh pour une livraison en base pour 2004 (+ 29 % par rapport à février 2003). Certains consommateurs ont ainsi considéré que ce mouvement extrêmement rapide de hausse généralisée des prix en Europe relevait d'une anticipation par les opérateurs de la nécessité de réaliser ultérieurement des investissements nécessaires au renouvellement de leurs installations de production.

La hausse continue des prix peut aussi être expliquée par l'intégration, par les opérateurs de la prime de risque liée à la situation caniculaire de cet été dans leurs nouvelles simulations d'équilibre offre-demande, ainsi que par l'anticipation des surcoûts de production dus à la mise en place imminente des permis d'émission de gaz à effet de serre. S'il est vrai qu'en France la structure du parc de production essentiellement nucléaire et hydraulique préserve les opérateurs des surcoûts de ces permis d'émission, la logique du marché concurrentiel les incite cependant à s'aligner sur les niveaux de prix des fournitures disponibles en Europe.

La hausse des prix a ainsi atteint près de 36 % en deux ans et inquiète désormais les gros consommateurs d'électricité industriels qui ont exercé leur éligibilité, par exemple dans les secteurs de la métallurgie ou de la chimie. En particulier, ceux soumis à la compétition internationale et qui ne peuvent augmenter leurs prix voient ainsi fondre leurs marges.

Il est très délicat de faire des prévisions sur l'évolution des prix de l'élec-

tricité en France et en Europe. En effet, ceux-ci approchent désormais en France le niveau des coûts de production de long terme qui servent à l'élaboration des tarifs, sans offrir néanmoins la moindre garantie de stabilité. Dans une logique de monopole régulé, un tel niveau serait satisfaisant car il permet d'envisager sereinement le renouvellement des installations sans attendre que surviennent des pics de prix répétés et intolérables pour les consommateurs suite à un déséquilibre entre l'offre et la demande.

Pourtant, dans le cadre d'un marché libéralisé et ouvert à la concurrence, il est tout à fait légitime que les opérateurs exerçant en France fondent leurs offres de prix non sur les coûts de production, mais sur le prix issu de la rencontre entre l'offre et la demande au niveau européen. Or le prix d'équilibre susceptible de se former au niveau européen n'intégrera que partiellement les avantages compétitifs du parc de production français et pourrait donc être supérieur au coût de développement de long terme.

Le manque de maturité et de profondeur qui caractérise actuellement le marché de l'électricité ne doit pas pour autant conduire à rejeter prématurément l'ouverture à la concurrence. Il est ainsi probable et souhaitable que le marché corrige peu à peu ses défauts de jeunesse. Si la volatilité et le niveau des prix devaient pénaliser durablement les consommateurs finals, il appartiendrait aux pouvoirs publics, européens et nationaux, de mettre en place des mécanismes qui, sans bouleverser les fondamentaux du marché, lui transmettraient des signaux adéquats.



La nouvelle tarification du transport de gaz naturel ou une étape importante dans l'ouverture du marché...

En application de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003, qui définit la procédure de tarification de l'accès aux réseaux de transport, de distribution, et aux installations de gaz naturel liquéfié, la Commission de régulation de l'énergie a transmis aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie :

- en juillet 2003, une première proposition de tarification pour l'accès aux réseaux de transport (cf. carte) et aux terminaux méthaniers ;

- en décembre 2003, une proposition de tarification pour l'accès aux réseaux de distribution.

La nouvelle tarification du transport concerne les trois opérateurs en France : GDF, CFM⁽¹⁾ et GSO⁽²⁾ (y compris le réseau de SEAR⁽³⁾).

Conformément aux orientations proposées par le Forum européen des régulateurs gaziers (Forum de Madrid), cette tarification est de type « entrée-sortie » sur le réseau principal, ce qui signifie que le tarif de transport ne dépend que des points « d'entrée et de sortie » du gaz, et non du trajet parcouru. Cette propriété vise à fluidifier le marché gazier, en permettant aux acteurs de réaliser des échanges de gaz au sein d'une zone dite d'équilibrage. Une telle tarification a déjà été introduite au Royaume-Uni et en Italie.

Les opérateurs français avaient anticipé une telle tarification entrée-sortie



dès janvier 2003. La tarification proposée par la Commission de régulation de l'énergie reprend la structure du tarif actuellement en vigueur.

Ce tarif reflète un découpage du réseau de transport principal en huit zones, avec un terme tarifaire pour l'entrée, la sortie de chaque zone, et le passage éventuel d'une zone à l'autre. Le prix payé par l'utilisateur est ainsi constitué par la somme des différents termes : entrée, liaisons, sortie, réseau régional, livraison.

La tarification 2004 conduira à une baisse moyenne du tarif de transport d'environ 7 %. Elle devrait s'appliquer pour une période de 12 à 18 mois. À court terme, le nombre de zones tarifaires pourrait être réduit, pour tenir compte en particulier de la disparition prochaine de la CFM, consécutive au décroisement annoncé des participations des groupes Gaz de France et Total.

- Stockage souterrain
- Terminal méthanier
- Point d'entrée et/ou de sortie du réseau national
- Réseau principal
- Réseau régional
- Gaz Haute qualité
- Gaz Basse qualité

(1) Compagnie française du méthane

(2) Gaz du Sud-Ouest

(3) Société Elf Aquitaine de réseau

Les temps forts de l'année 2003

La nouvelle tarification du transport de gaz naturel ou une étape importante dans l'ouverture du marché...

Réglementation : le rôle du Conseil supérieur de l'électricité et du gaz

Le Conseil supérieur de l'électricité et du gaz a été créé par l'article 45 de la loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz. Le Conseil supérieur est essentiellement un organisme consultatif dont la mission est d'examiner les projets de textes réglementaires intéressant l'électricité et le gaz.

La composition du Conseil supérieur a été modifiée par la loi du 10 février 2000 pour prendre en compte l'évolution des secteurs de l'électricité et du gaz: désormais, « le Conseil supérieur de l'électricité et du gaz est composé par parties égales de membres du Parlement, de représentants des ministères concernés, des collectivités locales, de consommateurs éligibles et non éligibles, des entreprises électriques et gazières et du personnel de ces industries ». Le décret du 17 mai 1946, modifié en dernier lieu en août 2000, organise le fonctionnement du Conseil supérieur et précise sa composition: le Conseil supérieur comprend 30 membres titulaires et est présidé par un député. La diversité de sa composition favorise le dialogue et la concertation dans la transparence au sein du Conseil supérieur. À côté des élus, tous les acteurs des secteurs de l'électricité et du gaz (collectivités, opérateurs, usagers, entreprises et représentants des personnels) concernés par les évolutions de ces secteurs, qui sont particulièrement importantes au moment de l'intégration dans le droit français des directives européennes, peuvent ainsi faire valoir leurs points de vue. Pour autant, les membres du Conseil supérieur savent toujours dégager des solutions qui vont dans le sens de l'intérêt général.

La composition du Conseil supérieur permet de réunir des compétences diversifiées, ce qui est un atout précieux pour appréhender les textes dans leurs dimensions juridiques, mais aussi techniques ou économiques et formuler des avis pertinents sur des textes souvent complexes. Le Conseil a également le souci d'améliorer les textes en favorisant leur lisibilité et leur compréhension pour les usagers.

Conformément à la loi, le Conseil supérieur est amené à connaître de l'ensemble des textes réglementaires du secteur de l'électricité et du gaz (à l'exception des textes pour lesquels existent des procédures particulières d'adoption, notamment en matière tarifaire). Le Conseil a donc une très large vision qui favorise la cohérence d'ensemble de ces travaux. Même si de nombreuses candidatures devaient se manifester, le Conseil préservera les principes qui ont contribué jusqu'alors à son efficacité.

Bilan des travaux du CSEG

La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et la loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie transposent en droit français les directives européennes de 1996 et 1998 relatives aux marchés intérieurs de l'électricité et du gaz. Ces deux lois comportent de nombreux textes d'application qui ont induit une croissance significative des travaux du Conseil supérieur.

Pour la seule année 2003, le Conseil s'est réuni à 13 reprises et a examiné 28 textes.

Parmi ces textes on peut relever particulièrement le projet d'arrêté relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité examiné en début d'année. L'adoption de cet arrêté permet au gouvernement de décider de lancer des appels d'offres, notamment dans le domaine des énergies renouvelables. Le débat au sein du Conseil supérieur a également permis d'évoquer la future loi d'orientation sur l'énergie, prélude au débat qui aura lieu au Parlement dans ce secteur fondamental.

Si les textes d'application des lois de 2000 et de 2003 constituent la part essentielle des textes soumis au Conseil, d'autres textes viennent compléter cette énumération: ordonnance relative au service public de l'électricité à Mayotte, décret relatif à l'établissement de servitudes sous les lignes électriques, décret relatif à la procédure de déclaration d'utilité publique des travaux d'Électricité et de gaz, quelques textes sociaux liés à l'application du statut national du personnel des industries électriques et gazières,...

Le Conseil supérieur de l'électricité et du gaz contribue à d'autres instances (Conseil d'État et, selon le cas, Commission de régulation de l'énergie, Conseil de la concurrence, Comité technique de l'électricité, Commission européenne,...), à l'adoption d'une réglementation du droit électrique et gazier.

La quasi-totalité des textes d'application de la loi du 10 février 2000 et du 3 janvier 2003 a été publiée ou est en voie de l'être à brève échéance mais se profileront ensuite les textes d'application des futures lois qui transposeront les nouvelles directives européennes du 26 juin 2003 sur les marchés intérieurs de l'électricité et du gaz.

Le nouveau cadre réglementaire du secteur gazier français

La loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie donne la base juridique à l'ouverture du marché français du gaz. Elle repose sur trois grands principes :

- liberté d'accès au marché et ouverture à la concurrence
- création d'une autorité indépendante de régulation
- obligations de service public confortées et étendues.

Une analyse détaillée de cette loi est disponible dans le rapport d'activité de la DGEMP de 2002.

Afin de préciser ces dispositions législatives, l'essentiel des décrets d'application nécessaires ont été élaborés en 2003 et sont soit déjà publiés, soit sont en cours de procédure.

On pourra utilement se référer aux principaux textes suivants :

- l'ouverture du marché : le décret sur l'éligibilité des consommateurs de gaz (n° 2003-702 du 1er avril 2003) fixe le seuil, au 10 août 2003, à 83 GWh de consommation annuelle,

- les compétences de la CRE ont été élargies au secteur gazier par le décret n° 2003-45 du 24 avril 2003.

L'ensemble des activités gazières seront désormais soumises à de nouvelles règles juridiques comparables à celles existant dans d'autres pays européens :

- l'activité de transport de gaz : le décret n° 2003-944 du 3 octobre 2003 modifiant celui du 15 octobre 1985 fixe un nouveau régime d'autorisation qui vient se substituer à celui de la concession,

- l'activité de fourniture de gaz est soumise à la délivrance d'une autorisation par le ministre chargé de l'énergie au vu d'un dossier permettant d'apprécier leurs capacités à exercer cette activité et à remplir les obligations de service public qui leur incombent (décret n° 2004- 250 du 19 mars 2004),

- les obligations de service public déclinées par type d'opérateurs (fournisseur, transporteur, distributeur), et notamment celles relatives à la sécurité d'approvisionnement, la continuité de fourniture, la sécurité des réseaux, des personnes et des installations, et la qualité des produits fournis ont été définies et précisées par le décret n° 2004 -251 du 19 mars 2004,

- Les opérateurs seront enfin tenus de préserver la confidentialité des informations commercialement sensibles (décret n° 2004-183 du 26 février 2004) et de rendre publiques les prescriptions techniques applicables

aux canalisations de transport, de distribution, de stockage de gaz naturel, et aux installations de gaz naturel liquéfié,

- les nouvelles règles tarifaires d'accès aux réseaux de transport, de distribution et aux infrastructures GNL sont en cours d'élaboration compte tenu des propositions de juillet et décembre de la CRE et devraient faire l'objet d'une publication en 2004.

Cet ensemble législatif et réglementaire constitue une véritable re-fondation juridique du secteur français gazier. Celui-ci devrait permettre dans les prochains mois de réussir la nouvelle étape d'ouverture du marché en conformité avec la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003.

Les stockages souterrains

Les stockages souterrains de gaz, d'hydrocarbures liquides ou liquéfiés et de produits chimiques de base à destination industrielle étaient régis respectivement par les ordonnances n° 58-1132 du 25 novembre 1958 et n° 58-1332 du 23 décembre 1958 modifiées, et par la loi n° 70-1324 du 31 décembre 1970 modifiée.

Les stockages souterrains jouent un rôle majeur dans les domaines de la sécurité énergétique et de la qualité de la fourniture d'énergie pour les consommateurs. Il convient de préserver un dispositif adapté aux caractéristiques géologiques liées aux stockages souterrains des substances concernées; ensuite la création de stockages relève de l'allocation de ressources rares dépendant de la collectivité nationale; enfin les similitudes, du point de vue technique notamment, entre les stockages souterrains et les mines nécessitent de pouvoir gérer dans un cadre approprié la coexistence ou la succession des activités minières et de stockage (par exemple superposition de titres de recherches d'hydrocarbures et de recherches de stockage, ou utilisation d'un gisement en fin d'exploitation en vue de stocker du gaz naturel).

Tel a été l'objet de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie qui a créé, dans le code minier, un titre v bis intitulé « Du stockage souterrain » et a rendu applicables aux stockages souterrains de gaz naturel, d'hydrocarbures liquides, liquéfiés ou gazeux, ou de produits chimiques à destination industrielle de nombreuses dispositions dudit code.

L'électricité dans les Dom : les spécificités de la production et de la distribution

Les départements (Martinique, Guadeloupe, Guyane et Réunion) et collectivités d'outre-mer (collectivité départementale de Mayotte et collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon) présentent plusieurs spécificités importantes dans le domaine de l'électricité. La première d'entre elles est d'avoir des réseaux électriques non interconnectés au réseau métropolitain, et donc de ne pas pouvoir bénéficier de l'apport des importants moyens de production, notamment nucléaires, qui alimentent ce dernier. Ces « petits réseaux » constituent donc autant de véritables systèmes électriques indépendants qui doivent nécessairement

être autosuffisants. Une seconde caractéristique importante des départements et collectivités d'outre-mer est d'avoir une demande en électricité qui croît beaucoup plus rapidement qu'en métropole (environ 7 % par an en moyenne pour l'ensemble contre 1,7 % en métropole) en raison notamment de l'amélioration de l'équipement des ménages.

Ces deux particularités majeures du point de vue de l'électricité sont à l'origine de problèmes spécifiques. Il est ainsi plus difficile d'assurer en permanence l'équilibre offre-demande sur ces réseaux puisque les centrales de production y sont moins nombreuses que sur le réseau métropolitain auquel sont raccordés des moyens de production nombreux, puissants et diversifiés qui, en cas de défaillance de l'un d'entre eux, peuvent immédiatement se compenser mutuellement.

Par ailleurs, les coûts de production et de distribution sont Outre-mer très supérieurs à ceux de la métropole. Ceci est dû notamment aux types de centrales utilisées qui sont des centrales thermiques au fioul ou au charbon ou bi-combustibles (bagasse-charbon) qui produisent de l'électricité à un coût supérieur à celui des centrales nucléaires de métropole.

Une première réponse à ces spécificités : l'application d'une péréquation des tarifs

Le service public de l'électricité ne s'arrête pas aux limites du territoire métropolitain mais il s'applique tout autant aux départements d'Outre-mer.

Ce principe trouve sa traduction concrète dans le fait qu'en dépit de coûts de production et de distribution de l'électricité très supérieurs Outre-mer, où nos compatriotes bénéficient de la péréquation géographique nationale des tarifs (les tarifs de l'électricité sont les mêmes partout en France aussi bien dans les agglomérations urbaines, que dans les départements ruraux ou d'Outre-mer). La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité complétée par la loi du 3 janvier 2003 consacre ce principe pour l'électricité. Elle prévoit en parallèle un mécanisme de financement du service public permettant d'offrir aux opérateurs électriques qui interviennent Outre-mer ; une compensation aux surcoûts générés par le différentiel entre les tarifs d'électricité péréqués et les coûts qui leur sont supérieurs (mécanisme de la compensation des charges de service public de l'électricité-CSPE).

La situation est encore différente pour le moment à Mayotte dont le statut est en cours de « départementalisation ». Une ordonnance spécifique a été prise le 12 décembre 2002 qui étend progressivement à la collectivité départementale de Mayotte la plupart des dispositions législatives et réglementaires relatives à l'électricité s'appliquant en métropole. À ce titre, les Mahorais bénéficieront totalement de la péréquation géographique nationale des tarifs en 2007.

L'année 2003 a également été marquée par la première étape de l'extension du bénéfice de la péréquation géographique nationale des tarifs à Mayotte. Dans ce cadre, dès le 1^{er} janvier 2003 le tarif « petite fourniture 3 kVA » d'Electricité de Mayotte (EDM) a été totalement aligné sur le tarif correspondant en métropole pour les consommations bimestrielles inférieures à 300 kWh. À la même date le centre hospitalier de Mayotte s'est vu appliquer le régime plus favorable du tarif industriel d'EDM. Toujours dans le cadre du rapprochement progressif des tarifs de l'île de ceux de la métropole, les autres consommateurs ont vu leurs tarifs baisser en moyenne de 10 % au 1^{er} juillet 2003. EDM recevra une compensation pour le manque à gagner grâce au mécanisme de la CSPE.

En complément, des actions entreprises pour favoriser la production locale

Pour éviter un déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité à moyen et long terme la loi prévoit la possibilité pour le ministre en charge de l'électricité de lancer une procédure d'appel d'offres pour mettre en place de nouvelles capacités de production (la production d'électricité n'étant pas sous monopole) dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements. Le bilan prévisionnel pluriannuel ayant fait apparaître le besoin prochain d'un nouveau moyen de production en Martinique pour fournir du courant durant les futures pointes de consommation, et aucune initiative n'ayant vu le jour de la part d'industriels, la ministre a pris durant l'été 2003 la décision de lancer une procédure d'appel d'offres portant sur une



centrale thermique d'une puissance de 40 mégawatts (MW) utilisant une turbine à combustion.

À la Réunion le bilan prévisionnel a fait ressortir l'existence d'un besoin à venir d'une capacité de production de 40 MW en base, en plus de l'actuelle extension de la centrale bagasse-charbon du Gol. À la différence de la Martinique deux projets industriels se sont spontanément déclarés pour permettre de couvrir ce besoin. Les pouvoirs publics n'ont donc pas lancé d'appel d'offres, laissant à l'opérateur électrique EDF le soin de déterminer le projet le plus adapté au besoin identifié.

Par ailleurs, le décret d'application de l'article L 2224-33 du code général des collectivités territoriales est paru. Il permettra aux communes qui le souhaitent d'aménager et d'exploiter directement, ou de faire exploiter par leur concessionnaire de la distribution de l'électricité, des installations de production d'électricité décentralisées d'une puissance inférieure à 1 MW. Ce décret devrait être particulièrement utile pour les Dom ayant un habitat dispersé, avec des hameaux difficiles d'accès pour lesquels l'extension du réseau public de distribution aurait un coût prohibitif. Ce dispositif constitue l'une des réponses aux problèmes particuliers rencontrés notamment par la Guyane.



Faciliter l'économie des hydrocarbures dans les Dom

Les quatre départements d'outre-mer et Mayotte, de par leur éloignement de la métropole, connaissent des modes d'approvisionnement spécifiques. Ils n'en demeurent pas moins soumis au respect des spécifications des carburants résultant des directives européennes. Baignés au cœur de la mer Caraïbe ou autres océans, ces départements sont pour la plupart éloignés des sites de production de produits raffinés répondant aux normes européennes. Pour commercialiser, à l'horizon 2005, des carburants conformes, ils sont donc contraints de rechercher de nouveaux modes d'approvisionnement.

La petite taille de ces marchés est également à l'origine d'une réglementation spécifique des prix des produits pétroliers dans ces départements: les préfets fixent ainsi, par voie d'arrêté, un prix maximum par produit ainsi que les marges maximales de détail et de gros. Cette réglementation a toutefois connu une évolution récente dans les deux départements de la Guadeloupe et de la Martinique.

La Guadeloupe et la Martinique

La particularité de ces deux îles est d'être approvisionnées en produits pétroliers par une raffinerie, la Société anonyme de la raffinerie des Antilles (SARA), implantée en Martinique en 1969 à l'instigation des pouvoirs publics. D'une capacité de raffinage de 0,8 million de tonnes, la SARA, dont les actionnaires sont Total (50 %), Shell (24 %), Esso (14,5 %) et Texaco (11,5 %), est la plus petite des treize raffineries implantées sur le territoire national⁽¹⁾. La principale source d'approvisionnement en pétrole brut de

cette société est le Venezuela, avec un quart seulement des produits provenant d'Europe du Nord. Cependant, en 2003, les problèmes géopolitiques intervenus au Venezuela ont contraint la SARA à augmenter ses approvisionnements en provenance d'Europe du Nord.

Côté prix, les préfets de la Guadeloupe et de la Martinique fixent respectivement un prix «de sortie de raffinerie» maximum ainsi qu'une marge de gros et de détail et ce, en vertu de deux décrets datant de 1988. Cependant si ces textes instituent le principe de l'administration des prix, ils n'établissent aucune règle quant à leurs modalités de variation.

(1) La capacité de raffinage des raffineries implantées en France continentale varie de 4 à 17 Mt.

L'équilibre de ce système a été remis en question en 2000, les hausses conjuguées du dollar, du pétrole brut et des produits pétroliers n'ayant été répercutées que partiellement et avec retard sur les prix maxima fixés par arrêté préfectoral. Ces effets cumulés ont engendré des pertes supérieures à 15 millions d'euros pour la raffinerie en 2000 après 30 années d'exploitation bénéficiaire. Or, pour produire des carburants aux normes européennes, la raffinerie doit réaliser d'importants investissements. Il était donc nécessaire de faire évoluer la réglementation en vigueur afin d'assurer à la raffinerie des prix tenant compte des coûts. Le Conseil de la concurrence, compte tenu de la situation particulière de l'approvisionnement dans ces îles et de l'étroitesse du marché, a confirmé le bien fondé de la fixation de prix maxima par l'autorité préfectorale. La direction des Ressources énergétiques et minérales, la direction générale de la Concurrence,

(2) Le chiffre d'affaires annuel de la SARA est d'environ 400 millions d'euros

de la Consommation et de la Répression des Fraudes (DGCCRF) et le ministère de l'Outre-mer ont donc préparé conjointement un nouveau décret: le but premier de ce texte étant de définir les modalités de variation des prix des produits pétroliers. Les prix des produits pétroliers seront modifiés à chaque livraison de matière première, tous les 40 jours environ, afin de prendre en compte les variations des cours du pétrole brut, des produits finis ou semi-finis et du dollar.

Ce texte adopté le 23 décembre dernier sera suivi d'une circulaire d'application, en cours de signature.

La Guyane

Ce département est approvisionné en produits pétroliers à partir des raffineries de Trinidad et Tobago par trois importateurs: Texaco, Total et Shell.

La SARA, pour le compte de ces importateurs, réceptionne et stocke ces produits dans les deux dépôts de Cayenne et de Kourou.

Le préfet prend des arrêtés mensuels de prix fixés en fonction des coûts d'approvisionnement.

Afin de commercialiser des produits aux normes européennes, les instances locales étudient de nouvelles possibilités d'approvisionnement.

La Réunion

En l'absence de raffinerie, l'île était, jusqu'à la fin de l'année 2002, approvisionnée en produits finis à partir du Golfe Persique; pour des raisons de respect des normes de qualité des produits, l'approvisionnement provient désormais d'Australie et de Singapour. La durée de la boucle d'approvisionnement est d'environ un mois.

Il existe un seul port et un seul dépôt géré par la Société réunionnaise de produits pétroliers SRPP, dont les actionnaires sont Total et Shell. Cette société procède à l'intégralité des réceptions des cargaisons de produits finis pour son propre compte (réseaux Total et Shell) et pour le compte des deux autres opérateurs (Exxon Mobil et Texaco) présents sur l'île.

Les prix sont fixés par le préfet sur la base du décret de 1988 et d'une formule qui figure dans un protocole d'accord signé localement entre le préfet et l'ensemble des distributeurs. Ils sont révisés trimestriellement sur la base des variations des cours des produits finis et des cours du dollar.

L'augmentation constante de la demande implique, à court terme, un accroissement des capacités de stockage à hauteur de 50 000 m³.

La situation particulière de la Réunion, au vu de l'éloignement de la ressource, implique une attention renforcée par rapport au maintien des stocks nécessaires dans cette zone.

Mayotte

Dans l'océan indien, la France est également présente dans le canal du Mozambique, à Mayotte. Cette collectivité est sur la voie de la départementalisation (loi statutaire de 2001).

Depuis l'indépendance des Comores en 1976, l'approvisionnement et le stockage de l'ensemble des produits, ainsi que la distribution des carburants aériens et des combustibles étaient assurés, du fait de l'absence d'opérateur privé, par le Service des essences des armées (SEA). La distribution des carburants terrestres et la commercialisation de la totalité des produits étaient quant à eux assurés par un service de la

collectivité, le Service des hydrocarbures de Mayotte (SHM).

Les produits finis sont actuellement principalement importés depuis la raffinerie de Durban en Afrique du Sud.

Depuis le 1^{er} novembre dernier, la société Total a repris l'ensemble des activités pétrolières de l'île dans le cadre de la privatisation du SHM.

Les prix étaient et demeurent administrés par le préfet sur la base d'un protocole (similaire à celui de la Réunion) passé avec l'opérateur. Ils sont révisés en fonction des variations des cours des produits pétroliers, du dollar et des coûts du fret.

Total s'est engagé à réaliser d'importants investissements, destinés notamment à créer de nouvelles capacités de stockage.



Chronique du marché pétrolier en 2003

Un prix du brut élevé en dollars, mais une facture pétrolière réduite par la chute de ce dernier.

Avec une moyenne en 2003 de 28,46 \$/b⁽¹⁾ pour le Brent (pétrole de référence en Europe), les cours du brut ont été supérieurs de 14 % à ceux de 2002 (25,01 \$/b) et 2001 (24,90 \$/b) et se sont même rapprochés du sommet atteint en 2000 (28,50 \$/b). Mais, du fait du renchérissement⁽²⁾ de l'euro face au dollar, les moyennes exprimées en euros se sont inversées. Le cours moyen du Brent a ainsi reculé de 4,6 % en passant de 26,45 €/b en 2002 à 25,23 €/b en 2003.

Les événements internationaux ayant affecté l'offre mondiale de pétrole ont fortement pesé sur l'évolution des prix

Suite à une grève générale commencée fin 2002 qui a soustrait 2 Mb/j⁽³⁾ de production vénézuélienne, les cours du pétrole ont commencé l'année 2003 à près de 30 \$/b. L'accélération des déploiements de troupes dans le Golfe en prévision d'une intervention militaire en Irak, des stocks très tendus et un hiver particulièrement rigoureux ont contribué à maintenir les cours à des niveaux très élevés. Après la forte progression jusqu'à la mi-mars, dès que le marché a

Cours du Brent IPE à Londres
(International Petroleum Exchange)



(1) \$/b : Dollar par baril.

(2) En moyenne, l'euro contre dollar cotait 0,94 en 2002 et 1,13 pour 2003.

(3) Un million de barils jour représente 50 millions de tonnes par an.

acquis la certitude que la guerre en Irak allait éclater et que la probabilité d'une pénurie de brut était jugée très faible, les cours ont chuté de plus de 7 \$/b en une semaine. Pendant la durée du conflit, malgré l'arrêt des exportations irakiennes combiné à la diminution de la production au Nigéria secoué par des affrontements ethniques, le marché a été correctement approvisionné grâce à l'Arabie Saoudite qui a mis en production la quasi-totalité de ses capacités. Puis, malgré la reprise des exportations irakiennes en juillet, les cours du pétrole ont continué à progresser car le marché a été sensible au manque patent de sécurité dans ce pays et aux nombreux attentats au Moyen-Orient. Le Brent a terminé l'année à plus de 30 \$/b.

Un retour de la croissance de la demande et l'émergence de la Chine comme grand pays importateur de pétrole

Alors que la demande pétrolière avait stagné de 2000 à 2002 (+ 0,5 % l'an), elle a progressé en 2003 de 1,5 Mb/j (+ 1,9 %), en particulier grâce à la forte croissance américaine et chinoise.

La Chine a consommé en moyenne 5,5 Mb/j à comparer à 20 Mb/j pour les États-Unis, et moins de 2 Mb/j pour la France ; mais sa croissance a été très forte (+ 10,3 % en 2003). Cet accroissement a d'ailleurs compté pour 0,5 Mb/j soit un tiers de la demande supplémentaire mondiale. L'impact de cette évolution sur l'équilibre offre/demande est d'autant plus grand que, d'exportateur net de pétrole, la Chine est devenue importateur net de brut depuis 1996. La production stagnant depuis des années aux alentours de 3,4 Mb/j, le fort accroissement de la demande a eu

comme conséquence directe la montée en flèche des importations. **Depuis le deuxième trimestre 2003, la demande chinoise de pétrole a dépassé celle du Japon⁽⁴⁾. Ainsi dès 2004, la Chine deviendra le deuxième plus gros consommateur mondial de pétrole derrière les États-Unis.**

Par ailleurs les prix⁽⁵⁾ du gaz aux États-Unis ont atteint des sommets à cause de stocks bas et d'un écart croissant entre production et consommation. Ces prix très élevés ont incité les consommateurs qui le pouvaient à se tourner vers des autres énergies, comme le fioul domestique. Cette tension sur les prix américains du gaz, conjuguée à la reprise économique, s'est donc répercutée sur la demande et les stocks de produits pétroliers et a soutenu les cours du brut.

Malgré la poursuite de la hausse des productions non-Opep, la bonne tenue de la demande a permis aux membres du cartel d'augmenter leur production

Prolongeant la tendance des années précédentes, la persistance de prix élevés du pétrole brut a favorisé la croissance de la production non-Opep qui a progressé de 4 Mb/j entre 1999 et 2003. L'ex-URSS a été, depuis 2000 le premier artisan de cette progression. Avec une hausse de plus de 10 % en 2003, **la Russie (8,5 Mb/j) s'est affirmée comme le deuxième producteur mondial derrière l'Arabie Saoudite (8,8 Mb/j) et devant les États-Unis (7,9 Mb/j).**

Toutefois, grâce à la hausse significative de la demande, l'évolution de la production de brut de

(4) La reprise progressive des centrales nucléaires japonaises arrêtées en 2002, s'est traduit par une réduction, en 2003, de la demande japonaise de pétrole comparée à l'année précédente.

(5) La moyenne des prix spot (Henry Hub) a été de 5,5 \$/mmbtu en 2003. Il s'agit de la plus forte moyenne jamais observée. En comparaison, sur la décennie 90, les moyennes annuelles restaient comprises entre 1,5 à 2,5 \$/mmbtu.

L'Opep en 2003

Depuis 2000, la régulation des cours par l'Opep, dont les membres ont su préserver leur cohésion, s'est révélée très efficace au regard des objectifs de l'organisation.

En 2003, le prix du panier⁽⁷⁾ Opep a dépassé 28 \$/b (haut de la fourchette cible de l'organisation) pendant 49 % des jours cotés, il est resté dans la partie haute de la fourchette (25 – 28 \$/b) pendant 44 % et dans la partie basse (22 – 25 \$/b) pendant seulement 7 %. Il est resté au dessus de 22 \$/b depuis mars 2002.

Ses décisions au cours de l'année ont été les suivantes :

- réunion extraordinaire le 12 janvier : pour pallier la production défaillante du Venezuela, l'Opep a augmenté ses quotas de 1,5 million de barils par jours (Mb/j) portant ainsi son quota total à 24,5 Mb/j à partir du 1^{er} février contre 23 Mb/j depuis le 1^{er} janvier (décision du 12 décembre 2002);
- communiqué du 20 mars : dès le début de la guerre en Irak, l'Opep a annoncé que ses membres pourront utiliser toutes leurs capacités disponibles pour assurer la continuité de l'approvisionnement pétrolier;
- réunion du 24 avril : l'Opep a décidé de réduire sa production de 2 Mb/j tout en relevant son plafond de production à 25,4 Mb/j au 1^{er} juin;
- réunions extraordinaires des 11 juin et 31 juillet : les quotas ont été maintenus à 25,4 Mb/j;
- réunion du 24 septembre : l'Opep a décidé de réduire sa production de 0,9 Mb/j à 24,5 Mb/j à partir du 1^{er} novembre;
- réunion extraordinaire du 4 décembre : l'Opep a décidé de maintenir son quota de production à 24,5 Mb/j car malgré un panier Opep élevé l'organisation s'inquiétait de la baisse du pouvoir d'achat du baril lié à la faiblesse du dollar.

(6) Il s'agit de la capacité de production mobilisable sous 30 jours.

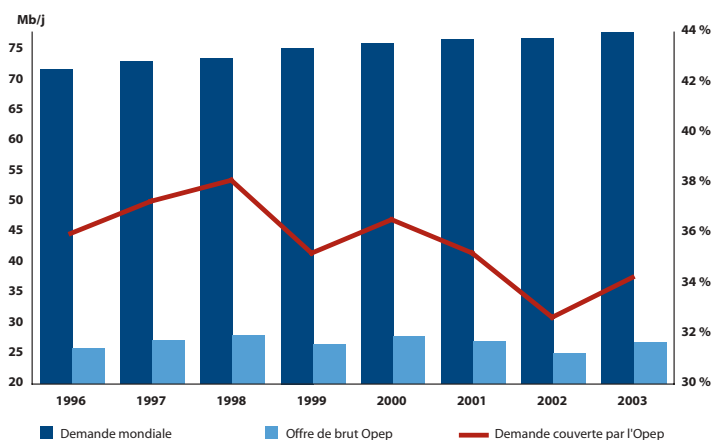
(7) L'objectif pour l'Opep est de maintenir le prix du panier Opep à l'intérieur d'une fourchette comprise entre 22 et 28 \$/b.

l'Opep, après 2 ans de déclin, a progressé de 6,8 % en 2003 pour assurer 34 % de la production mondiale de pétrole. Même si la part totale du cartel a progressé, une analyse par pays montre des évolutions plus contrastées. Ainsi, la grève au Venezuela et la guerre en Irak, qui ont affecté la production de ces pays, ont permis aux membres du cartel qui disposaient de capacités inemployées, et en particulier à l'Arabie Saoudite, d'augmenter sensiblement leur part de marché. Ainsi, avec une part de 32,5 % du quota total, la production de ce pays a représenté, certains mois, jusqu'à 36 % de la production de l'Opep (hors Irak).

Les difficultés rencontrées par plusieurs grands producteurs Opep ont laissé peu de capacités de production inemployées

Les capacités de production inutilisées⁽⁶⁾ sont structurellement inexistantes dans la zone non-Opep, l'intérêt des acteurs pri-

Évolution de la demande mondiale et de l'offre Opep



vés y opérant étant de maximiser le taux d'utilisation de leurs installations. Ainsi, face à un risque de crise dans les approvisionnements mondiaux, il n'existe que deux solutions : soit l'accroissement de la production des pays de l'Opep qui disposent de capacités inemployées, soit l'utilisation des stocks stratégiques dans le cadre de l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

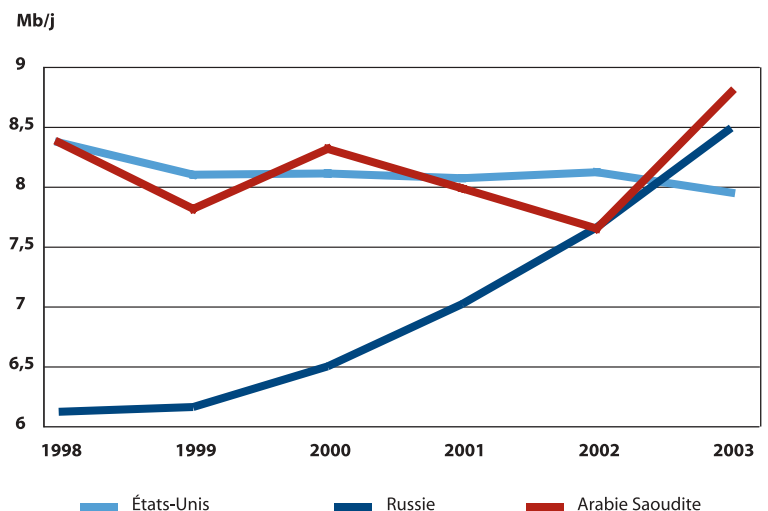
Avec la grève vénézuélienne, la situation instable au Nigeria due aux troubles ethniques, et la guerre en Irak, la flexibilité au niveau de la production mondiale a été très faible en 2003. Après leur baisse brutale de production, le Venezuela et l'Irak, en particulier, ont peiné à retrouver leur niveau antérieur : en fin d'année, le Venezuela a produit 2,2 Mb/j contre 2,6 Mb/j un an plus tôt, avant la grève ; de même, l'Irak est revenu avec difficulté à 2 Mb/j contre 2,5 Mb/j avant le conflit. Par ailleurs, l'Indonésie, confrontée au déclin de zones de productions matures, n'a jamais, au cours de l'année, réussi à atteindre son quota, ce qui tend à indiquer qu'elle n'a donc pas disposé, en pratique, de capacité inutilisée.

Aussi, pour mesurer la capacité employée réellement disponible, il faut ne tenir compte que des sept pays de l'Opep hors Indonésie, Irak, Nigeria et Venezuela. Selon cette approche, **la capacité de production réellement disponible se chiffrait à 2 Mb/j en janvier 2003 puis à moins de 0,8 Mb/j en mars, avril et mai pour terminer l'année à 1,3 Mb/j.** Ces chiffres sont très faibles comparés à la capacité disponible les années précédentes de l'ordre de 5 Mb/j. Enfin, il faut noter que la capacité de production inutilisée, outre sa réduction, s'est concentrée, de plus en plus, en Arabie Saoudite. Ainsi, ce pays représentait en décembre 2003 1 Mb/j sur les 1,3 Mb/j de capacités inutilisées au niveau mondial.

La distribution pétrolière sur les autoroutes

Depuis janvier 2003, la direction de la Demande et des Marchés énergétiques, sous-direction du gaz et de la distribution des énergies fossiles, a mis en œuvre une enquête mensuelle qui permet de suivre l'évolution des ventes et de la structure du réseau de distribution de produits pétroliers sur les autoroutes dont les principaux résultats sont publiés trimestriellement sur le site internet de la DGEMP.

Évolution de la production de pétrole brut des États-Unis, de la Russie et l'Arabie Saoudite



Les stocks américains

Les stocks industriels de brut américain ont commencé⁽⁸⁾ l'année 2003 à 277,6 Mb, puis ont décliné suite à la réduction de la production vénézuélienne qui a affecté, en premier lieu, les États-Unis. En février et mars, les chiffres hebdomadaires sont même passés en dessous du « niveau opérationnel minimum »⁽⁹⁾ sans occasionner de problème de production. Au 31 mars, les stocks industriels étaient à 270,4 Mb. Puis tout au long de l'année, les stocks ont évolué majoritairement en dessous des valeurs minimales constatées habituellement. Suite à la forte demande liée à la reprise américaine, les stocks de pétrole brut aux États-Unis ont terminé l'année 2003 à 269 Mb⁽¹⁰⁾, soit le niveau le plus bas jamais constaté. La courbe des prix futurs en fort déport et les taux de fret très élevés ont incité les raffineurs à minimiser leurs stocks car tous les analystes pensaient que les prix allaient baisser avec la fin de l'hiver. Alors qu'il n'y a plus de problème majeur de production au niveau mondial, ce niveau de stocks prouve que l'estimation habituelle de 270 Mb pour le « niveau opérationnel minimum » est à revoir à la baisse, car les raffineurs américains ont réussi, grâce aux fusions et aux nouvelles technologies, à améliorer leur processus de production et à réduire leurs stocks industriels et

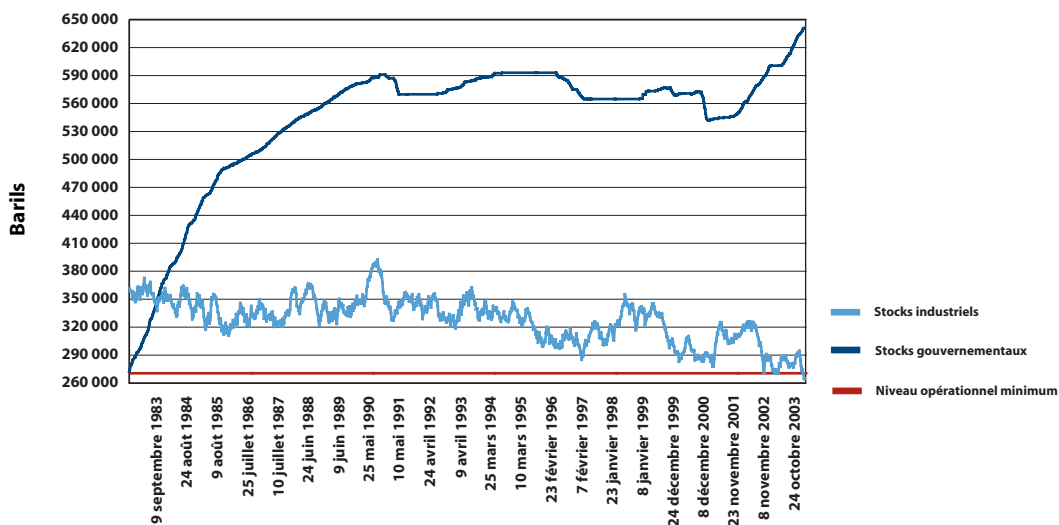
les coûts y afférents, tout en continuant à fonctionner normalement. Les données hebdomadaires disponibles depuis 1982 montrent d'ailleurs une évolution tendancielle à la baisse avec des stocks qui ont diminué, en 20 ans, de plus de 350 Mb à moins de 280 Mb. Mais en pratique, sans nouvelle estimation crédible, lorsque les stocks s'approchent des 270 Mb considérés comme « niveau opérationnel minimum », les marchés deviennent nerveux et la volatilité est exacerbée car tout problème dans les importations américaines peut alors avoir un fort impact au niveau mondial. En revanche, les stocks stratégiques détenus par le gouvernement américain ont progressé en 2003 de 38 Mb pour atteindre le niveau record de 637 Mb. Sur une longue période, la hausse des stocks gouvernementaux a donc plus que compensé la baisse des stocks industriels de brut.

(8) Source département américain de l'Énergie (DoE).

(9) Les marchés estiment que le niveau théorique minimum de stocks dont les raffineries américaines ont besoin pour ne pas réduire leur production est de 270 Mb.

(10) Avec une consommation américaine de 20 Mb/j, ces stocks industriels ne représentent donc 13 jours de consommation.

Évolution hebdomadaire des stocks américains de brut



L'Arabie Saoudite a joué, en 2003, le rôle de producteur d'appoint et a permis au marché d'être correctement approvisionné malgré deux périodes de tension qui auraient pu conduire à une crise physique d'approvisionnement.

Inversement, les Saoudiens sont restés vigilants pour éviter tout plongeon du prix du baril en régulant la production.

La distribution de détail de carburants et de combustibles

Fin janvier 2003, le Conseil national des professions de l'automobile (CNPA) attirait l'attention du Premier ministre sur les difficultés du secteur de la distribution de carburants. Début mars, sous l'impulsion de la DGEMP, un accord a pu être trouvé, entre les représentants de la branche carburants du CNPA et les autres administrations concernées sur l'ouverture de plusieurs chantiers de réflexion concernant ce secteur (évolution du réseau, pratiques commerciales, environnement, sécurité, formation, fiscalité, etc.). Ainsi, la tenue de ces premiers groupes de travail a-t-elle permis de parvenir à des solutions ou actions concrètes dans plusieurs domaines : la décision de lancer en 2004 une campagne de contrôle, par sondage, sur la conformité des stations-service prise par le ministère de l'Écologie et du Développement durable, la sensibilisation du ministère de l'Intérieur à la sécurisation des points de vente, l'extension aux détaillants, au regard de leurs faibles marges, du plafonnement de la contribution sociale de solidarité, etc.

Après ce premier bilan encourageant, les travaux se poursuivront en 2004.

S'agissant du fioul domestique, la DGEMP a conclu le 8 décembre 2003 avec la Fédération française des combustibles et carburants (FF2C) une convention d'étude pour réaliser une enquête sur la profession. Cette étude dont les résultats seront connus en 2004 permettra de mieux suivre les mutations auxquelles est confronté ce secteur (concentration des opérateurs, développement de la grande distribution, diversification des activités des négociants revendeurs, etc.).



Irak 2003 : mise en œuvre d'un dispositif de gestion de crise

Dès le début de l'année 2003 le constat de tensions sur le marché international, liées aux événements au Venezuela et au Nigeria et surtout à l'émergence de la crise irakienne ont conduit la France à mener quatre types d'action :

- activer progressivement une cellule de crise adaptée ;
- réunir les représentants de la profession pétrolière, les informer et les associer à la gestion de crise ;
- établir une synthèse quotidienne au profit du cabinet du ministre de l'Industrie ;
- être en mesure de communiquer utilement sur la situation.

Une cellule de crise adaptée

Une cellule de crise DGEMP/Direm a été activée dès l'ouverture du conflit. Elle avait pour objectifs :

- d'étudier et de préparer d'éventuelles mesures, non coercitives, de restriction de la consommation ;
- de maintenir un lien permanent avec les opérateurs ;
- de recueillir les renseignements utiles et d'élaborer d'une synthèse quotidienne en direction des autorités gouvernementales en particulier dans les domaines du suivi des approvisionnements mondiaux, de l'évolution des prix à la pompe et de l'observation du comportement des administrés par rapport aux réflexes de précaution (achat en emballage et stockage individuel) ;
- de préparer les mesures réglementaires devant permettre la « libération » de stocks stratégiques en cas de décision d'une réponse collective de ce type au niveau de l'AIE.

La totalité des opérateurs pétroliers (exploration production, raffinage, transport, stockage et distribution) représentés par une trentaine d'organisations et de sociétés ont été invités à participer à une réunion d'information organisée par la DGEMP dès le 21 mars 2003.

À cette occasion, un système et des procédures de liaison et de recueil mutuel d'informations ont été mis en place avec notamment l'utilisation d'un site Internet dédié à la gestion des crises pétrolières.

Des synthèses quotidiennes ont été élaborées et transmises à l'échelon ministériel pendant deux semaines (jusqu'à la fin de la phase « militaire » des combats en Irak). La procédure utilisée pour l'élaboration de cette synthèse, et en particulier les liens et modalités de recueil de l'information, a été maintenue en veille jusqu'au début de l'été.

Il a enfin été prévu, en fonction de l'évolution de la situation, la mise en

place, au niveau ministériel voire inter-ministériel, d'une cellule spécialisée chargée de conduire une campagne de communication. Cette campagne aurait eu comme objectif de communiquer en termes rassurants afin de limiter les « réflexes de pénurie » et d'appuyer la mise en œuvre de mesures « non coercitives » de restriction de la consommation.

Des enseignements utiles pour l'avenir

Dans les faits, « Irak 2003 » ne s'est pas traduit par une véritable crise pétrolière. Cependant l'expérience tirée de cette situation s'est avérée particulièrement riche d'enseignements.

L'excellente réactivité de la profession pétrolière dans le cadre de la gestion de cette crise a une nouvelle fois prouvé la pertinence du concept de partenariat entre l'État et les opérateurs privés dans le domaine de la défense économique.

Dans ce secteur entièrement libéralisé, et très concurrentiel, il est remarquable de souligner la qualité de la coopération obtenue dans les domaines de la sûreté et de la sécurité logistique, au bénéfice de l'intérêt général.

Le montage d'une cellule de crise « de circonstance » adaptée au contexte a été l'occasion d'expérimenter des coopérations « transverses » nouvelles qui ont parfaitement fonctionné, tant en interne (DGEMP) que vis-à-vis de directions partenaires du Minéfi⁽¹⁾.

Cette expérience a valeur de référence pour l'avenir; elle a eu également le mérite de renforcer la connaissance mutuelle des acteurs potentiels d'un futur suivi de crise.

L'utilisation de moyens de communication modernes et largement accessibles (adresse de crise mail unique et site Internet dédié à la gestion de crise) a largement fluidifié la circulation et le traitement de l'information.



*(1) Minéfi :
ministère de
l'Économie,
des Finances
et de l'Industrie*

L'État accompagne « l'après-mines »

À la fin de l'année 2003, l'activité extractive charbonnière en France est devenue marginale. Un seul site est encore en exploitation, celui de la Houve, en Lorraine. Les sites de Gardanne et de Freyming-Merlebach ont définitivement cessé leur activité durant l'année. Une cérémonie commémorative a eu lieu en Lorraine le 20 septembre 2003 en hommage aux mineurs.

Le même constat doit être fait pour la potasse dont l'extraction a été arrêtée en septembre 2002 et l'or pour ce qui concerne la France métropolitaine, la mine de Salsigne devant fermer fin 2004.

Durant l'année 2003, l'annonce ou la confirmation par l'État de la date de disparition des exploitants miniers publics a conduit ces derniers à modifier leur organisation et à centrer leurs activités sur la réalisation des travaux de remise en état des anciens sites miniers.

De manière concomitante, l'État a poursuivi à un rythme soutenu la mise en œuvre d'un dispositif « d'après-mines » aussi bien dans son volet social que technique et réglementaire. Il a maintenu son intervention pour favoriser la reconversion économique des anciens bassins miniers et il a amélioré les procédures d'indemnisation des victimes de dommages miniers.

La nouvelle organisation du budget de l'État, issue de la nouvelle loi organique sur les lois de finances, tire les

conséquences de cette forte implication publique en créant un programme « Passifs financiers miniers » dans la mission ministérielle « politique économique ».

La fin programmée des exploitants miniers publics

Le groupe Charbonnages de France (CDF)

Ces dernières années, l'activité du groupe CDF a progressivement évolué vers des tâches de remise en état des sites miniers et industriels, conformément aux dispositions du code minier et du code de l'environnement.

Pour mener efficacement à son terme ce processus, la loi du 3 février 2004 « relative à la création de l'Agence nationale pour la garantie des droits des mineurs et diverses dispositions relatives aux mines » a prévu une simplification des structures actuelles de Charbonnages de France et des houillères de bassin en les regroupant en un

établissement unique. Ce même texte précise « qu'un décret en Conseil d'État fixe les modalités de la dissolution de cet établissement, qui interviendra au plus tard quatre ans après la fin de l'exploitation par celui-ci de sa dernière mine, à condition que cet établissement ait rempli toutes ses obligations liées à la fin des concessions minières ou que celles-ci aient été transférées à une autre personne morale chargée de les remplir ».

Cette disposition incite la direction de l'entreprise à organiser et à mobiliser les personnels dont le nombre décroît rapidement sur ces activités pour lesquelles il n'existe pas d'autres compétences que celles des mineurs.

Dans ce cadre, il convient de noter comme point d'étape que sur 208 concessions qui ont été exploitées, 156 dossiers d'arrêt définitif des travaux (dossier préalable à la renonciation à la concession) ont été déposés en préfecture.

Au 31 décembre 2002, le total des provisions estimées par le groupe CDF pour réaliser ces travaux était estimé à environ 600 millions d'euros. Ces sommes, par divers mécanismes, sont prises en charge par les finances publiques.

Pour ses filiales, conformément aux directives des pouvoirs publics, le groupe s'inscrit dans une politique de cession des activités rentables susceptibles de pouvoir être pérennisées. C'est ainsi qu'au cours du 1^{er} semestre 2004 devrait intervenir la cession à Endesa de 35 % à du capital détenu par CDF dans la SNET, filiale de production d'électricité, et du solde à GDF ; par ailleurs les Houillères du bassin de Lorraine ont négocié en 2003 la cession de la cokerie de Carling à la société Rogesa, filiale commune des sidérurgistes allemands

Dillinger Hütte et Saarstahl, laquelle interviendra au plus tard en avril 2004.

Les mines de potasse d'Alsace (MDPA)

Les MDPA ont arrêté de façon anticipée toute exploitation en septembre 2002, après l'incendie survenu sur le site de Stocamine, où sont stockés dans des cavités et galeries créées par les MDPA des déchets industriels spéciaux.

Compte tenu de cette situation, l'entreprise a accéléré la préparation de « l'après-mines » dans le bassin potassique alsacien.

À cette fin, les MDPA se sont dotées d'une nouvelle organisation reposant sur cinq pôles ou missions : patrimoine, industrialisation, environnement, exploitation, personnel et ont mis en place des instances de concertation avec les collectivités territoriales et les élus.

C'est le pôle environnemental qui est principalement concerné par « l'après-mines » technique. Son activité inclut la dépollution des terrils et nappes, la réhabilitation des carreaux et les réparations des dégâts de surface. Pour toutes ces activités, les MDPA ont mis au point des plannings précis et des instruments de suivi.

La mise en place d'institutions en charge de « l'après-mines »

Les aspects sociaux : la garantie des droits des mineurs

Les mineurs, en complément de leur régime spécifique de Sécurité sociale, bénéficient d'avantages sociaux à la charge des exploitants. Le plus important de ces avantages est la fourniture d'un logement gratuit et de combustible de chauffage. La jouissance de ce droit excède la période d'activité, les anciens mineurs en bénéficiant jusqu'à leur



décès et il est transmis à leurs ayants droit. De manière plus conventionnelle, les employeurs peuvent prendre en charge le versement de bourses d'études pour les enfants de leurs salariés ou le paiement de rentes pour les orphelins.

De même les exploitants, en particulier publics, ont pris à leur charge le financement des mesures d'âge qui accompagnent les plans sociaux de fermeture des puits, comme les congés charbonniers de fin de carrière ou les indemnités de cessation anticipée d'activité.

Par la loi du 3 février 2004, l'État s'est engagé au moyen d'une agence, en cas de cessation définitive d'activité d'un exploitant minier, à garantir l'ensemble des droits des mineurs. Cette notion est interprétée dans le sens le plus large. Elle concerne aussi bien les retraités et leurs ayants droit que les salariés en retraite anticipée, les mineurs en dispense d'activité ou en détachement dans des entreprises. Cet établissement public administratif

reprendra les activités et les personnels de l'Association nationale de gestion des retraités des Charbonnages de France et des Houillères de Bassin ainsi que de leurs ayants droits (ANGR).

Le conseil d'administration de cette agence nationale pour la garantie des droits des mineurs comprendra des représentants de l'État, des anciens représentants des entreprises minières et des représentants des organisations syndicales des anciens mineurs.

C'est une réforme majeure : elle couvre les droits de plus de deux cent mille personnes et elle traduit un engagement financier annuel de l'État de plus de 700 millions d'euros.

Pour tenir ce même objectif de garantie des droits et d'amélioration du service rendu, les pouvoirs publics ont engagé, en accord avec les partenaires sociaux, une réforme du régime spécial de sécurité sociale dans les mines. Articulée autour de l'ouverture bilatérale des œuvres du régime et du transfert de la gestion du risque vieillesse à la Caisse des dépôts et consignations, la réforme devrait s'achever en 2004 par la signature d'une nouvelle convention de gestion et d'objectifs entre l'État et le régime minier.

Les aspects techniques : évaluation et propositions d'amélioration

Dans un souci de mesure de l'efficacité de l'action publique, l'Inspection générale des finances et le Conseil général des mines ont procédé à l'évaluation de notre dispositif technique « d'après-mines », notamment en le comparant à ceux des pays de niveau de développement économique comparable. Leur rapport a été remis au début du mois de novembre 2003.

De ces comparaisons internationales, il ressort une prise en charge par l'État, en France, des questions techniques de « l'après-mines » probablement unique dans les pays miniers. En effet, non seulement les droits et obligations des concessionnaires disparus ou défaillants lui sont transférés, mais il a également la charge des dispositifs permanents nécessaires à la sécurité et à la surveillance des anciens travaux.

Financièrement, le rapport estime à environ 450 millions d'euros les coûts déjà supportés par les finances publiques au titre de « l'après-mines » technique depuis les six dernières années (1997-2002). Pour les cinq prochaines années, ce même coût est provisionné pour environ 850 millions d'euros par les exploitants publics jusqu'à leur disparition.

Si le rapport conclut à une bonne maîtrise technique de la situation, il n'en recommande pas moins aux pouvoirs publics de poursuivre et d'amplifier leurs actions.

En particulier, il leur est proposé :

- de mettre en place une entité en charge des fonctions opérationnelles confiées par le code minier à l'État ;
- de finaliser et de diffuser des normes techniques nationales pour permettre l'accélération du traitement des situations locales ;
- d'accélérer la mise en œuvre des PPRM ;
- de faire évoluer la réglementation pour obtenir des exploitants de réelles garanties financières pour la prise en charge des travaux « d'après-mines ».

Les services du ministère mènent actuellement les études nécessaires pour traduire dans les faits ces recommandations.

L'amplification des actions publiques déjà engagées

Les aspects économiques et de reconversion

L'État doit naturellement favoriser l'émergence de nouvelles activités pour compenser les pertes d'emplois résultant de la fermeture progressive des sièges d'extraction.

Pour les bassins charbonniers, les pouvoirs publics ont confié à Charbonnages de France une mission de reconversion visant à créer des emplois industriels durables dans les bassins. Le dispositif mis en place comprend d'une part la Société financière pour favoriser l'industrialisation des régions minières (Sofirem) et sa filiale financière du Nord-Pas-de-Calais (Finorpa), et d'autre part le fonds d'industrialisation des bassins miniers (FIBM). Sofirem et Finorpa ont pour objet de favoriser l'implantation ou l'extension d'entreprises, en particulier des PMI-PME, par des concours financiers en prêts ou en fonds propres. Le FIBM, financé par des concours budgétaires annuels, vise à accompagner la réindustrialisation des bassins par des actions sur l'environnement des entreprises (financement d'infrastructures, mise en place de formations).

En 2003, le groupe Sofirem a mobilisé 39,5 millions d'euros dans près de 230 dossiers de création ou d'extension d'entreprises susceptibles de créer 5 200 emplois. Pour cette même année, l'État a mis à disposition des préfets des neuf bassins miniers une enveloppe globale de plus de 15 millions d'euros au titre du FIBM qui a notamment contribué au soutien de l'immobilier d'entreprise et à des actions de formation de recherche et de productique. Un exemple remarquable de résultat de cette



action de reconversion est l'implantation de l'usine Smart dans le bassin lorrain.

En ce qui concerne le bassin potassique alsacien, la reconversion et l'industrialisation du site s'effectuent dans le cadre d'une convention passée entre l'EMC et la Datar avec l'appui de la Sodiv (filiale des MDPA spécialement créée à cet effet). Sur l'ensemble du bassin, cette structure a permis de soutenir 53 projets industriels qui ont conduit à la création de plus de 2000 emplois.

L'amélioration des procédures d'indemnisation des victimes de dommages miniers

Les dommages immobiliers subis par les biens de surface apparaissent comme la conséquence inéluctable de l'exploitation du sous-sol. Aussi, dès le XIX^e siècle, la jurisprudence avait-elle posé le principe d'une présomption de responsabilité de l'exploitant minier, indépendamment de toute faute. Ce principe a été légalisé en 1994. Puis, un nouveau dispositif d'indemnisation a été mis en place avec la loi du 30 mars 1999, permettant à certains propriétaires de biens grevés d'une clause minière exonérant l'exploitant de sa responsabilité, d'être indemnisés, sous certaines conditions, par l'État.

Néanmoins, eu égard aux difficultés rencontrées par les victimes pour être indemnisées, difficultés liées essentiellement à la situation juridique dans laquelle se trouvent les intéressés, il a paru nécessaire d'améliorer les procédures d'indemnisation existantes.

Les articles 18 et 19 de la loi du 30 juillet 2003 « relative à la prévention des risques technologiques et naturels et à la réparation des dommages » ont donc prévu une nouvelle procédure

d'indemnisation. Les victimes de certains dommages immobiliers pourront désormais être indemnisées très rapidement et définitivement par un organisme tiers, le Fonds de garantie des assurances obligatoires de dommages. Il appartiendra ensuite au Fonds de se retourner contre l'exploitant minier responsable des dommages ou, si celui-ci a disparu ou est défaillant, ou s'il s'agit de biens grevés d'une clause minière, contre l'État. L'objectif visé est de parvenir, grâce à cette nouvelle procédure, à un traitement homogène, rapide et équitable de l'ensemble des dossiers ».

2003 aura été l'année charnière pour l'exploitation minière française avec l'arrêt presque complet de l'activité extractive charbonnière et l'accélération de la mise en place d'institutions et de règlements nécessaires à la bonne gestion de « l'après-mines ». Les services de l'État, en particulier les directions du Minéfi : DGEMP, DARPMI (direction de l'Action régionale de la Petite et Moyenne Industrie) et Drire (directions régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement), Agence des participations de l'État, direction du Budget, Contrôle d'État ont été et continueront d'être en 2004, aux côtés des exploitants publics, des acteurs essentiels de cette profonde mutation.



La Hague et Marcoule : d'importantes évolutions en faveur de la sécurité et de l'environnement

L'année 2003 aura été marquée par la publication de nouvelles réglementations pour améliorer le fonctionnement des établissements Cogema sur le site de La Hague et celui de Melox sur le site de Marcoule.

La Hague

Les établissements de La Hague (usines UP2-800 et UP3) traitent le combustible usé issu des centrales nucléaires. Les décrets d'autorisation du site, dont les premiers dataient de 1981, ont dû être modifiés à la suite d'une demande de l'Autorité de sûreté en septembre 1999. En parallèle, le gouvernement a décidé d'y adjoindre une révision des autorisations de rejets. La révision a fait l'objet d'une enquête publique en 2000. La commission d'enquête avait alors émis dans son rapport un avis favorable au préfet de la Manche.

L'objectif de cette modification était d'augmenter la capacité de chaque établissement de La Hague de 850 à 1 000 tonnes par an (avec une limite de 1 700 tonnes cumulées pour les deux installations) et d'adapter les autorisations aux

différentes catégories de combustibles usés fournis par les électriciens. Ainsi, les nouveaux décrets, publiés le 7 janvier 2003, répondent mieux aux besoins des électriciens grâce notamment aux précisions apportées sur la gamme des combustibles qui peuvent désormais être traités à La Hague.

Concernant les rejets, le nouvel arrêté reconsidère à la baisse les limites précédentes pour les effluents liquides ou gazeux et attribue de nouvelles limites plus détaillées et plus restrictives aux rejets d'effluents chimiques.

Melox

Cogema exploitait une plate-forme sur le site de Cadarache pour la production de combustible Mox (mélange d'oxydes de plutonium et d'uranium), réservée aux électriciens allemands. Cette usine,



Les temps forts de l'année 2003

La Hague et Marcoule : d'importantes évolutions en faveur de la sécurité et de l'environnement

qui ne répondait plus aux normes sismiques, a dû arrêter sa production. Cogema a alors proposé un programme prévoyant le transfert de l'activité de Cadarache sur l'usine Melox de Marcoule. Cette solution permet d'optimiser la sûreté globale des installations du fait que Melox est une usine récente, répondant aux critères les plus stricts de sûreté et de protection du personnel. Pour cela, Cogema a dû obtenir l'autorisation d'augmenter la capacité de production de Melox de 101 à 145 ton-

nes de combustible par an, sans toutefois engager de modifications techniques sur les installations existantes. Cette demande a fait l'objet d'une enquête publique début 2003. La commission d'enquête a rendu un avis favorable en mai et le décret correspondant a été publié le 4 septembre 2003.



L'Andra ouvre un centre de stockage des déchets radioactifs de faible activité dans l'Aube

Un centre de stockage de déchets radioactifs de très faible activité (TFA) situé à Morvilliers dans l'Aube, à quelques kilomètres du centre de stockage de l'Aube (CSA), a été mis en service en août 2003. Il est destiné à accueillir les déchets provenant principalement des opérations de démantèlement des centrales nucléaires de première génération type « uranium graphite gaz » mais aussi d'opérations d'assainissement de sites pollués ou d'industries utilisatrices de substances radioactives.

Ce projet répond à une demande des pouvoirs publics et plus particulièrement de l'Autorité de sûreté nucléaire qui souhaitent une gestion rationnelle des déchets TFA, dont la radioactivité est proche de la radioactivité naturelle. Ce projet de centre de stockage a été inscrit dans les objectifs assignés à l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra) dans son contrat quadriennal 2001-2004.

L'instruction réglementaire de ce projet, qui est une installation classée pour la protection de l'environnement (ICPE), a été menée dans les délais prévus et sans difficulté particulière. Cette instruction a comporté deux enquêtes publiques qui ont abouti d'une part à la déclaration d'utilité publique à fin 2001 et d'autre part à l'obtention du permis de construire fin juin 2002. Les travaux de terrassement ont été lancés en janvier 2003, l'arrêté préfectoral d'autorisation d'exploitation a été signé en juin, et la mise en exploitation a démarré en août. La construction d'un bâtiment de traitement des déchets (compactage,

solidification) doit être prochainement entreprise.

Le centre devrait recevoir 650 000 m³ de déchets (soit environ 25 000 tonnes annuellement) et est destiné à accueillir des déchets pendant 30 ans. Ces déchets seront stockés dans 65 alvéoles creusées dans l'argile à quelques mètres sous terre. Chaque alvéole est équipée d'une membrane destinée à isoler les déchets de l'environnement.

Ce centre de stockage pour les déchets de très faible activité complète le centre de Soullaines-Dhuys, situé à proximité et qui accueille les déchets de faible et moyenne activité à vie courte.

Ce projet d'intérêt national fait l'objet d'une action d'accompagnement économique sur le plan local qui répond à un souci de bonne intégration dans le contexte local. Ainsi, le 11 avril 2003, un protocole d'accord a été signé par le CEA, le groupe Aréva, EDF et l'Andra, sous l'égide du préfet de l'Aube.



2003

une année
internationale

Un nouvel élan dans les échanges franco-russes

En 2003, la relation franco-russe a été riche de plusieurs rencontres au plus haut niveau de l'État. En février, M. Chirac recevait M. Poutine à Paris. En Octobre, M. Raffarin se rendait à Moscou pour y rencontrer M. Kassianov, président du gouvernement de la fédération de Russie. À chaque fois, l'énergie figurait en bonne place dans l'ordre du jour.

Des liens anciens, profonds et pérennes entre nos deux pays, dans le domaine des hydrocarbures

La Russie est depuis longtemps un des plus importants bénéficiaires de la « facture énergétique » française. Le gaz naturel russe alimente la France depuis 1976. En avril 2003, Gaz de France et la société nationale russe Gazprom ont signé un accord prolongeant jusqu'en 2015 le principal contrat d'approvisionnement de la société française. Cet accord consolide la place de la Russie parmi les fournisseurs gaziers de la France, à hauteur de 25 % de notre consommation nationale. Il répond à la volonté des deux gouvernements de favoriser des contrats de long terme, qui demeurent un outil efficace dans le contexte de libéralisation du marché européen.

Pour ce qui concerne le pétrole, la part russe dans les approvisionnements français continue d'augmenter. Elle a doublé de 2000 à 2002, passant de 6 à 13 % des produits raffinés. Soulignons par ailleurs que la société Total est le premier acheteur de brut russe.

Enfin, l'industrie gazière, pétrolière et parapétrolière française est présente en Russie et participe à de nombreux projets industriels en lien avec ses homologues russes. L'Institut Français du pétrole est également présent, essentiellement dans le domaine de la formation.

Malgré ces relations anciennes, importantes et tout à fait concrètes, la coopération franco-russe dans le domaine des énergies n'a sans doute pas exprimé encore toutes ses potentialités : c'est une des raisons qui ont poussé la France à intensifier le dialogue avec la Russie en 2003.



Les exportations d'hydrocarbures russes, objet d'intérêt pour la communauté internationale

La France n'est néanmoins pas le seul pays à avoir entrepris de relancer un dialogue énergétique avec la Russie. En 2003, l'énergie a été à l'ordre du jour de nombreux entretiens diplomatiques entre la Russie et d'autres pays ou organisations régionales, tels que les États-Unis, l'Arabie Saoudite, le Japon, l'Allemagne, la Grande-Bretagne ou encore l'Union européenne.

Plusieurs préoccupations sont à l'origine de cet intérêt généralisé pour l'énergie russe : la première concerne l'approvisionnement des marchés pétroliers et gaziers.

La Russie fait partie des trois premiers producteurs mondiaux d'énergie.

Ce pays est d'abord un géant gazier. Il dispose d'un tiers des réserves mondiales de gaz naturel. Face à une Europe où la consommation de gaz naturel croît rapidement (la consommation française, par exemple, a été multipliée par 4 en 25 ans) et où les ressources internes (Pays-Bas, Grande-Bretagne, Norvège essentiellement) s'épuisent petit à petit, la Russie sera de plus en

plus présente, malgré la concurrence nord-africaine et la perspective d'un grand marché mondial de gaz naturel liquéfié transporté par bateaux.

La Russie, qui dispose de 5 % des réserves pétrolières mondiales, est également le second producteur mondial de pétrole. Sa production a augmenté de 25 % sur les trois dernières années, assurant à elle seule la couverture de la croissance de la consommation mondiale !

Ces variations de production et leur effet potentiel sur les prix du baril de brut ne laissent évidemment pas les autres pays producteurs et les pays consommateurs indifférents. D'autant que la Russie n'est pas seulement un producteur d'hydrocarbures. C'est également une des voies de passage possibles pour les hydrocarbures en provenance de pays tiers (gaz naturel du Turkménistan par exemple).

Le rôle majeur de la Russie explique l'intérêt croissant pour la construction d'infrastructures de production ou de transport en Russie, ainsi qu'entre la Russie et ses clients potentiels, en gardant à l'esprit les risques environnementaux associés au transport par voie maritime.

Il explique aussi le souhait de nombreux partenaires, dont l'Union européenne et la France, de voir précisées quelques « règles du jeu » collectives sur le continent eurasiatique, s'agissant par exemple des investissements étrangers ou des conditions associées au transit de l'énergie via un pays tiers. C'était tout l'enjeu des discussions sur la Charte de l'énergie et sur son protocole relatif au transit de l'énergie, discussions qui ont malheureusement été interrompues en décembre 2003, à la demande de la Russie.

La politique énergétique intérieure russe suscite également de l'intérêt, pour de multiples raisons

La position de la Russie sur les marchés mondiaux provoque de l'intérêt pour de nombreuses questions intérieures russes : les conditions d'investissements d'entreprises étrangères en Russie mais aussi les réformes des marchés de l'énergie et les évolutions de la consommation intérieure russe.

Sur ce dernier point, l'approvisionnement des marchés rejoint deux autres sujets de préoccupation :

- l'avantage que le bas coût de l'énergie en Russie confère à son industrie ;
- la lutte contre l'effet de serre.

Du fait des barrières à l'exportation qui subsistent et de la réglementation des prix, l'énergie est en effet moins chère en Russie qu'en Europe occidentale ou qu'aux États-Unis. Il en résulte un avantage concurrentiel relatif pour les industries russes à haute intensité énergétique. Ce sujet était notamment à l'ordre du jour des réunions préparatoires à l'accession de la Russie à l'OMC qui ont eu lieu en 2003 et reste à ce jour un point difficile des négociations.

Ce bas coût de l'énergie, dans une économie qui s'est donnée pour objectif de devenir une économie de marché, implique par ailleurs que les incitations aux économies d'énergie sont faibles. Les performances des équipements énergétiques russes restent donc éloignées des standards occidentaux. Cette situation ne semble optimale ni au regard de l'utilisation rationnelle de ressources (par nature finies) ni au regard de la lutte contre l'effet de serre. Notons d'ailleurs que la Russie a encore repoussé, en 2003, la perspective d'une ratification du protocole de Kyoto.

Le dialogue énergétique Union européenne-Russie : « 4^e rapport d'étape » en novembre 2003

Dans ce contexte d'intérêts multiples et croisés, l'Union européenne et la Russie ont lancé en octobre 2000, à Paris, sous présidence française, un « dialogue énergétique ».

Les sujets abordés par ce dialogue ont notamment été :

- le perfectionnement de la base légale en Russie concernant la production et le transport de l'énergie ;
- les infrastructures énergétiques et projets « d'intérêt commun » : le projet de gazoduc en mer Baltique, l'exploitation du gisement de Stockman en mer de Barents, le doublement du gazoduc transitant par le Bélarus et la Pologne, le raccordement des réseaux pétrole du Bélarus et de l'Ukraine, mais aussi l'interconnexion des réseaux électriques, une des priorités de la Russie ;
- la possibilité de création de fonds de garantie pour les risques non commerciaux, associés aux projets ci-dessus ;
- les contrats à long terme dans le domaine du gaz, au regard de la libéralisation du marché UE ;
- le commerce des matières nucléaires ;
- le protocole de Kyoto et la réalisation de projets pilotes relatifs à des programmes d'économies d'énergies ;
- la création d'un Centre de technologie énergétique UE-Russie.

Un point d'avancement de ce dialogue a été fait à Rome en novembre 2003, à l'occasion d'un sommet UE-Russie. Des progrès ont été réalisés mais une nouvelle impulsion semble nécessaire. Il s'agit maintenant de dépasser le stade de la présentation des intérêts des deux parties et de favoriser les avancées concrètes, visant l'enrichissement mutuel.



**Une spécificité
du binôme franco-russe :
la coopération
dans le domaine
de l'énergie nucléaire**

L'énergie nucléaire est un sujet beaucoup plus spécifique au binôme franco-russe : sur la scène internationale, la Russie et la France se retrouvent parfois en situation de concurrence, en tant que fournisseurs d'équipements et de combustibles dans les pays tiers (en Finlande et en Chine notamment).

Mais les deux pays sont aussi - de fait - solidaires en tant qu'exploitants de centrales nucléaires de production électrique sur leurs propres territoires. Ainsi EDF entretient des relations avec ses homologues russes depuis plusieurs années. Cette collaboration s'est vue renforcée récemment avec la conclusion, lors du séminaire intergouvernemental franco-russe du 5 octobre 2003, d'un accord visant à développer un projet commun de sûreté nucléaire.

La sûreté des installations russes, néanmoins, reste une préoccupation pour la France. Cette préoccupation concerne en particulier les réacteurs nucléaires de la première génération (de type Tchernobyl) qui fonctionnent encore aujourd'hui en Russie, non loin des frontières de l'Europe des 25.

La France contribue également à l'assainissement des anciennes bases navales de la Marine soviétique. En 2003, le gouvernement français a ainsi versé 40 millions d'euros à un fonds de soutien multilatéral visant à améliorer le situation environnementale de l'Europe septentrionale. Par ailleurs, dans le cadre du partenariat mondial du G8 de lutte contre les menaces, adopté au sommet de Kananaskis, la France a décidé en 2003 de développer

un programme d'assistance bilatérale, portant en particulier sur l'assainissement de la base de Grémikha.

**L'année 2003
marque le renforcement
de la coopération énergétique
entre la France et la Russie**

L'année avait commencé par l'adoption, à Paris, d'une déclaration franco-russe sur l'énergie, le 11 février 2003, en présence des deux présidents. Cette déclaration fixe les orientations de notre coopération dans le secteur stratégique de l'énergie.

Plus tard dans l'année, les deux Premiers ministres se sont rencontrés à Moscou, le 6 octobre 2003, au cours d'un séminaire intergouvernemental consacré en particulier à l'énergie. Ce séminaire a permis la signature de plusieurs accords industriels et des avancées notables pour notre coopération énergétique, dans la ligne des orientations fixées par MM. Poutine et Chirac.

Qu'il s'agisse d'hydrocarbures, d'énergie nucléaire, de production électrique ou de services dans le domaine de l'énergie, la voie d'un renforcement de la coopération entre la France et la Russie est maintenant bien balisée. Cette coopération est appelée à se renforcer dans les années qui viennent.



La Chine : nouvel acteur incontournable sur la scène internationale

La Chine connaît une croissance continue et rapide, de 8 % par an en moyenne ces cinq dernières années, après une croissance à deux chiffres dans les années quatre-vingt-dix. Cette croissance exponentielle doit répondre aux besoins importants de sa population et de son industrie, en matières premières et en hydrocarbures. Ce qui aura un impact majeur sur l'équilibre mondial et risque de bouleverser les échanges internationaux.

Après une décennie de forte croissance de la production de matières premières énergétiques et non énergétiques, et un développement des exportations chinoises vers l'occident, la Chine est passée brutalement au début des années 2000 du statut d'exportateur net à celui d'importateur net de métaux et d'hydrocarbures, devenant un des premiers consommateurs mondiaux. Cette situation devrait entraîner des changements profonds et structurels des marchés mondiaux des métaux et de l'énergie en déplaçant le centre de gravité des pays consommateurs vers l'Asie, ce qui crée ou risque de créer

des tensions sur les prix, et pourrait diminuer l'importance et le contrôle des places occidentales sur les marchés.

Cette évolution s'observe dans les principaux métaux de base, dont nous examinerons trois exemples, et dans les hydrocarbures.

Les métaux non-ferreux

La production totale des métaux non-ferreux en Chine atteignait 7,52 millions de tonnes en 2000 et 8,57 millions de tonnes en 2001, soit une croissance respective de 14,6 % et 14 %. Cette croissance rapide de la production et



de la consommation chinoises se reflète sur les marchés mondiaux, générant des hausses significatives, voire brutales, des exportations chinoises de métal, mais aussi des hausses importantes des importations.

Le cas du zinc

Le zinc illustre bien la croissance rapide de la Chine dans un secteur et la position prédominante qu'elle a su acquérir en quelques années sur le marché mondial.

La part de la Chine est passée de 6 % de la production mondiale en 1990 à 23 % en 2001, devenant ainsi le premier producteur mondial de zinc raffiné avec plus de 2 millions de tonnes, loin devant le second producteur, le Canada (660 000 t). Elle est aussi devenue en 2000 le premier producteur mondial de concentrés de zinc (issus de la production minière).

La Chine est également le premier consommateur mondial de zinc. La consommation chinoise de zinc raffiné (1,5 million de tonnes en 2001, 1,75 million de tonnes en 2002) représente 18 % de la consommation mondiale. Elle a connu une croissance continue depuis les années quatre-vingt, avec une forte accélération dans les années quatre-vingt-dix : + 174 % en 8 ans (de 1993 à 2001) !

Cette évolution rapide a bien sûr eu un impact important sur le marché mondial : jusqu'à la fin des années quatre-vingt, la Chine était un importateur net de zinc. Au milieu des années quatre-vingt-dix, elle est rapidement devenue un exportateur majeur de zinc métal et, dans une moindre mesure, de concentrés de zinc. L'année 2001 a connu un nouveau changement significatif. Alors que la Chine s'affirmait comme le premier exportateur mondial

de zinc raffiné, dépassant le Canada, elle devenait brutalement importateur net de concentrés de zinc (près de 350 000 tonnes), générant ainsi de fortes tensions sur les approvisionnements en concentrés.

La consommation chinoise devrait continuer à croître de 120 000 à 150 000 tonnes par an de 2003 à 2005 en raison des hausses de production prévues d'acier galvanisé.

Le cas du cuivre

La production chinoise de cuivre raffiné a augmenté en moyenne de 9 % par an de 1990 à 2001, soit trois fois plus vite que la moyenne mondiale. Elle a atteint 1,3 million de tonnes en 2000 (+27 %), 1,4 million de tonnes en 2001 (+7 %) et 1,6 million de tonnes en 2002 (+10 %). Dans le même temps, la production chinoise de concentrés croissait de 7 % en moyenne pour atteindre près de 600 000 t en 2000.

La consommation chinoise a connu sur la période une évolution comparable de 8,5 % en moyenne, soit 2,5 fois plus que la moyenne mondiale. Avec 2,7 millions de tonnes de cuivre raffinés consommés en 2002, la Chine est devenue le premier consommateur mondial de cuivre, devant les États-Unis. La Chine est ainsi devenue un importateur net de cuivre raffiné et de concentrés. La consommation chinoise devrait continuer à croître à un rythme comparable pour atteindre près de 3,5 millions de tonnes en 2005.

Mais le plus frappant est l'accroissement rapide des importations de déchets de cuivre, qui ont atteint 2,5 millions de tonnes en 2000, soit 115 fois plus qu'en 1990.

Pour faire face à une demande croissante, les fondeurs ont fortement accru leur production. Mais la production

minière n'a pas pu suivre (nombreuses petites mines, pauvreté des gisements), générant un accroissement des importations de concentrés, mais aussi un recours accru aux déchets cuivreux, qui représenteraient désormais environ 18 % des approvisionnements des fondeurs chinois.

En 2003, l'Asie est la seule région à avoir connu une augmentation de sa consommation de cuivre, essentiellement due à la hausse de l'ordre de 10 % de la demande chinoise, estimée à 3 Mt contre 2,7 Mt en 2002. La bonne tenue de la demande chinoise est un des facteurs ayant concouru à la hausse des cours du cuivre en 2003, dans la mesure où elle a été conjuguée à des baisses de production et à la constitution de stocks chez certains producteurs, confrontés depuis plusieurs années à un excédent structurel et à des cours particulièrement bas.

Le cas du nickel

Le cas du nickel est différent des précédents dans la mesure où la Chine ne dispose pas de réserves importantes de nickel. Elle n'exploite qu'un seul gisement important, celui de Jinshuan, qui a produit 53 000 tonnes en 2002. La production en 2003 est estimée à 65 000 tonnes et devrait continuer à augmenter progressivement pour atteindre environ 100 000 tonnes en 2010.

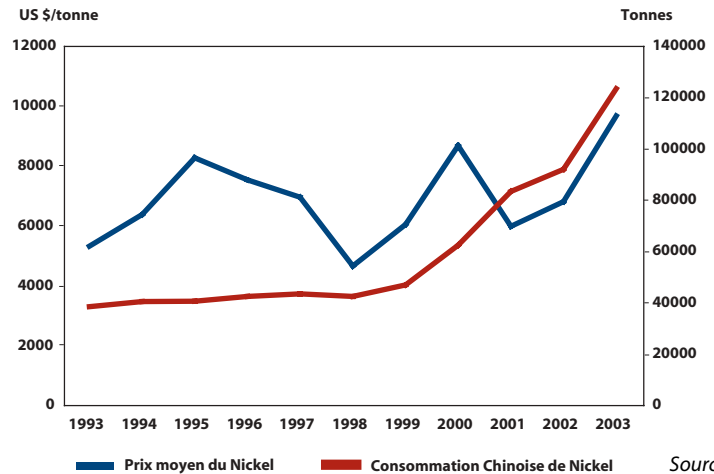
Malgré ces hausses de production, le marché chinois reste structurellement déficitaire. La consommation chinoise de nickel a augmenté de 9 % en moyenne annuelle de 1992 à 2002 pour atteindre 92 000 tonnes. Les prévisions tablent sur une croissance encore plus importante pour les années à venir, en raison des extensions de capacités de production d'inox prévues d'ici 2005,

notamment par Tisco et Baosteel. La consommation de nickel aurait atteint 123 000 tonnes en 2003 (+31 %) et pourrait atteindre 140 000 tonnes en 2004 (+16 %) et 160 000 tonnes en 2005.

Dans un contexte d'offre mondiale de nickel déficitaire, la forte hausse de la consommation chinoise a contribué (aux côtés de la hausse de la demande américaine) à la hausse spectaculaire du cours du nickel en 2003.

L'envolée des cours du nickel en 2003 reflète l'augmentation de la consommation de nickel par les producteurs d'inox. Selon l'ISSF, la production mondiale d'inox a augmenté de 10,3 % en 2003 pour atteindre 22,8 Mt. La production a augmenté dans toutes les régions, mais la plus forte hausse a été observée en Asie (+17,6 %), et plus particulièrement en Chine, où elle a augmenté de 56 % pour atteindre 1,8 Mt. Cette croissance s'est traduite par une hausse de 31 % de la demande chinoise de nickel estimée à 123 000 t en 2003. La demande supplémentaire

Nickel : évolution comparée du prix et de la consommation



Source : INSG

chinoise représente ainsi environ la moitié de la demande supplémentaire mondiale de nickel (+60 000 tonnes). Dans le même temps les producteurs de nickel n'ont été en mesure de fournir que 23 000 tonnes supplémentaires (en raison notamment de difficultés en Australie et au Canada), creusant ainsi le déficit de production existant depuis plusieurs années.

Toutefois, si la demande chinoise a jusqu'à présent entraîné essentiellement une hausse des importations de concentrés et de mattes, un recours massif à des importations de déchets d'inco n'est pas à exclure à court moyen terme.

Impact sur l'industrie française

On le voit, bien que la Chine soit riche en ressources minérales, la forte croissance de sa consommation intérieure génère des augmentations comparables de la production de métaux, qui entraînent tour à tour des hausses des exportations de métal, mais aussi des hausses brutales des importations de matières premières (concentrés et déchets). Celles-ci influent fortement sur les cours, aggravant ainsi la volatilité des prix des métaux, et génèrent parfois de fortes tensions sur les approvisionnements, comme par exemple pour les concentrés de zinc. L'industrie française et européenne du recyclage souffre d'une pénurie de déchets métalliques, attirés par la Chine et d'autres pays asiatiques (Inde, Corée). Ceci est particulièrement vrai pour l'industrie du cuivre, mais le phénomène déjà élargi à l'aluminium, pourrait bien s'étendre à l'inco.

Si la Chine s'avère un acteur incontournable du secteur des métaux non-ferreux, elle constitue aussi une formidable opportunité de développement de

nouveaux marchés pour les industriels occidentaux. L'augmentation continue par exemple de la production chinoise d'inco génère un fort accroissement de la demande en nickel, dont bénéficient les industriels occidentaux directement et/ou indirectement via la hausse des cours induite. Le marché chinois constitue un débouché d'importance croissante pour le nickel de Nouvelle-Calédonie. La SLN (Eramet), qui a su anticiper la conjoncture en prévoyant d'augmenter notablement sa capacité de production dès la mi-2004, devrait en bénéficier pleinement. Il devrait en être de même ultérieurement pour les deux projets greenfield « Goro » et « du Nord ».

Les hydrocarbures

Dans un marché énergétique difficile, la Chine devient le deuxième consommateur mondial.

L'année 2003 aura connu un prix élevé du brut qui est le résultat de la conjonction de plusieurs facteurs : de faibles stocks pétroliers industriels (particulièrement aux États-Unis), un contingement de l'offre Opep, une forte hausse de la demande pétrolière (et en particulier chinoise), des risques géopolitiques (Venezuela, Irak) et des fonds spéculatifs qui interviennent de plus en plus sur ce marché. Dans le même temps, la Chine est devenue le 2^e consommateur mondial avec 5,46 Mb/j⁽¹⁾ devant le Japon mais toujours loin derrière les États-Unis (20,31 Mb/j).

L'accélération du développement économique de la Chine fait peser des contraintes fortes sur son approvisionnement énergétique.

La Chine est très dépendante des pays producteurs d'hydrocarbures (dépen-

(1) Million de barils par jour.

(2) Les réserves prouvées de la Chine seraient de 18,4 milliards de barils d'huile (Gb) soit 2 350 Mt et 1 450 Gm³ (milliard de m³) de gaz et représentent 1,7 % du total mondial.

(3) Soit 91,12 millions de tonnes de pétrole brut et 28,24 Mt de produits raffinés en 2003, ce qui correspond à des hausses respectives de 31,3 % et 38,8 % par rapport à l'année précédente et autant que la consommation française. Pour ces importations la facture a atteint 16,5 milliards de dollars.

dance vis-à-vis du pétrole importé qui passerait de 35 % en 2002 à plus de 82 % en 2030). La Chine est passée, en quelques années, du statut de nation exportatrice nette de pétrole à celui d'importateur net d'hydrocarbures. **L'évolution de la demande** en pétrole de la Chine est particulièrement importante. Après une progression de près de 60 % sur la période 1982-1992 (de 1,66 Mb/j à 2,61 Mb/j), elle a plus que doublé entre 1993-2003 (5,46 Mb/j en 2003). Pour la seule année 2003, la croissance de la demande est estimée à 10 %, (0,5 Mb/j) ce qui correspond à 35 % de l'augmentation mondiale.

Au regard de sa taille, la Chine est médiocrement pourvue de ressources en d'hydrocarbures⁽²⁾ et la **production nationale** stagne depuis des années aux alentours de 3,3 à 3,4 Mb/j. En 2003 la Chine a **exporté** moins de 8,13 millions de tonnes de brut (+12,8 % par rapport à 2002).

Le plafonnement de la production nationale donne lieu, avec l'augmentation rapide de la demande, à la montée des **importations pétrolières** nettes de la Chine qui sont passées sur la période 1992-2002 de zéro à 1,5 Mb/j. Pour l'année 2003, elles se sont élevées à 2,3 Mb/j⁽³⁾. Les analyses de l'AIE prédisent une consommation en 2025 de 10,9 Mb/j couverte par 7,5 Mb/j d'importations. Pour 2004 les estimations indiquent que la consommation pétrolière augmenterait de plus de 5,9 % (1,5 % au niveau mondial) et cette croissance devrait dans les années à venir se stabiliser autour de 3 à 5 % par an.

Le Retournement de situation sur le marché du coke :

Le prix du coke sur le marché européen a plus que doublé en un an, passant de 80 €/tonne à plus de 160 €/tonne. Cette augmentation brutale traduit une situation de pénurie, fortement liée au coke chinois. Alors qu'il n'y a pas si longtemps, les producteurs chinois exportaient leur coke à des prix de dumping vers l'Europe, suscitant la mise en place dès juin 2000 d'un droit antidumping de 32,60 €/t, le prix du coke sur le marché européen a doublé en 2003, suite à un renchérissement et à une raréfaction du coke chinois. En effet, la forte croissance de la sidérurgie chinoise en 2003 a absorbé une grande partie du coke produit localement; les autorités chinoises ont renforcé le phénomène en réduisant notablement le nombre de licences d'exportations de coke accordées, et en annonçant la fermeture de milliers de petites cokeries utilisant des fours à ruches, jugés trop polluants. Cette conjoncture plus favorable pour les producteurs de coke européens a finalement permis le maintien de l'activité de la cokerie de Carling, cédée par les Houillères du Bassin de Lorraine à Rogesa, ce qui permettra de conserver plus de 800 emplois sur la plate-forme chimique de MoselleEst. Compte tenu de la hausse des prix et du risque de pénurie de coke pour les fondeurs européens, les mesures antidumping devraient être suspendues début 2004.

secteur gazier : un secteur en devenir qui nécessite de gros investissements.

En 2002, la consommation de gaz a atteint 32,8 Gm³, ce qui représente à peine 3 % du bilan énergétique total. Malgré les incitations fiscales et les investissements importants mobilisés par les autorités chinoises, ce chiffre est resté stable depuis les années 1980, loin derrière la moyenne asiatique (8,8 %) et mondiale (24 %). L'objectif visé est d'atteindre pour le gaz en 2010 une part de 7,1 %. Pour cela les autorités ont décidé de relancer l'exploration en mer de Chine orientale, de lancer la construction de nouveaux gazoducs reliant la Chine à la Russie et le Kazakhstan et de mettre en place de



nouvelles incitations, notamment fiscales, pour stimuler la consommation.

L'augmentation des importations d'hydrocarbures préoccupe à la fois les autorités chinoises, qui craignent de devenir dépendantes de telle ou telle puissance étrangère, mais aussi les analystes qui soulignent les implications géopolitiques de l'arrivée de la Chine dans le groupe des grands consommateurs énergétiques de la planète.

Désormais, les grandes évolutions de la demande pétrolière semblent être attendues en provenance de l'Asie. Ainsi, depuis 2004, la croissance de la demande chinoise, associée à l'action de l'Opep sur l'offre, est un des principaux facteurs d'augmentation du prix du baril de brut. À moyen terme, il y a des raisons pour envisager une augmentation des flux d'investissement en infrastructures énergétiques en direction de l'Asie au détriment des pays occidentaux. Enfin, l'augmentation de la

consommation en Asie va entraîner une réévaluation des prévisions et aura pour conséquence de rapprocher le « pic » de production d'hydrocarbures.



**L'OPA d'Alcan sur Pechiney:
la naissance du premier groupe mondial
d'aluminium**

Suite à l'offre publique d'achat lancée le 7 juillet 2003 sur le capital du groupe Pechiney, le groupe canadien Alcan a annoncé le 8 janvier 2004 qu'il détenait le contrôle de 97,9 % des actions et des droits de vote du groupe Pechiney. Ce rapprochement franco-canadien a donné naissance au premier groupe mondial de production d'aluminium et d'emballage. Cette opération avait été autorisée le 6 septembre 2003, au titre de la loi sur les investissements étrangers en France.

Après l'avoir jugée inamicale dans un premier temps, le groupe Pechiney indiquait le 12 septembre 2003 qu'il approuvait et recommandait à ses actionnaires d'accepter l'offre améliorée d'Alcan. Le 29 septembre 2003, les autorités de la concurrence de la Commission européenne donnaient leur accord, assorti d'un certain nombre de conditions, pour la réalisation de cette opération.

Tout au long de ce processus, Alcan a affirmé sa volonté d'assurer la pérennité des activités du groupe Pechiney. Il a notamment confirmé que son projet n'incluait pas de fermetures de sites industriels, ni de changements significatifs des effectifs industriels de Pechiney en France, autres que ceux qui avaient déjà été annoncés

par le groupe Pechiney avant le lancement de l'offre publique d'achat.

Alcan s'est engagé à conserver aux équipes de Pechiney une place essentielle au sein du nouveau dispositif. En particulier, le centre de recherche et développement dans le domaine de l'électrolyse et des technologies de cuve du nouvel ensemble restera établi en France, autour de l'équipe actuelle de Pechiney. Il maintiendra également sur le territoire national l'ensemble des activités de recherche et de développement concernant l'aéronautique, l'espace et la défense. Alcan a, en outre, confirmé la localisation en France de ses sièges opérationnels mondiaux pour les activités d'emballage et européen pour l'aluminium primaire. Par ailleurs, le siège social de Pechiney sera maintenu à Paris et les deux groupes ne seront pas fusionnés avant cinq ans.

Toutefois, afin de satisfaire les règles de la concurrence du marché commun, Alcan devra, dans un délai d'un an, soit céder la totalité de ses participations détenues en Allemagne dans le laminoir de Norf et dans les usines de Göttingen et Nachterstadt, soit céder en France le laminoir de Neuf-Brisach et l'usine de Rugles et éventuellement celle d'Annecy. Pour répondre à cette exigence, Alcan s'est engagé auprès de la Commission européenne à ne rechercher que des acquéreurs ayant la capacité d'assurer durablement la continuité des activités concernées.

La relance du partenariat énergétique euro-méditerranéen en 2003

L'année 2003 a vu une relance notable du partenariat euro-méditerranéen dans le domaine de l'énergie grâce à l'action volontariste des deux présidences grecque et italienne de l'Union européenne.

Ainsi, deux conférences ministérielles consacrées à l'énergie ont eu lieu successivement, la première à Athènes le 21 mai 2003, la seconde à Rome les 1^{er} et 2 décembre 2003. Ce rythme inhabituel tend à souligner la volonté politique des deux présidences de donner une impulsion décisive à ce partenariat, à lui conférer un point de non-retour et à en accroître la crédibilité vis-à-vis des onze partenaires méditerranéens (Algérie, Autorité palestinienne, Chypre, Égypte, Israël, Jordanie, Malte, Maroc, Syrie, Tunisie, Turquie, la Libye n'ayant qu'un statut d'observateur).

Ce partenariat euro-méditerranéen dans le domaine de l'énergie avait connu une phase de ralentissement puisque la dernière conférence remontait au 13 mai 1998 sous présidence britannique. Il s'agissait de montrer que simultanément à l'élargissement de

l'Union européenne vers les pays d'Europe centrale et orientale, la dimension euro-méditerranéenne de la politique de l'Union européenne n'était pas oubliée, mais bien au contraire réactivée.

Bien entendu, les deux présidences ont dû affronter au sein des instances communautaires une moindre sensibilité méditerranéenne des pays nordiques. La France, pour sa part, a soutenu les deux présidences pour surmonter bien des réticences liées à des craintes devant de possibles développements institutionnels qui auraient entraîné de nouveaux coûts budgétaires. La France a toujours en effet considéré que le partenariat euro-méditerranéen revêtait un caractère stratégique dans la politique extérieure de l'Union européenne pour favoriser le rapprochement avec les peuples et les économies de la rive sud de la Méditerranée.

Les deux conférences ministérielles bien articulées l'une à l'autre ont mis l'accent sur des orientations politiques qui ont recueilli un large consensus.

L'accord politique a été mis sur l'accélération de l'ouverture des marchés de l'énergie dans les pays de la rive sud de la Méditerranée.

L'Union européenne est engagée depuis 1996 dans un mouvement d'ouverture et de libéralisation de ces marchés qui sont en voie d'intégration progressive. Il est donc souhaitable que les pays méditerranéens connaissent également une évolution parallèle qui respecte bien entendu les particularités qui sont les leurs c'est-à-dire leur propre histoire, leur dynamisme de développement des marchés énergétiques qui n'est pas tout à fait le même entre un marché européen globalement plus mûre en terme de croissance et un marché méditerranéen de l'énergie connaissant une phase significative de croissance.

Ces deux conférences ont mis l'accent sur l'achèvement des anneaux méditerranéens de l'électricité et du gaz. Dans un contexte où la satisfaction de la demande en électricité reste à la merci du retard dans les investissements à réaliser, les interconnexions internationales peuvent être un excellent moyen de compenser des situations momentanément déficitaires dans un pays par des excédents en provenance d'un autre mieux doté.

On a donc insisté sur les complémentarités entre parcs de production à la fois dans le sens nord sud mais également sud sud. Une boucle méditerranéenne de l'électricité apporte une garantie supplémentaire en matière de sécurité d'approvisionnement.

Les deux conférences ont patronné également dans un souci d'intégration

régionale des rapprochements significatifs dont le plus emblématique concerne bien entendu l'accord cadre concernant le secteur de l'électricité signé le 30 octobre 2003 à Jérusalem entre l'Autorité palestinienne et Israël.

Les prémisses de cet accord avaient été posées lors de la conférence d'Athènes en mai et la perspective d'une seconde conférence euro-méditerranéenne à Rome en décembre, a constitué un contexte favorable qui a permis de déboucher sur cet accord inattendu et inespéré compte tenu de la situation de conflits dans cette partie du bassin méditerranéen. Cet accord illustre bien le fait souvent vérifié que l'énergie unit et réunit.

D'autres dynamismes régionaux de rapprochement sont également en cours. Il en est ainsi du gazoduc arabe qui réunit pour l'instant l'Égypte à la Jordanie et dont la première phase a été inaugurée le 27 juillet 2003.

Un deuxième tronçon de ce gazoduc entre Akaba et la frontière jordano-syrienne sur 393 km, pour un coût d'un milliard de dollars, a été programmé. Cette réalisation en cours représente un réel succès politique et revêt une valeur exemplaire qui montre que plusieurs pays du Proche Orient peuvent conjuguer leurs efforts pour conduire une réalisation d'une grande infrastructure commune.

Cette relance du partenariat euro-méditerranéen a accompagné et soutenu ces efforts de rapprochements qui montrent qu'au delà des tensions régionales, il existe des espaces de négociation et de coopération.

Ainsi, le secteur de l'énergie constitue l'un des champs d'actions les plus prometteurs du processus euro-méditerranéen dans son objectif de rapprochement des économies du pourtour méditerranéen. ■

2003 : une année exemplaire dans la relation énergétique franco-algérienne

L'année de l'Algérie en France a été ponctuée de temps forts. Grâce à la dynamique instaurée par la visite d'État du président de la République française à Alger en mars, la relation énergétique entre les deux pays s'est renforcée par des échanges de visites ministérielles tout au long de l'année, malgré le drame qui a endeuillé l'Algérie.

Aussi paradoxal que cela puisse paraître, alors que l'énergie constituait depuis l'indépendance le socle de la relation bilatérale, il n'existait pas d'instance appropriée pour la coopération institutionnelle dans ce secteur stratégique.

La tenue d'un groupe de travail régulier permet tout d'abord de procéder à des échanges de vues sur des grands thèmes de politique énergétique. On peut également vérifier dans ce cadre si des convergences apparaissent entre les deux pays, ce qui permet de mieux coordonner leur action dans les instances internationales, sans compter bien entendu l'intérêt de faire un point exhaustif sur les relations anciennes et solides dans le secteur de l'énergie.

Dans ce contexte, Total a célébré en 2003 le cinquantenaire d'une présence ininterrompue sur le sol algérien y compris dans des périodes récentes difficiles. Le groupe occupe ainsi le premier rang des producteurs étrangers, et cette position a été récemment confortée par l'attribution en 2003 d'un permis de recherche et d'exploration portant sur quatre blocs situés à Bechar, dans le sud algérien.

(1) GNL :
Gaz naturel
liquéfié.

Gaz de France, de son côté, entretient avec Sonatrach des relations qui dépassent la simple relation client-fournisseur. L'Algérie fournit près de quart de nos approvisionnements en gaz naturel, soit 10 Gm³.

Le partenariat qui s'est instauré sur tous les segments de la chaîne gazière a notamment eu pour effet cette année la commercialisation en commun de 0,6 Gm³ de GNL⁽¹⁾ sur les marchés d'Extrême-Orient et d'Amérique du Nord. En 2003 également est entré en vigueur le contrat de recherche et d'exploration sur le permis de Touat, dans le sud-ouest algérien, qui permet à Gaz de France de devenir opérateur sur 75 % du projet.

Il convient de mentionner, enfin, le rôle de longue date joué par l'Institut français du pétrole en matière de formation diplômante ou continue, et qui remplit un rôle de consultant en ingénierie auprès de la Sonatrach.

Le bilan de l'année de l'Algérie en France se traduit par une augmentation du dialogue politique et de la coopération entre les deux pays, qui viennent conforter une coopération industrielle de très bon niveau. ■

La conférence ministérielle de l'Agence internationale de l'énergie des 28 et 29 avril 2003

L'Agence internationale de l'énergie a tenu à Paris, du 28 au 29 avril 2003, une conférence ministérielle qui réunit ses 26 États membres conformément au rythme bisannuel qui est le sien.

Pour alimenter la discussion, les ministres disposaient de cinq thèmes :

- le marché pétrolier face aux risques conjoncturels ;
- les nouvelles dimensions de la sécurité énergétique ;
- le défi des investissements ;
- l'élargissement des objectifs communs de l'Agence au reste du monde ;
- les perspectives de l'énergie durable.

Comme cette conférence ministérielle se tenait juste quelques semaines après la fin du conflit en Irak, c'est le premier thème qui a donné lieu au débat le plus nourri. Ainsi, un bilan très positif de la concertation très étroite entre les pays producteurs et les pays consommateurs d'hydrocarbures a été dressé.

En effet, les ministres se sont plu à souligner le rôle très important joué par l'Agence et son directeur exécutif, M. Claude Mandil, pour faire face à la situation difficile née de la guerre en Irak.

Si le marché pétrolier mondial n'avait pas connu à cette occasion de perturbations excessives, c'était en grande partie grâce aux contacts réguliers et confiants que le directeur exécutif de l'Agence avait su établir tant avec le secrétariat de l'Opep et son secrétaire général, M. Sylva Calderon qu'avec le président de l'Opep, le ministre qatari de l'Énergie, M. Abdula Bin Hamad Al Attiyah.

La principale leçon de ces événements était que le dialogue entre les pays producteurs et les pays consommateurs avait bien fonctionné dans une situation de crise internationale pour garantir l'approvisionnement du marché pétrolier mondial et éviter un dérapage trop marqué du prix du pétrole.

Dans ces conditions, l'Agence n'avait pas eu à mettre en œuvre son plan d'urgence qui prévoyait un recours aux stocks.



2003, une année internationale

La conférence ministérielle de l'Agence internationale de l'énergie des 28 et 29 avril 2003

Les Pays membres de l'Agence internationale de l'énergie

Allemagne	Irlande
Australie	Italie
Autriche	Japon
Belgique	Luxembourg
Canada	Norvège
Corée	Nouvelle-Zélande
Danemark	Pays-Bas
Espagne	Portugal
États-Unis	République Tchèque
Finlande	Royaume-Uni
France	Suède
Grèce	Suisse
Hongrie	Turquie

La stratégie du dialogue conduite par l'Agence et légitimée a posteriori par les ministres a constitué indiscutablement un temps fort de cette conférence ministérielle.

La conférence a été également marquée par la présence en tant que personnalité invitée du ministre russe de l'Énergie, M. Youssouпов, qui, après son exposé, a répondu aux questions très directes des participants portant notamment sur le climat des investissements dans son pays, le régime fiscal des contrats de partage de production et les perspectives à moyen terme de la production et du développement des ressources en hydrocarbures.

Le ministre russe a voulu tirer parti de cette conférence ministérielle et qu'elle soit une tribune afin de souligner le retour de la Russie sur le marché pétrolier mondial puisque la production pétrolière russe est désormais égale à celle de l'Arabie Saoudite (8 millions de b/j).



L'action internationale dans les domaines de la sûreté et de la sécurité nucléaires

L'année 2003 a été marquée par une forte participation de la DGEMP à la préparation et à la mise en œuvre de la présidence du G8, assurée de manière tournante, et cette année par la France.

La DGEMP dirige la délégation française au groupe de travail sur la sûreté nucléaire du G7 (Nuclear Safety Working Group – NSWG), mis en place en 1992 et qui a connu un changement majeur cette année avec la transformation en groupe sur la sûreté et la sécurité nucléaires du G8 (Nuclear Safety and Security Group – NSSG).

La Russie souhaitait en effet depuis plusieurs années intégrer le groupe de travail du G7 ; la décision de principe avait été prise au sommet du G8 à Kananaskis (Canada) en 2002, mais il restait à finaliser le mandat du nouveau groupe à huit. La DGEMP a ainsi

conduit entre janvier et juin les négociations entre délégations des huit pays aux intérêts et souhaits divers mais dont l'objectif premier était de s'assurer que la Russie donnerait bien toute garantie en matière de sûreté et de sécurité nucléaires.

Un corps commun de principes a ainsi été adopté par les Huit sur la nature et le mandat défini en avril 2003, permettant la création formelle du groupe de travail lors du sommet d'Évian en juin 2003. Le NSSG ainsi constitué a pu démarrer ses activités, centrées en partie sur la Russie qui a organisé un séminaire en juin à Moscou



sur un projet de nouveau réacteur (Kursk 5). La délégation française a ensuite coprésidé avec la délégation russe un séminaire destiné à assister l'autorité de sûreté russe à faire face à un nouveau cadre législatif visant à remettre à jour l'ensemble de ses réglementations techniques (septembre et décembre 2003).

La délégation française a organisé un séminaire à Paris en octobre 2003, avec l'Agence internationale pour l'énergie atomique (AIEA) et l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) consacré à l'impact de la libéralisation des marchés sur la sûreté nucléaire. Les principaux opérateurs (EDF, British Energy, Rosenergoatom) des pays du G8, ainsi que les autorités de sûreté, avaient été conviés.

La DGEMP a eu également un rôle très actif dans un autre programme du G8, le partenariat de lutte contre les menaces, adopté en 2002 à Kananaskis et qui entend mobiliser 20 milliards de dollars, afin de combattre dans les pays de l'ex-URSS les risques de prolifération et de détournement de matières bactériologiques, chimiques et nucléaires, ainsi qu'un volet sûreté nucléaire. La priorité affichée du partenariat vise à aider la Russie à sécuriser et à démanteler ses sous-marins nucléaires laissés à l'abandon pendant de nombreuses années dans le nord-ouest de son territoire (mer de Barents, presqu'île de Kola) et sur le Pacifique, problème également à l'origine d'une pollution grave pour l'environnement.

La France ayant annoncé un engagement de 750 millions d'euros sur dix ans sur le partenariat, sa première action a été de définir un programme bilatéral avec la Russie dans les domaines nucléaire, chimique et bactériologique. La DGEMP a contribué à l'élabora-

tion de ces projets et a conclu pour l'État avec le CEA une convention permettant leur mise en œuvre.

Parallèlement, elle a mis en place les procédures budgétaires avec la DPMA et la direction du Budget pour le financement de ces actions et elle a proposé un arrangement diplomatique avec la Russie, en liaison avec le Quai d'Orsay, pour commencer la coopération avec la couverture juridique adaptée.

La DGEMP a également contribué au lancement d'un accord de coopération bilatéral sur la sûreté nucléaire entre EDF et son homologue russe dans le domaine nucléaire, Rosenergoatom, conclu le 6 octobre 2003 en marge du séminaire intergouvernemental franco-russe.

À côté du lancement de ces actions bilatérales, la France a contribué à un investissement français dans le fonds multilatéral créé par l'Union européenne pour faire face au problème des sous-marins russes (et, plus généralement, aux questions environnementales en Russie), issu du NDEP (Northern Dimension Environmental Partnership). Le gouvernement français a ainsi décidé d'investir 40 millions d'euros dans ce fonds, ce qui fait de la France aujourd'hui le premier contributeur à égalité avec la Commission européenne et devrait lui permettre d'assurer la présidence du comité opérationnel en charge des questions des sous-marins russes dans les prochaines semaines.

2003, année de la reprise du nucléaire dans le monde ?

2003 sera-t-elle l'année de la reprise du nucléaire dans le monde ? Les exemples de la Finlande et de la Chine, qui ont marqué le monde du nucléaire en 2003, sembleraient confirmer ce pronostic.

La Finlande a mis fin à dix années de « pause » du nucléaire en Europe et a créé l'événement en 2003 en signant le contrat pour la construction du 1^{er} réacteur en Union européenne depuis 1993. Après un appel d'offres lancé en septembre 2002, l'électricien privé TVO a, le 16 octobre 2003, présélectionné l'EPR (European Pressurized water Reactor) proposé par le groupe Aréva, qui devait affronter la concurrence des projets américain (General Electric) et russe (Atomenergostroy). Le contrat a été signé le 18 décembre 2003.

En Chine, le Conseil d'État a décidé le 28 janvier 2003 de construire quatre nouvelles tranches nucléaires. Les responsables des principales entreprises françaises du secteur nucléaire se sont rendus en Chine en novembre 2003 pour des consultations avant le lancement de l'appel d'offres qui devrait intervenir au cours du 1^{er} trimestre 2004. Au-delà de ces quatre tranches, la Chine envisage un programme élec-

tronucléaire important de l'ordre de 20 à 30 nouvelles tranches d'ici à 2020 pour arriver à 4 % d'électricité d'origine nucléaire.

En France, le sujet a été largement débattu dans le cadre du débat sur les énergies. Deux des trois sages mandatés pour le suivi de ce débat, ainsi que le parlementaire en mission, Monsieur Jean Besson, se sont prononcés en faveur d'une décision de lancement rapide d'un EPR en France. Nicole Fontaine indiquait pour sa part qu'elle faisait sienne cette analyse et qu'elle proposerait au Premier ministre de décider en ce sens. Le président d'EDF a clairement exprimé le 4 décembre 2003 le choix de relancer le nucléaire en France, en expliquant que l'Hexagone n'était pas isolé dans cette voie que sont tentés de suivre plusieurs autres pays.



Une politique énergétique tournée vers l'avenir

Du débat à la loi d'orientation : une politique durable de l'énergie

Aborder la question de l'énergie, c'est aborder le problème du développement durable en son centre névralgique. La politique énergétique d'un pays comme le nôtre ne pouvait donc évidemment pas échapper à un réexamen à la lumière des projections les plus récentes tant sur la menace de l'accroissement des gaz à effet de serre (GES) dans l'atmosphère que sur l'épuisement des réserves d'énergie fossile.

À l'instigation de Madame Fontaine, a été organisé au cours du premier semestre 2003, un grand débat national sur les énergies. Il a permis de dégager un très large consensus sur deux nécessités impérieuses : maîtrise de la consommation et diversification du bouquet énergétique (voir le site internet de la DGEMP : www.industrie.gouv.fr/energie).

Ensuite une consultation de l'ensemble du public s'est faite sur la base d'un livre blanc qui a fait l'objet d'une concertation, aussi bien auprès des différents acteurs institutionnels que des organisations professionnelles et syndicales.

Quatre objectifs prioritaires, largement partagés, ont été assignés à la politique énergétique :

- contribuer à la compétitivité économique de notre pays ;
- participer à la lutte contre l'effet de serre, qui vise la division par quatre de nos émissions de GES d'ici 2050, un objectif ambitieux mais nécessaire ;
- préserver notre sécurité d'approvisionnement énergétique ;
- enfin, garantir un véritable droit à l'énergie pour tous nos concitoyens à un prix compétitif et sur l'ensemble du territoire.

Pour atteindre ces objectifs, trois leviers principaux, indissociables, ont été retenus :

- la diversification du bouquet énergétique et la maîtrise de l'énergie ;
- le développement des énergies renouvelables ;
- le maintien de l'option nucléaire ouverte.



La maîtrise de l'énergie

L'objectif affiché pour notre pays est de retrouver en 2015 une baisse moyenne du taux global d'intensité énergétique (qui est le rapport entre la consommation énergétique finale et le PIB) équivalente à 2 % par an contre seulement 0,8 % au cours des 20 dernières années.

Cette maîtrise de l'énergie passe évidemment en premier lieu par des changements de comportements : il faut aller vers des pratiques de consommation énergétique plus responsables et davantage conscientes du coût collectif lourd qu'elles induisent. Tous les moyens doivent être mobilisés : la sensibilisation du public et l'éducation, la fiscalité, et l'utilisation de nouveaux outils.

Dans le secteur de l'habitat, la priorité doit bien sûr être donnée à la rénovation de l'ancien (qui représente 14 millions de logements, et donc un gisement d'économies d'énergie considérables).

À cette fin, le dispositif des certificats

d'économie d'énergie devrait se révéler très efficace. Il pourrait être lancé progressivement à partir de 2005 et, pour une première période de trois ans, les grands fournisseurs d'énergie pour le résidentiel et le tertiaire devront respecter des objectifs d'économies d'énergie.

Dans le secteur industriel, du fait du progrès technologique, la consommation d'énergie a connu de 1973 à 2001 une baisse de 20 % (de 48 Mtep à 38,3 Mtep). C'est d'autant plus méritoire que le PIB a continué à croître sur la période. Cette démarche se poursuivra, et sera amplifiée, dans le cadre de la mise en œuvre du système communautaire d'échange de quotas à travers le plan national d'allocation de quotas pour les secteurs industriels. Pour anticiper la mise en œuvre du dispositif européen, des industriels et des fédérations grandes consommatrices d'énergie (papier, verre, ciment) ont d'ailleurs créé fin 2002, avec le soutien des ministères de l'Industrie et de l'Écologie, l'Aeres (Association des entreprises pour la réduction de l'effet de serre).

Dans les transports, la situation est beaucoup plus inquiétante. Ils sont à l'origine de 25 % des consommations d'énergie et du tiers des émissions de CO₂, constituant ainsi le secteur le plus émissif. Ils connaissent de surcroît une forte croissance très préoccupante. Il n'existe toutefois pas, à court terme, de solutions technologiques immédiatement disponibles pour diminuer fortement les consommations unitaires. Dans ces conditions, et afin de préserver l'avenir en infléchissant la tendance à la hausse, il faudra à la fois réduire autant que possible les émissions unitaires des véhicules, favoriser une organisation urbaine limitant les déplacements et développer le rail et la voie d'eau au détriment de la route.

La diversification du bouquet énergétique

Une autre voie pour l'avenir est bien sûr celle de la diversité énergétique. À cette fin, il s'agit d'assurer le développement des énergies renouvelables électriques, tout en tenant compte de la spécificité et de la maturité de chaque filière (hydraulique, éolien terrestre et off-shore, biomasse, photovoltaïque). L'objectif indicatif de la directive européenne est de porter la production intérieure d'électricité d'origine renouvelable à 21 % de la consommation intérieure d'électricité totale d'ici 2010. Cet objectif, qui repose sur un engagement européen, pourrait être inscrit dans la loi française. Un nouvel objectif pour 2020 sera par ailleurs défini d'ici 2010 en fonction du développement de ces énergies.

Alors comment atteindre ces objectifs ? Nous devons préserver l'utilisation du potentiel hydraulique actuel et favoriser la microhydraulique, l'éolien terrestre et off-shore (en mer) qui constituent les filières les plus opérationnelles. Il conviendra d'encourager en parallèle la poursuite de la maturation technologique des autres filières. En outre, et afin de donner une visibilité suffisante aux filières industrielles concernées, le gouvernement continuera de s'appuyer sur le dispositif de soutien financier fondé sur les obligations d'achat et les appels d'offres (institués par la loi du 10 février 2000). Deux appels d'offres ont déjà été lancés pour l'éolien et la biomasse. Mais il faut aussi rendre ces projets acceptables par les citoyens. Le projet de loi pourra prévoir l'élaboration d'un schéma régional de développement des énergies renouvelables pour évaluer leur potentiel et faire des choix de répartition des efforts régionaux.

Les énergies renouvelables thermiques, au premier rang desquelles figure l'utilisation du bois, première énergie renouvelable française, représentent les deux tiers de la consommation nationale d'énergies renouvelables. La valorisation énergétique de la biomasse, des déchets et du biogaz est donc une priorité de l'État qui vise à l'horizon 2015 un objectif global d'augmentation de 50 % de la production de chaleur d'origine renouvelable. Les actions visant à substituer à un combustible non renouvelable comme le fioul ou le gaz du bois de l'énergie solaire ou toute autre source d'énergie renouvelable thermique seront encouragées. En plus des subventions ou de la fiscalité favorable, l'adoption par les collectivités locales de règles d'urbanisme adéquates contribueront à ce développement. Les aides financières de l'Ademe⁽¹⁾ dans le domaine de l'énergie seront orientées en priorité vers le développement des énergies renouvelables productrices de chaleur.

L'importance de la recherche doit être rappelée, non seulement pour le bon développement des énergies renouvelables, mais aussi pour celui de la maîtrise de l'énergie.

Or, force est de constater que la recherche européenne dans le domaine de l'énergie apparaît aujourd'hui insuffisante et faiblement relayée par la recherche privée par rapport à celle menée aux États-Unis et au Japon. Compte tenu de l'importance relative des secteurs concernés et de la position de la recherche française dans ces secteurs, la politique de recherche devra donc permettre à la France d'ici 2015 de conserver ou d'acquérir une position de premier plan notamment dans les secteurs suivants (sans exclusive) :

- l'efficacité énergétique dans les usages

(1) Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie



finals dans les secteurs des transports, de l'habitat tertiaire et de l'industrie ;

■ les carburants de synthèse issus de la biomasse ;

■ le nucléaire avec la poursuite des efforts de recherche sur le traitement des combustibles usés et la réussite de la génération 4 ;

■ la capture et la séquestration du CO₂ dans des conditions économiquement acceptables ;

■ enfin, l'introduction de nouveaux vecteurs d'énergie comme l'hydrogène utilisé avec la pile à combustible.

Le maintien de l'option nucléaire ouverte

Lorsque les centrales nucléaires arriveront progressivement en fin de vie et à l'horizon 2020, une trentaine de centrales auront plus de 40 ans à partir de cette date, soit approximativement la moitié du parc actuel. La France devra être en mesure de pouvoir réellement décider de remplacer ou non tout ou partie du parc par un nouveau parc nucléaire.

À cette fin, les technologies nécessaires devront être disponibles au moment du renouvellement du parc. La prochaine programmation pluriannuelle des investissements de production électrique, dont l'horizon sera 2015, devrait donc tenir compte de la nécessité de conserver l'option nucléaire ouverte et prévoir la construction prochaine d'un démonstrateur de nouvelle génération. Un tel démonstrateur est en effet indispensable, compte tenu de l'importance des évolutions technologiques, d'une part du point de vue de la sûreté et, d'autre part, pour optimiser techniquement et financièrement le déploiement ultérieur des nouvelles centrales. Par ailleurs, à l'horizon de sa mise en service, sa production contribuera à l'équilibre offre-demande.

L'État poursuivra par ailleurs à travers le CEA⁽²⁾ et dans le cadre d'une coopération internationale la recherche sur les réacteurs de 4^e génération avec un objectif de déploiement d'une série industrielle à l'horizon 2040-2045. Une expérience éprouvée de la technologie nucléaire, et la capacité de prendre des décisions éclairées le moment venu, sans risquer une impasse énergétique par imprévoyance, sont là aussi des éléments importants pour une politique énergétique durable.

Tels sont les axes qui sous-tendront le projet de loi d'orientation sur les énergies que le gouvernement entend soumettre à l'approbation du parlement dans le courant de l'année 2004.

(2) CEA :
Commissariat à
l'énergie atomique

Développement des énergies renouvelables : quelle production d'électricité ?

La France s'est donné un objectif de consommation d'électricité d'origine renouvelable à hauteur de 21 % de sa consommation totale d'électricité en 2010, contre 15 % en 1997. Pour l'atteindre, elle doit intensifier l'exploitation de son potentiel hydraulique et développer de nouvelles sources, notamment l'éolien et la biomasse. Des enjeux de compétitivité industrielle et d'emploi sont également associés, pour notre pays, à la croissance très forte du marché des énergies renouvelables, soutenue par les engagements de nos partenaires de l'Union européenne.

L'arrêté sur la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité du 7 mars 2003 définit des objectifs de puissance par filière renouvelable qu'il faut installer d'ici le 1^{er} janvier 2007, afin d'être en mesure de respecter les engagements nationaux à l'horizon 2010.

Pour atteindre ces objectifs, deux types de mesures sont prévus au titre des articles 8 et 10 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité :

- l'obligation d'achat de l'électricité produite par filière renouvelable dans des installations de puissance inférieure à un seuil de 12 MW ;
- des appels d'offres à l'initiative du ministre chargé de l'Énergie.

L'obligation d'achat

En application de l'article 10 de la loi du 10 février 2000 sur le service public de l'électricité et du décret du 10 mai 2001, les directions régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement délivrent un certificat aux producteurs souhaitant bénéficier de l'obligation d'achat de l'électricité qu'ils produisent. Ce certificat atteste que le projet remplit tous les critères de l'obligation d'achat (technique de production, puissance installée inférieure au seuil maximum,...).

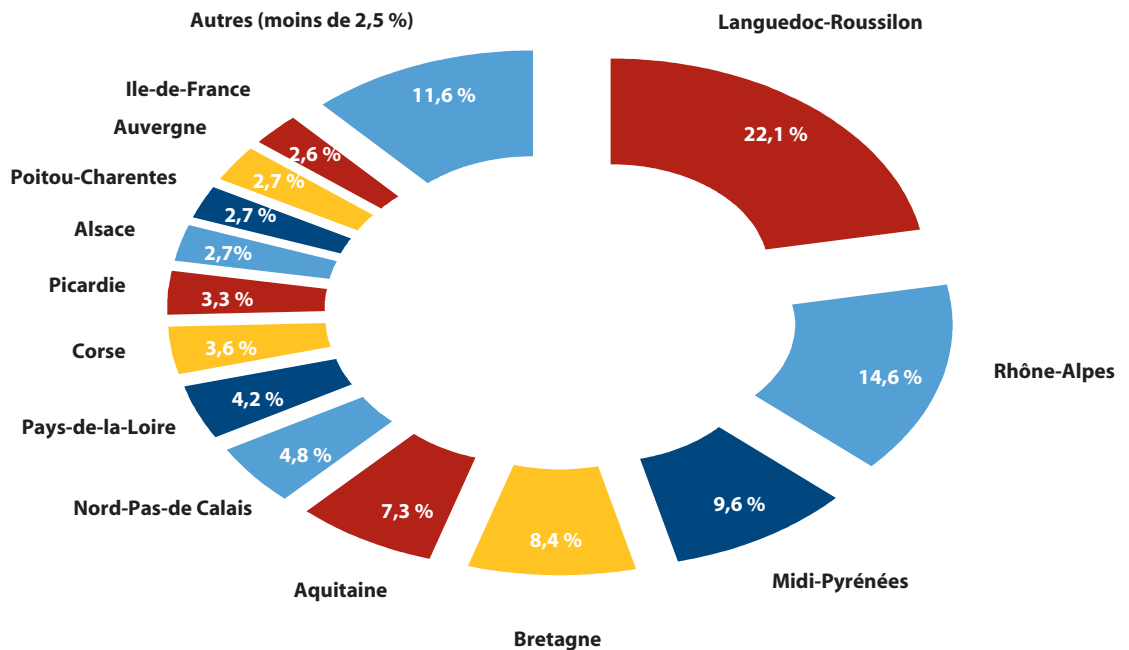
Enfin, il convient de souligner que la demande de certificats ouvrant droit à l'obligation d'achat intervient souvent très en amont lors de la préparation des projets de construction de nouvelles installations. Un titulaire de certificat peut donc décider de ne pas mener à



Une politique énergétique tournée vers l'avenir

Développement des énergies renouvelables : quelle production d'électricité ?

Distribution géographique des puissances projetées



bien le projet correspondant, par exemple parce qu'il n'aurait pas obtenu son permis de construire dans le cas d'une installation éolienne. Ainsi, il y a une différence entre la puissance qui sera réellement installée et la puissance résultant de la somme des puissances des certificats ouvrant droit à l'obliga-

tion d'achat (dénommée puissance projetée).

1 382 certificats ont été délivrés entre le 10 février 2000 et le 31 décembre 2003 (hors transferts de certificats), représentant une puissance installée projetée de 1710 MW.

Répartition pour les principales régions des puissances projetées par filière

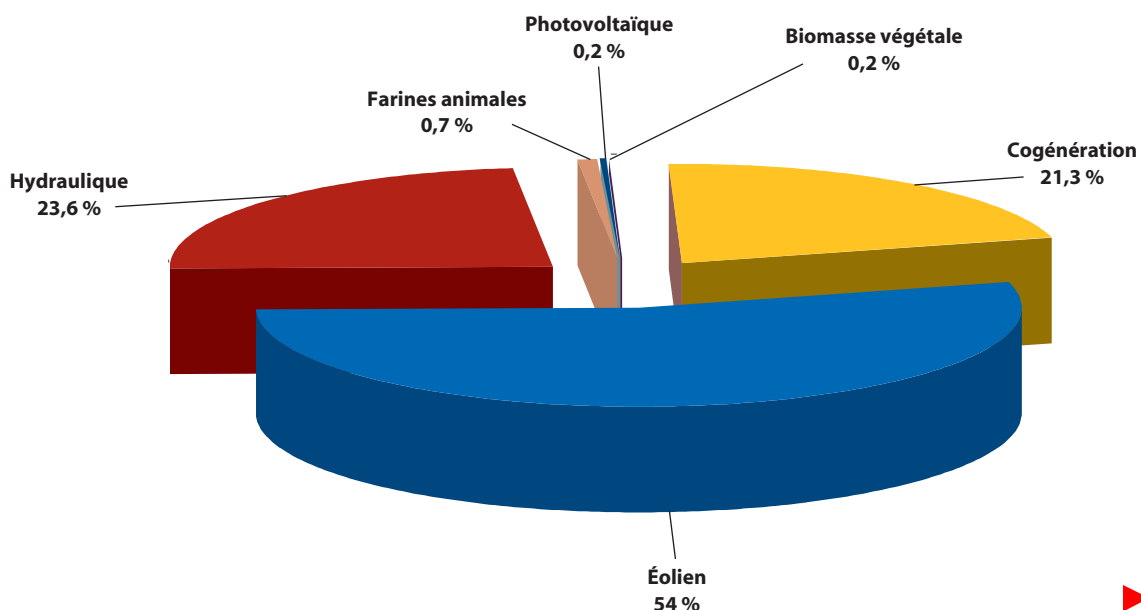
Éolien	Hydraulique	Cogénération	Photovoltaïque
Languedoc-Roussillon : 265 MW	Aquitaine : 89,4 MW (dont SHEM)	Rhône-Alpes : 47 MW	Rhône-Alpes : 278 certificats
Rhône-Alpes : 140 MW	Midi-Pyrénées : 76,8 MW (dont SHEM)	Alsace : 44,9 MW	Réunion : 99 certificats
Bretagne : 94,7 MW	Languedoc-Roussillon : 76,7 MW (dont SHEM)	Ile-de-France : 44,4 MW	Pays-de-la-Loire : 75 certificats
Midi-Pyrénées : 66,8 MW	Rhône-Alpes : 45,9 MW	Bretagne : 35,5 MW	Antilles : 72 certificats
Nord-Pas-de-Calais : 65,6 MW	Lorraine : 21,8 MW	Pays-de-la-Loire : 35,1 MW	PACA : 62 certificats
Corse : 54,2 MW	PACA : 17,2 MW	Aquitaine : 33,4 MW	Languedoc-Roussillon : 61 certificats

Bilan des certificats délivrés avant le 31 décembre 2003

Filière de production	Nb	Puissance projetée (MW)	Puissance de l'installation	Nb	Puissance projetée (MW)
Cogénération	117	359,7	< 100 kW	958	6,6
Éolien	126	910,8	≥ 100 kW et < 1MW	135	56,5
Hydraulique	255	398,3	≥ 1 MW et < 4,5 MW	148	335,7
Méthanisation	1	0,020	≥ 4,5 MW et < 10 MW	82	630,7
Biomasse végétale	1	3,5	≥ 10 MW et ≤ 12 MW	59	657,5
Farines animales	1	12,0			
Photovoltaïque	881	2,8			
Total	1382	1 687	Total	1382	1687

Bilan des certificats ouvrant droit à l'obligation d'achat au 31 décembre 2003

Puissance projetée sur un total de 1 687 MW



Une politique énergétique tournée vers l'avenir

Développement des énergies renouvelables : quelle production d'électricité ?

La répartition en puissance installée projetée a légèrement évolué au cours de l'année 2003 :

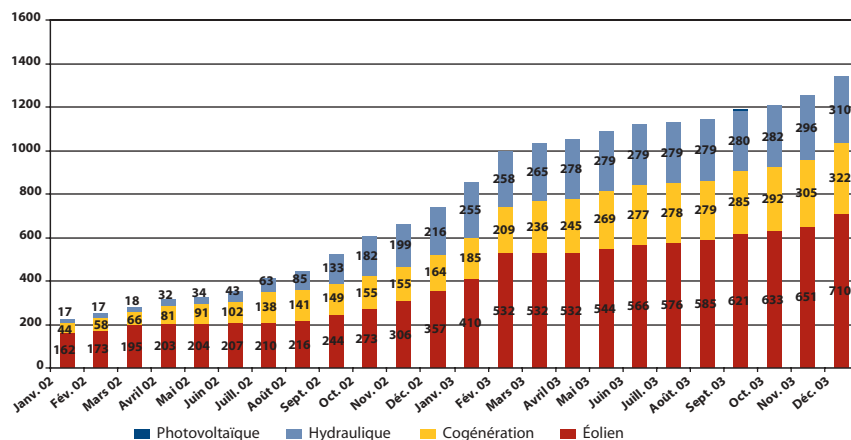
- avec 911 MW, l'éolien représente toujours 54 % du total (53 % du total pour 485 MW fin 2002) ;
- la part de l'hydraulique qui avait fortement augmenté en 2002 suite à la délivrance de nombreux certificats à la Shem⁽¹⁾ a légèrement diminué en 2003. Avec 398 MW, cette filière représente 23,6 % du total contre 29 % fin 2002 ;
- enfin, la cogénération semble avoir repris son développement. Avec 360 MW, la puissance installée projetée passe de 17 % à 21,3 % du total.

En ce qui concerne la filière photovoltaïque, les tableaux et graphiques suivants montrent un contraste saisissant entre la prépondérance quantitative des certificats pour le photovoltaïque qui représentent près de 64% des 1382 certificats délivrés et la faible puissance totale projetée concernée, inférieure à 1MW. Ainsi, on dénombre plus de six cents certificats de puissance nominale inférieure à 3 kW.

On peut en outre constater, en 2003 comme en 2002, l'accroissement des demandes de certificats lorsque la fin de l'année approche, afin sans doute de bénéficier de l'indexation des tarifs au titre de l'année considérée.

La répartition géographique des délivrances de certificats est plus homogène, mais l'on observe toujours les mêmes tropismes. Le Languedoc-Roussillon a délivré 8,3 % du nombre des certificats pour 22,1 % de la puissance projetée, essentiellement pour l'éolien. Inversement, la région Rhône-Alpes a délivré 25,5 % du nombre total des certificats, pour 14,6 % de la puissance totale projetée en raison d'un grand nombre de certificats pour le photovoltaïque, un grand nombre de projets éoliens y sont tout de même à l'étude. Viennent ensuite Midi-Pyrénées, Bretagne, et Aquitaine, en terme de puissance installée projetée (respectivement 9,3 %, 8,4 % et 7,3 % du total) et Pays-de-la-Loire et Antilles en terme de nombre de certificats (respectivement 6,9 et 5,6 % du total).

Évolution par filière de la puissance projetée



(1) Shem : Société hydroélectrique du Midi.

En raison de demandes de transfert de certificats, la puissance installée projetée totale peut apparaître notablement inférieure pour certaines régions à ce qu'elle était lors du précédent bilan, car les nouveaux certificats correspondants n'ont pas encore été délivrés, ou leur date de délivrance n'a pas été indiquée.

Les appels d'offre

Au vu du développement des filières par le mécanisme de l'obligation d'achat et afin de respecter les objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, Nicole Fontaine a estimé nécessaire de compléter la panoplie des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables en lançant des appels d'offre :

- un appel d'offres groupé sur la biomasse (200 MW) et le biogaz (50 MW) pour des centrales de puissance supérieure à 12 MW ;

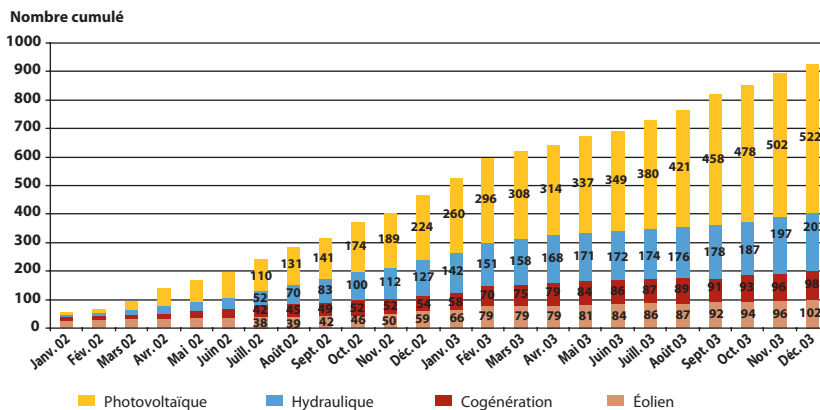
- un appel d'offres sur l'éolien en mer (500 MW) pour des centrales de puissance unitaire inférieure à 150 MW réparties sur l'ensemble des façades maritimes ;

- un appel d'offres sur l'éolien terrestre (1000 MW en deux tranches de 500 MW) pour des centrales de puissance supérieure à 12 MW.

Avec une puissance cumulée de près de 2000 MW à réaliser au 1^{er} janvier 2007, ces appels d'offres contribueront très significativement aux objectifs définis dans la PPI et permettront à l'industrie d'investir rapidement sur des projets à visibilité importante nécessaires au développement économique des filières.

Les conditions d'appels d'offres ont été adressées au cours du deuxième semestre 2003 à la CRE qui a rédigé des propositions de cahier des charges pour la biomasse, le biogaz et l'éolien en mer.

Évolution du nombre de certificats délivrés par filière



Changement climatique, politique énergétique : quels enjeux ?

Au cours de l'année 2003, l'effort international de lutte contre le changement climatique s'est poursuivi avec la ratification du protocole de Kyoto par la signature de cinq nouveaux pays (Philippines, Lituanie, Iles Marshall, Sainte-Lucie et Suisse).

Ainsi, 120 États ont ratifié le protocole de Kyoto à la fin de l'année 2003, même si les États-Unis (responsables du quart des émissions mondiales de gaz à effet de serre) et l'Australie s'y refusent toujours. Avec ces 120 ratifications, le protocole couvre 44,2% des émissions de gaz à effet de serre des pays s'étant engagés sur des objectifs de limitation de leurs émissions, le seuil des 55% étant celui au-delà duquel le protocole entrera en vigueur. Son entrée en vigueur reste cependant suspendue à la ratification de la Russie, qui en évalue les coûts/avantages pour son propre compte.

À l'échelon communautaire, la directive instaurant à partir de 2005 un système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre dans la Communauté européenne pour les entreprises les plus intensives en énergie et en carbone a été adoptée le 13 octobre 2003. Aux termes de cette directive, chaque État membre élabore pour la première période couvrant les années 2005, 2006 et 2007 un plan national d'allocation de quotas pour les

installations concernées et notifie ce plan à la Commission pour le 31 mars 2004 au plus tard. Le dispositif qui sera mis en place est le suivant : chaque entreprise reçoit un quota d'émissions. Si elle émet moins que ce quota, elle peut vendre la différence sur un marché et en retire un bénéfice financier. Si elle émet plus que ce quota, elle doit acheter la différence sur ce marché et en supporte le coût. Grâce à cet instrument, les investissements se feront normalement là où les coûts de réduction par tonne de carbone seront les plus faibles.

Pour accroître l'efficacité de cette directive, la Commission a proposé dans le courant de l'année 2003 une nouvelle directive visant à reconnaître l'utilisation de crédits qui seront délivrés lorsque des investissements additionnels permettent de réduire les émissions de gaz à effet de serre d'un projet dépassant ce que la réglementation, l'équilibre financier, la disponibilité des ressources ou des techniques auraient imposé. Obtenus dans le cadre du protocole de Kyoto par des projets

dans les pays en voie de développement (mécanisme de développement propre) ou dans les pays d'Europe de l'Est (mise en œuvre conjointe) ou dans un cadre communautaire et national par des projets dans le domaine du transport, du résidentiel, du traitement des déchets, ces crédits pourront servir à satisfaire des engagements de limitation ou être revendus sur le marché d'échange de permis.

Ces outils visent une approche globale et « flexible » : le jeu du marché conduira à effectuer les réductions d'émission à l'endroit où elles sont le moins coûteuses pour la collectivité, dans l'industrie européenne pour le premier, plus globalement sur la planète pour le second.

Au niveau national, après approbation par le gouvernement d'un dispositif d'engagements volontaires de réduction proposés par les entreprises au sein de l'Association des entreprises pour la réduction de l'effet de serre (Aeres), trente et un engagements ont été validés en 2003 qui couvrent à eux seuls de l'ordre de 60 % des émissions de l'industrie française. Les résultats de ces engagements représentent au total une réduction des émissions de 12% de 1990 à 2007, soit 18 millions de tonnes équivalent CO₂. Les entreprises ont prévu de mettre en œuvre toute une panoplie de moyens, en fonction de leurs particularités : changement de process, modification de produits, efficacité énergétique, cogénération de vapeur et d'électricité, recyclage de déchets, utilisation de combustibles de substitution, etc. Les engagements volontaires des entreprises se poursuivent en 2004. Les PME ne sont pas en reste. Pour encourager et soutenir leur effort, le Medef et l'Ademe ont élaboré un protocole de coopération pour encadrer

les partenariats entre les fédérations professionnelles et l'agence publique. Conclue pour une durée de quatre ans renouvelable, cette convention exprime un engagement de moyens.

Simultanément, le gouvernement a souhaité la réalisation d'un Plan climat visant à renforcer et accélérer l'application du Plan national de lutte contre le changement climatique. Des groupes de travail ont été formés en 2003 et ont remis leurs rapports à la mi-juillet. Le Plan climat va actualiser la situation des secteurs (industrie, transport, bâtiments,...) et préciser les différents objectifs et performances atteignables pour chacun d'eux.

Pour finaliser la mise en œuvre de tous ces outils, la directive permet d'assigner un objectif particulier aux entreprises grosses consommatrices d'énergie. Par le jeu du marché, l'ensemble des objectifs nationaux va se transformer en un objectif européen pour les entreprises concernées.

Suivant les niveaux respectifs des allocations de chacun des États membres, leur industrie pourra se retrouver en situation « vendeuse » ou « acheteuse » sur le marché des quotas, et les enjeux en termes de compétitivité économiques sont majeurs. Dans le même temps, le Plan climat va proposer des objectifs nationaux par secteur (industrie, transports, bâtiments, ...), pour que la France puisse tenir son engagement de Kyoto. Il importera donc de concilier respect de nos engagements nationaux, contribution au respect des engagements communautaires et compétitivité de nos entreprises au sein de l'Union. La Commission européenne s'est engagée à vérifier cet équilibre au sein des plans nationaux d'allocation des quotas (PNAQ), mais sa tâche pourrait se révéler ardue. ■

L'hydrogène, vecteur d'énergie pour demain

L'hydrogène est un vecteur énergétique stockable qui ne génère ni polluants ni émissions de gaz à effet de serre à l'endroit où il est utilisé. Pour toutes ces raisons, d'énormes espoirs sont placés sur ce vecteur. Toutefois, la route vers « l'économie de l'hydrogène » comprend encore de nombreux obstacles techniques et économiques.

Pour que la filière hydrogène se développe dans les prochaines années, il faudra lever de nombreux verrous technologiques dans le domaine des piles à combustible, alimentées à l'hydrogène ou au gaz naturel (avec transformation locale en hydrogène), que ce soit pour les applications stationnaires, pour les transports collectifs ou individuels ou pour les produits nomades. Les développements et recherches en cours permettent d'envisager des premiers marchés pour le stationnaire, à l'horizon 2008, et pour l'automobile à l'horizon 2015 avec quelques flottes dès 2010. Le futur marché mondial de ces piles est estimé à 120 milliards d'euros dont 20 % pour le stationnaire et 40 % respectivement pour l'électronique nomade et les transports.

En comparaison avec les carburants pétroliers dont le coût du puits à la station-service est de l'ordre de 7 \$/GJ⁽¹⁾ (250 €/tep), les estimations fondées sur les technologies existantes présentent un coût de 25 à 30 \$/GJ (environ 1 000 €/tep). Par ailleurs, ces technologies existantes produisent l'hydrogène à partir d'énergies fossiles dans des processus généra-

teurs de gaz à effet de serre (par exemple vaporeformage de méthane), obérant ainsi en grande partie les avantages environnementaux qui lui sont associés. On estime le surcoût de production lié à capture et à la séquestration dans des réservoirs géologiques du CO₂ émis à environ 2 \$/GJ (70 €/tep-soit 40 \$/tonne de CO₂).

Outre l'électrolyse de l'eau à partir d'électricité d'origine renouvelable, d'autres filières sont envisageables avec des perspectives économiques beaucoup plus intéressantes pour produire de l'hydrogène sans émission de gaz à effet de serre. Il s'agit notamment de la gazéification de la biomasse cellulosique et, à un horizon 2030-2050, de l'utilisation de la chaleur de réacteurs nucléaires haute température de nouvelle génération pour la dissociation de la molécule d'eau.

Les étapes de stockage et de conditionnement ont un impact important sur le coût de mise à disposition de l'hydrogène et il faudra créer une infrastructure de transport et de distribution d'hydrogène adaptée à la nature centralisée ou décentralisée de la production.

Il en résulte que le développement d'une « économie de l'hydrogène » envisagé dans de nombreux scénarios énergéti-

(1) \$/giga joules

(2) DiGITIP :
Direction générale
de l'Industrie et des
Technologies
de l'information
et des Postes

ques à l'horizon 2030/2050 est subordonné à des conditions techniques et économiques qui sont aujourd'hui encore loin d'être remplies et nécessitent d'intenses travaux de recherche.

La France mène déjà des travaux importants de recherche et développement sur l'hydrogène et les piles à combustible. Depuis 1999, ces travaux sont encadrés par le réseau de recherche PACo dont le thème principal est la pile à combustible mais qui porte aussi sur d'autres éléments de la filière, notamment la production d'hydrogène par reformage et le stockage de l'hydrogène. Récemment, des collectivités locales ont commencé à s'impliquer dans des opérations de démonstration de piles à combustible.

De nombreux pays à travers le monde sont engagés dans des travaux de recherche et développement sur l'hydrogène et les piles à combustible. Ces pays ont ressenti le besoin de structurer leurs réflexions stratégiques et les coopérations, ce qui s'est manifesté en 2003 par le lancement de trois initiatives internationales sur le thème de l'économie de l'hydrogène :

■ le groupe de coordination sur l'hydrogène de l'Agence internationale de l'énergie, destiné à élaborer un panorama des travaux ainsi qu'une analyse dépassionnée des perspectives pour ce nouveau vecteur dans la politique énergétique. La France y est représentée par la DGEMP. De nouvelles actions au sein de l'AIE pourraient en découler ;

■ le partenariat international sur l'économie de l'hydrogène (International Partnership on Hydrogen Economy – IPHE) lancé à l'initiative des États-Unis qui ont élaboré pour leur part un programme national doté de 1,7 milliards de dollars sur cinq ans. Le partenariat s'est concrétisé par la signature d'un protocole d'accord entre 15 pays, dont la France, le 20 novembre

2003. La DGEMP représente la France au sein du comité de pilotage avec le ministère délégué à la Recherche et aux Nouvelles Technologies (direction de la Technologie). L'objectif du partenariat est d'accélérer l'avènement de l'hydrogène, notamment dans les transports terrestres, à travers des initiatives communes de recherche et développement, la définition de normes et réglementations nouvelles, des démonstrations, et une communication accrue vis à vis du public ;

■ La plate-forme technologique européenne sur l'hydrogène et les piles à combustible lancée à l'initiative de la Commission européenne le 17 juin 2003. Cette plate-forme composée d'un Conseil représentatif des parties prenantes (industrie, laboratoires, collectivités locales, ONG,...) vise à élaborer une feuille de route et un plan de recherche et développement pour l'Union européenne. Il se concrétiserait notamment sous forme de projets dans le 7^e PCRD ainsi que dans le cadre de l'initiative de croissance destinée à relancer l'économie et l'emploi en Europe où 2,8 milliards d'euros de fonds publics et privés pourraient y être consacrés sur dix ans. La DGEMP et la Digitip⁽²⁾ sont associées au ministère de la Recherche au sein d'un groupe des États membres.

« L'économie de l'hydrogène », qui était plutôt jusqu'à présent d'ordre conceptuel, a vu plusieurs initiatives majeures se lancer en 2003. Il est bien sûr trop tôt pour en tirer des conclusions, mais la convergence des enjeux énergétiques, environnementaux, climatiques, ainsi que des opportunités de marché de court-moyen terme pour les piles à combustible donne une consistance certaine à ce départ.



Les coûts de référence de la production électrique

L'exercice « coûts de référence » est une étude menée régulièrement par la DGEMP, dont la dernière version date de 1997. L'objectif de cet exercice est de pouvoir comparer les différents modes de production de l'électricité à partir d'installations nouvelles. Il ne s'agit pas d'avoir des coûts absolus que l'on pourrait comparer à des prix de marché ou aux coûts issus d'une offre industrielle, mais d'obtenir des coûts relatifs dans des conditions conventionnellement choisies.

La première partie de l'étude « coûts de référence de la production électrique 2003 » a été réalisée par la DGEMP en concertation avec les opérateurs, les constructeurs et de nombreux experts. Dans la phase finale, un comité de lecture d'experts pluraliste, comprenant notamment des économistes (direction de la Prévision, commissariat au plan), des personnalités qualifiées, des représentants des constructeurs et des exploitants, ainsi que des experts appartenant à des organisations non-gouvernementales a été consulté. Elle examine les prix de l'électricité produite par les différents moyens de production notamment dans le cadre d'une mise en service industrielle à l'horizon 2015. Il s'agit de centrales tant nucléaires que thermiques classiques (gaz, charbon ou fioul).

La seconde partie de l'étude relative aux moyens de production décentralisés (éolien, photovoltaïque, cogénération chaleur/électricité) est encore en cours d'élaboration et sera présentée ultérieurement.

Méthodologie de l'étude

L'étude se place principalement du point de vue d'un investisseur et utilise un taux d'actualisation de 8 % hors inflation pour valoriser des dépenses ou recettes ayant lieu différentes années.

En outre les charges d'investissement sont explicitement prises en compte par le biais des intérêts intercalaires.

Fonctionnement en base (toute l'année)

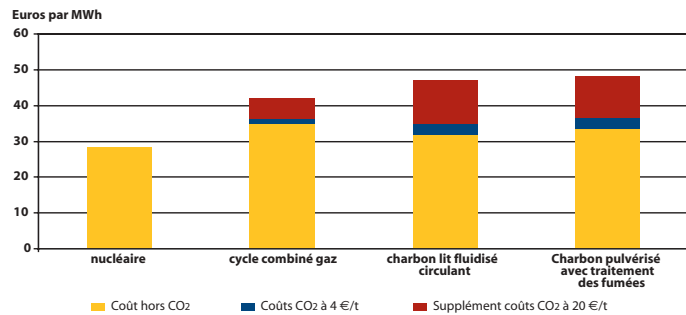
Le graphique ci-dessous illustre les principales conclusions de l'étude pour un fonctionnement sur 8 000 heures effectives.

On observe que le nucléaire est plus compétitif que les autres moyens de production dans le cas d'un fonctionnement toute l'année, avec un taux d'actualisation des dépenses de 8 %. Cette compétitivité est accrue si les coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre (CO₂) sont pris en compte dans l'estimation du prix de revient du MWh. En effet, l'intégration des coûts liés au CO₂ émis par les filières non nucléaires (gaz, charbon), qui devrait être obligatoire dès 2004 en raison de la transposition de directives européennes, renchérit le coût total du MWh de ces moyens de production. Deux hypothèses de coûts CO₂ sur la durée de vie des

centrales au fioul et au charbon sont prises: 4 €/t CO₂ et 20 €/t CO₂. L'hypothèse de 4 €/t CO₂ peut être considérée comme très basse et devenir sensiblement plus chère en 2015 et au-delà (période post-Kyoto).

Le tableau ci-dessous présente des variantes sur le taux d'actualisation pour les meilleures technologies pour chaque combustible: nucléaire, gaz et charbon.

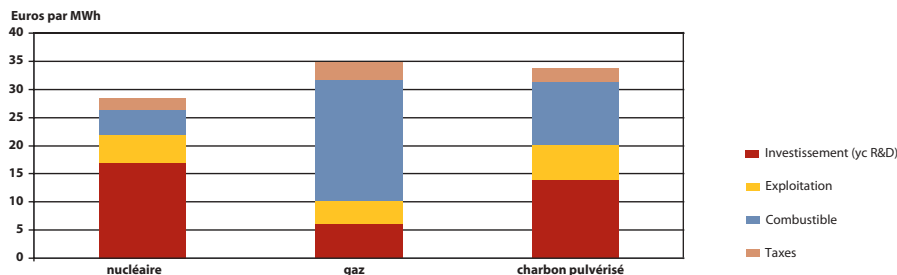
Coût de production en base (actualisation 8 %)



Coût de production en base de l'électricité en 2015

2015 – Valeur médiane	Nucléaire EPR (European Pressurized water Reactor)	Cycle combiné gaz	Charbon pulvérisé	Charbon Lit fluidisé circulant
Actualisation à 8 %	28,4	35,0	33,7	32,0
Actualisation à 5 %	21,7	33,4	29,5	28,1
Actualisation à 11 %	37,0	36,9	38,5	36,4
Coûts CO ₂ (4 €/t et 20 €/t)		1,4-7,1	2,9-14,6	3-15

Composition du coût TTC du MWh en 2015 pour les différentes sources de production (sans coûts CO₂ et avec un taux d'actualisation à 8 %)



Le choix d'un taux d'actualisation plus faible ou plus fort que l'hypothèse centrale de 8 % accroît ou dégrade la compétitivité du nucléaire par rapport aux autres moyens de production électrique, car le poids de l'investissement, plus lourd pour le nucléaire que pour les autres moyens de production, diminue ou au contraire s'accroît.

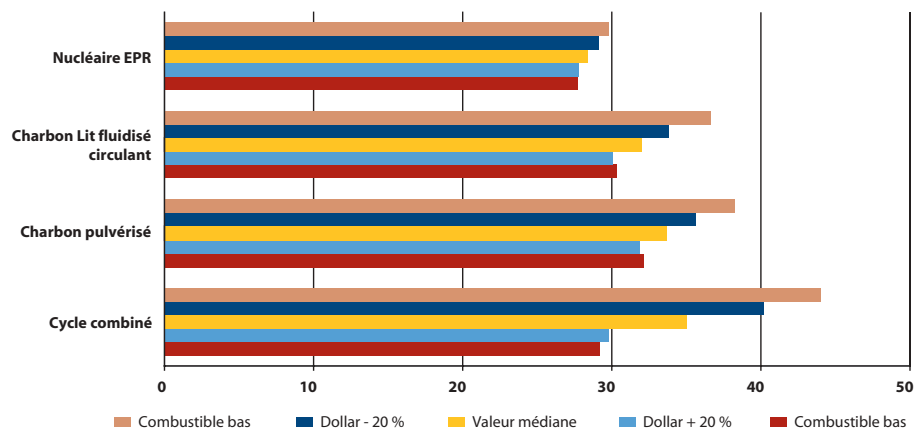
Le taux de 8 % retenu est le taux utilisé historiquement par le commissariat général au plan et est compatible avec

les exigences de rentabilité actuellement constatées dans le secteur électrique.

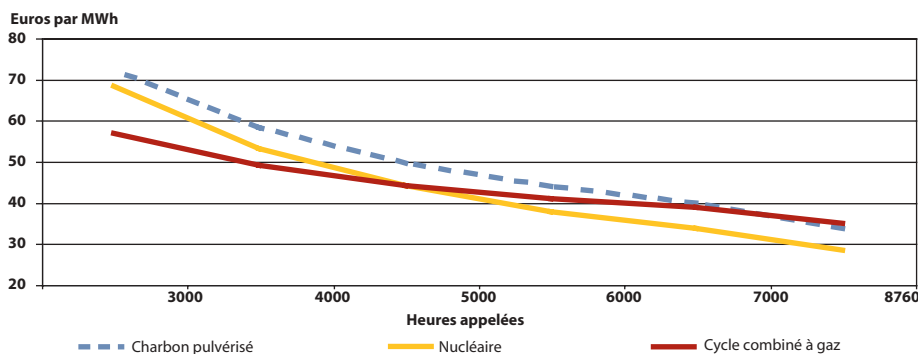
Le graphique ci-dessous met par ailleurs en évidence la sensibilité des coûts de production hors taxes et hors externalités aux prix du combustible (voir fourchette large de l'annexe) et au taux de change euro/dollar.

Les différentes variantes ne remettent pas en cause l'ordre de compétitivité des moyens de production.

Sensibilité des coûts de production HT pour une production toute l'année, aux cours du dollar et des combustibles
 (2015 et actualisation 8 %)



Domaines de compétitivité des différentes filières
 (TTC hors externalités)



Fonctionnement en semi-base (durée inférieure à 5000 heures par an)

Compte tenu de l'importance de l'investissement, la compétitivité du nucléaire suppose un fonctionnement tout au long de l'année. Cette compétitivité s'efface donc au profit du gaz si la durée de fonctionnement diminue. En particulier pour un fonctionnement inférieur à 5000 heures, le gaz est plus compétitif que le nucléaire (hors externalités).

Fonctionnement en pointe (moins de 3000 heures par an)

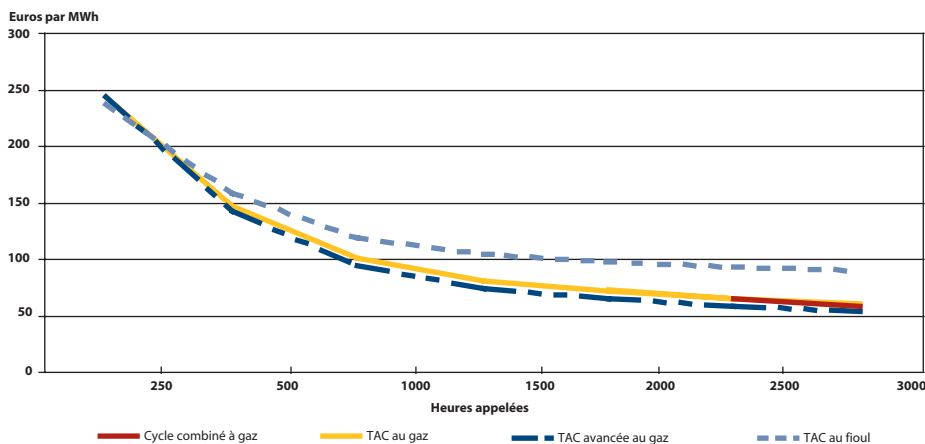
Par ailleurs, pour ce qui concerne les moyens de pointe, le tableau ci-dessous détaille les coûts en fonction des différentes filières : pour des durées de pointe, la turbine à gaz est plus compétitive que la turbine au fioul. En revanche la turbine au fioul redevient compétitive pour des durées inférieures à 250 heures.

Conclusion

La principale conclusion est que le coût de production de l'électricité par la filière nucléaire (28,4€/MWh TTC) est plus compétitif que par la filière gaz naturel (35 €/MWh TTC) et le charbon (32 à 33,7 €/MWh TTC) pour un fonctionnement toute l'année. Si l'on intègre les coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre (CO₂), la compétitivité du nucléaire s'accroît. En revanche, la compétitivité du nucléaire s'atténue s'il est utilisé seulement une partie de l'année plutôt que tout au long de l'année. Enfin, le coût de production nucléaire est très stable comparé au prix de production d'un cycle combiné à gaz, qui est très sensible aux variations du prix du gaz et du cours du dollar.



Coût de l'électricité par filière pour une production de pointe



Un appareil statistique sur l'énergie plus simple et plus efficace

Le principe des enquêtes à vocation statistique de l'Observatoire de l'énergie (OE)

L'appareil statistique de l'OE repose notamment sur des enquêtes auprès des industriels du secteur de l'énergie, qui ont pour objectif de permettre d'élaborer et de publier des statistiques agrégées aux fins d'éclairer la politique énergétique et de communiquer ces statistiques à des organismes internationaux. Les informations individuelles recueillies dans le cadre de ces enquêtes sont couvertes par le secret industriel et commercial⁽¹⁾ et par le secret statistique, encore plus contraignant⁽²⁾.

Élaboration des arrêtés statistiques électricité (2002) et gaz (2003)

En même temps qu'elles établissaient l'ouverture des marchés correspondants, les lois gaz et électricité ont prévu l'élaboration de statistiques aux fins d'élaboration de la politique énergétique et de communication à des organismes spécialisés dans le cadre des engagements internationaux et des obligations communautaires européennes de la France. Ces statistiques contribuent à la transparence nécessaire au bon fonctionnement des marchés.

La liste des données à fournir, la périodicité et les délais de fourniture à la

direction générale de l'Énergie et des Matières premières a été fixée par deux arrêtés.

Les lois gaz (art. 31) et électricité (art. 41) prévoient la possibilité d'une sanction pécuniaire ou d'un retrait (ou suspension), pour une durée n'excédant pas un an, de l'autorisation d'activité en cas de non-respect de ces arrêtés.

En contrepartie, l'OE publie des synthèses de ces statistiques⁽³⁾, sous une forme agrégée qui respecte non seulement le secret industriel et commercial vis-à-vis des entités soumises à l'enquête mais aussi le secret statistique.

Simplification des enquêtes pétrole et amélioration de la qualité

Le suivi statistique de l'activité pétrolière française par l'OE était jusqu'alors réalisé à l'aide du questionnaire mensuel avancé « Euroilstocks », permettant de répondre à une obligation européenne, puis d'autres, plus détaillés (États P, B1, AP et EX, dits questionnaires « flux pétroliers »), permettant de répondre un mois plus tard aux plus grands besoins de connaissance de la situation pétrolière de la France. Ces questionnaires sont gérés dans la base de données appelée Ornoir. Or, dans le cadre d'une initiative internationale conjointe, le « Joint Oil Data Initiative » (JODI)⁽⁴⁾, la France s'est vue imposer un nouveau questionnaire inter-

(1) Le secret industriel et commercial (loi de 1978) interdit de communiquer ces informations non seulement aux particuliers et à toute entreprise mais aussi à d'autres administrations (en particulier pour des fins de contrôle).

(2) Le secret statistique interdit de publier une statistique agrégée dès lors que celle-ci porte sur seulement trois acteurs ou moins ou qu'un acteur seul en représente plus de 85 %.

(3) « Statistiques de l'industrie gazière en France » (janvier 2004), « Statistiques de l'industrie électrique en France » à paraître.

(4) Le Jodi a été lancé par six organisations internationales (AIE, Commission européenne/Eurostat, Onu, Aperc, Olade et Opep) dans un souci de combattre la volatilité des prix du pétrole grâce à une meilleure connaissance des fondamentaux du marché.

national, avec réponse un mois plus tôt que les questionnaires habituels.

Ceci a dans un premier temps nécessité d'étoffer légèrement le questionnaire «Euroilstocks». Dans un deuxième temps, il est apparu que cet alourdissement de la charge de réponses des opérateurs pétroliers ainsi que les réorganisations profondes d'Exxon Mobil et Total Fina Elf nécessitaient le lancement d'une concertation avec la Direm, les industriels, leur syndicat professionnel, l'Union française de l'industrie pétrolière (UFIP), et avec le soutien technique de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Cette concertation a été finalisée par une réunion de mise au point au printemps 2003 et a permis de définir les meilleurs moyens pour parvenir à la rationalisation de l'outil statistique et à son adaptation aux évolutions de l'industrie.

S'agissant des questionnaires «flux pétroliers», diverses mesures ont été prises en 2002 et 2003. La mise à jour de cahiers de consignes complets, et une adaptation aux évolutions techniques et géographiques, ainsi qu'une clarification des thèmes (soumis à question) par allègement ont été opérées. Certes elles l'ont été par allègement, mais surtout par rapprochement des autres thématiques de celles de la comptabilité interne des raffineurs, ce qui leur a permis d'automatiser la réponse au questionnaire.

Tous ces efforts ont fini par porter leurs fruits : l'accélération des délais a rendu quasi inutile le questionnaire avancé Jodi/Euroilstocks.

Simplification des enquêtes dans la sidérurgie

Deux questionnaires statistiques sur les consommations d'énergie étaient soumis par la FFA⁽⁵⁾ aux industriels de la

sidérurgie. Au cours des années 2002 et 2003, il a été procédé à un allègement et à une fusion de ces questionnaires, également en accord avec le Sessi⁽⁶⁾ : les bilans énergétiques demandés aux industriels ont ainsi été simplifiés et rationalisés et de nombreuses informations ne sont plus demandées qu'une fois par an (au lieu d'une fois par mois), impérativement pour le 15 février de l'année suivante.

Base de données Pegase sur internet

Jusqu'aujourd'hui et depuis bientôt 20 ans en effet, les statistiques mensuelles et annuelles sur l'énergie en France sont diffusées sur le serveur 3614 Enerstat. Il devenait nécessaire de le remplacer par une prestation sur Internet à la fois plus ergonomique et plus riche en potentialités pour l'utilisateur et qui réponde au souci de simplification administrative du Minéfi.

La base de données Pegase est désormais en ligne à l'adresse suivante :

www.industrie.gouv.fr/energie/statisti/pegase.htm

elle permet notamment des téléchargements des statistiques essentielles élaborées par l'OE (observatoire de l'énergie).

(5) FFA : Fédération française de l'acier

(6) Sessi : Service des statistiques industrielles (Minéfi/Digitip)

Prospective énergétique DGEMP-OE : quels scénarios pour 2030 et 2050 ?

Un enjeu de long terme

L'énergie est essentielle à notre existence, mais l'étai se resserre autour des énergies qui ont rendu possible notre niveau de vie actuel entre 2000 et 2020 les énergies fossiles. En effet, le pétrole et le gaz voient leurs ressources se raréfier, mais aussi et surtout se concentrer au Moyen-Orient, tandis que le charbon, dont les ressources sont en revanche encore très abondantes et bien réparties entre les continents, est de loin l'énergie fossile la plus émettrice en CO₂. À cet égard, afin de relever le défi du changement climatique, le Premier ministre a fixé pour la France début 2003 l'objectif d'une division par quatre des émissions nationales de CO₂ d'ici 2050 par rapport à 1990.

Bon nombre d'initiatives en ce sens ont déjà été prises tant au niveau communautaire qu'au niveau national, que le projet de loi d'orientation sur les énergies proposera d'ailleurs de pousser vigoureusement dans cette direction en agissant sur tous les leviers actuellement à notre disposition.

Un besoin accru de réflexion prospective

Cependant, le système énergétique propre que nous appelons de nos vœux est loin d'être à notre portée : chaque énergie a ses propres limites, chacune des

technologies « prometteuses » a ses propres contraintes de développement, et les conditions structurelles et institutionnelles nous amenant à un mode de vie énergétiquement plus sobre restent pour l'essentiel à définir.

À l'évidence, il y a là un besoin accru de réflexion prospective auquel tout un chacun est confronté : acteur du système énergétique, élu national ou local, ou « simple » citoyen soucieux de léguer aux générations futures une planète préservée. La prospective 2030-2050 lancée en septembre 2003 par la DGEMP, représentée par l'Observatoire de l'énergie, a pour objet de répondre à ce besoin avec comme finalités :

- fournir un cadre conceptuel cohérent entre l'offre et la demande ;
- mieux comprendre les interactions entre les facteurs déterminants de la demande ;
- confronter les perceptions des futurs possibles.

Deux scénarios ont été bâtis

Les résultats des travaux s'articuleront en deux scénarios, un scénario « tendanciel » dont le principe est d'extrapoler l'évolution actuelle, sans prendre en compte les politiques et mesures non encore décidées, ce qui conduit à une situation très « noire » à terme, et un scénario « souhaitable », conçu au contraire pour réaliser l'objectif d'une

division par quatre des émissions de CO₂. L'horizon est en 2050, mais avec une étape intermédiaire en 2030, car c'est à partir de cette date, grosso modo, que les technologies de rupture auront commencé à avoir leur plein effet.

Le scénario tendanciel, puisqu'il fait totalement abstraction des politiques futures des pouvoirs publics, n'a aucune chance de se réaliser et n'a donc pas la nature d'une prévision : c'est une référence conventionnelle. Son intérêt est toutefois de donner, par comparaison avec le scénario « souhaitable », une mesure des efforts à fournir pour atteindre l'objectif désiré, en l'occurrence la division par quatre des émissions de CO₂.

Chacun des deux scénarios donnera lieu à autant de variantes que nécessaires afin de mettre en perspective les différentes hypothèses et leurs conséquences. En revanche, les deux scénarios énergétiques s'inscriront dans le même contexte international et dans le même cadre macroéconomique national, en dépit du caractère nécessairement simplificateur d'une telle hypothèse.

Le calendrier et l'état d'avancement des travaux

Les travaux ont été organisés en deux phases : une première phase s'achevant fin mars 2004, se limitant à établir un scénario tendanciel jusqu'à 2030, afin de bien caractériser cette première période, et une deuxième phase se concluant en juin prochain avec la fourniture des deux scénarios 2050 définitifs.

Le choix de l'horizon intermédiaire (2030) tient au fait qu'il peut encore être traité à l'aide de modèles maintenant classiques et éprouvés. La période au-delà (2030-2050), avec un champ

des possibles beaucoup plus large, nécessite des investigations plus élaborées afin de pouvoir prendre en considération toute la palette des réalités imaginables.

Un comité de liaison, présidé par le directeur général de la DGEMP, et animé par le secrétaire général de l'Observatoire de l'énergie, est consulté sur tous les choix déterminants concernant la procédure de projection et les différentes hypothèses à établir. Ce comité regroupe les différentes administrations concernées et les institutions détenant une expertise utile à l'exercice (Ademe, IFP, RTE, académie des technologies).

La première étape : établissement d'un scénario tendanciel 2030

Les hypothèses de cadrage du scénario tendanciel 2030 ont été figées dès fin 2003. En ce qui concerne le contexte international, il s'est agi d'établir une hypothèse de parité euro-dollar, qui a été choisie égale à 1, valeur valant pour toute la période considérée (2004-2030), puis de fixer celles relatives aux prix internationaux des énergies fossiles :

- prix du pétrole brut égal à 30 \$ par baril (Brent en dollars constants 2003) ;
- prix du gaz naturel égal à 4 \$/MBtu⁽¹⁾ (marché européen) ;
- prix du charbon compris entre 40 et 50 \$/t (marché européen).

Quant au cadrage macroéconomique national, il peut être résumé de la manière suivante :

- croissance démographique reprenant le dernier scénario central de l'Insee, c'est-à-dire une population en métropole passant de 58 à 64 millions de personnes entre 2000 et 2030 ;

(1) Btu : British thermal unit



la population active, en tenant compte de la réforme récente du régime des retraites, passerait elle de 26 300 000 à 26 500 000 personnes, soit une quasi stabilité. Quant au nombre de ménages, il continuerait à augmenter très sensiblement (29,5 millions en 2030 contre 24 millions en 2000) ;

■ croissance économique de + 2,3 % par an sur toute la période et déclinée par secteur selon des projections à « dire d'experts ». La déclinaison sectorielle est particulièrement délicate pour les activités exposées à la concurrence internationale, et au premier chef les différentes industries grosses consommatrices d'énergie.

Les premiers résultats du scénario tendanciel 2030

Les résultats des premières projections sectorielles font apparaître un ralentissement de la croissance de la demande énergétique, qui passe de + 1,2% par an sur la période 1990-2000 à + 0,9% par an entre 2000 et 2020, puis à + 0,7 % par an en fin de période (2020-2030), pour une moyenne de + 0,8 % par an sur 2000-2030.



Une politique volontariste de sécurité des barrages

La sûreté hydraulique est un enjeu majeur pour la DGEMP. Celle-ci avait pris une part très active dans la définition des actions d'amélioration de la sûreté à mettre en œuvre par les exploitants à la suite de l'accident tragique du Drac en décembre 1995. Une forte mobilisation des exploitants et des services de contrôle a été obtenue, dans un cadre défini par les circulaires interministérielles de 1996 et 1999.

L'expérience du nucléaire montre qu'un système adapté de recensement, de cotation et d'analyse des incidents significatifs pour la sûreté constitue un facteur important de maintien de la mobilisation des exploitants et de développement de leur culture de sûreté. La Dideme a donc souhaité que soit défini et mis en œuvre un dispositif de cette nature pour la sûreté hydraulique.

Un groupe de travail a tiré les enseignements de l'expérience d'échelles et de grilles de classement déjà utilisées dans d'autres domaines. Il a également assuré un retour d'expérience de dispositifs, plus ou moins formalisés et détaillés, de recensement, d'analyse et de cotation des événements significatifs pour la sûreté déjà pratiqués par des exploitants hydroélectriques français.

Les enseignements des échelles et grilles de classement existant dans d'autres domaines

Hors énergie

Dans de nombreux domaines a été ressenti le besoin de classer des événements « marquants » : météorologie, sismologie, navigation maritime (avis de coups de vent), qualité de l'air extérieur, activités de montagne (risque d'avalanches), lutte contre les incendies de forêts,...

Ces différentes démarches de classement répondent, assez naturellement, au souci « scientifique » de description « systématique et objective » d'événements dont on souhaite mieux connaître les causes ou les conditions d'apparition, voire prévoir l'apparition. Elles cherchent aussi, et de plus en plus avec



le développement de la demande d'information venant du « grand public », à établir une base cohérente et simple de communication et d'explication.

On a pu observer que ces deux ensembles de préoccupations, parfaitement légitimes et apparemment convergentes, entraînent en fin de compte des interférences méthodologiques, voire des contradictions. La démarche scientifique pousse naturellement à des découpages de plus en plus fins s'appuyant sur un nombre croissant de paramètres explicatifs alors que la démarche médiatique ne peut guère s'accommoder que d'une échelle à paramètre unique comportant peu de niveaux.

Confrontés à cette difficulté, les spécialistes de ces différents secteurs ont fréquemment retenu une double démarche fondée sur le plan scientifique sur une analyse approfondie, de plus en plus détaillée, et sur le plan de la communication extérieure sur un « indicateur synthétique » associé à des effets directement perceptibles par le public dans son ensemble.

À titre d'illustration, on peut indiquer que, dans le domaine de la pollution de l'air, les organismes chargés de la mesure des polluants retiennent aujourd'hui 5 à 6 grammes de polluants (et bientôt 13) pour leur travail technique quotidien. Par contre, l'indicateur de qualité de l'air diffusé auprès du public par différents médias (fondé à l'origine sur une échelle de 1 à 10) comporte six qualificatifs et quatre couleurs dominantes.

De même, l'indice utilisé aujourd'hui par Météo France en matière d'avis d'urgence météorologique comporte trois niveaux (mais les outils de prévisions utilisés figurent parmi les moyens scientifiques et infor-

matiques les plus sophistiqués actuellement mis en œuvre dans le monde).

Le cas du nucléaire

Le système de déclaration et de cotation des incidents significatifs pour la sûreté nucléaire existe de longue date et constitue donc une référence naturelle. L'échelle utilisée (Ines) va de 1 à 7 (plus le niveau 0 pour les écarts). Les incidents relevés en France se situent essentiellement au niveau 0 ou 1, exceptionnellement au niveau 2 (deux cas en 2001), les incidents de gravité supérieure étant très exceptionnels. Après avoir été gérée au niveau central, l'instruction des incidents significatifs a été déléguée aux Drire en 1995 :

- le système de gestion et de déclaration des incidents significatifs a une double vocation : l'une médiatique (information du public), l'autre de retour d'expérience : il n'a pas vocation, à lui seul, à mesurer le niveau global de sûreté. En effet, le nombre d'incidents détectés est également lié au développement de l'attention des exploitants et à leur capacité de traitement ; il ne peut donc constituer un critère de jugement de sûreté ;

- le délai de « rodage » du système par le nucléaire a pu être estimé à environ 5/6 ans ;

- le classement médiatique est fait, en France, par l'autorité de sûreté nucléaire sur proposition de l'exploitant, alors qu'à l'étranger il est généralement fait directement par l'exploitant ;
- les défauts potentiels sont pris en compte, dès lors qu'ils sont jugés significatifs pour la sûreté ;

- pour le retour d'expérience, il appartient à l'exploitant d'analyser l'incident, de définir les actions correctives et d'en faire rapport à la Drire qui l'analyse pour donner ou non son

accord. La Drire peut également déclencher une inspection réactive, à la suite de l'incident de même qu'après réception du rapport de l'exploitant.

Retour d'expérience des exploitants hydroélectriques en matière de détection, analyse et cotation des événements significatifs pour la sécurité

Le développement d'une culture de sûreté au sein de la filière hydroélectrique est apparu particulièrement important aux exploitants.

À cette fin, de nombreux exploitants ont mis l'accent sur le développement de l'assurance qualité, en visant une certification ISO 9000 pour certains, d'autres faisant le choix de la certification ISO 14000 de management environnemental.

EDF, exploitant concerné par le plus grand nombre d'ouvrages, a rapidement souhaité disposer d'un retour d'expérience pour juger de l'efficacité des mesures adoptées et mesurer le niveau de sûreté atteint. La mise au point de ce moyen de mesure s'est largement inspiré de l'échelle utilisée par l'industrie nucléaire. En nucléaire, l'échelle des « événements » se situe en dessous de l'échelle des « incidents ».

EDF a donc introduit le concept d'Événement significatif pour la sûreté hydraulique (ESSH), classé selon la gravité des conséquences du niveau 1 au niveau 6. Ce concept et la grille d'analyse correspondante sont également utilisés depuis 2002 par la CNR (Compagnie nationale du Rhône).

Cette expérience a été particulièrement analysée par le groupe de travail. Par contre, il ne semble pas qu'il y ait à l'étranger d'expérience de ce type de

dispositif en matière de sûreté hydraulique, et il n'a donc pas été possible de faire de comparaison internationale.

La grille de cotation des événements utilisée par EDF et la CNR

Tout événement d'exploitation lié à l'eau qui a une conséquence sur le public ou sur l'environnement est un Événement significatif pour la sûreté hydraulique. Suivant la gravité des conséquences, il est classé du niveau 1 au niveau 6 ; le classement tient compte aussi du type de conséquences, repéré par des lettres.

Un niveau de gravité 0 a été rajouté pour collecter tous les événements qui n'ont pas eu de conséquences, mais qui sont révélateurs d'un dysfonctionnement ou d'imprudences de tiers qui, dans d'autres circonstances, auraient pu avoir des conséquences défavorables.

Une grille de cotation associée à un guide permet aux exploitants de détecter et de classer les ESSH. Pour assurer une homogénéité de la cotation, ce guide explicite chaque niveau de cotation en donnant des exemples concrets.

Dans l'optique de la création d'un dispositif commun à tous les exploitants et pouvant donner lieu à communication, l'expérience de cette grille de cotation a conduit à des observations importantes :

■ cette échelle est inspirée de l'échelle INES et est cohérente avec celle-ci. Mais comme le nucléaire est conçu pour contenir les impacts à l'intérieur du site, alors que l'exploitation hydraulique a nécessairement des impacts en dehors du site de production, la signification d'un niveau élevé est très différente. C'est pourquoi, cette échelle EDF est mal adaptée à une communication externe ;



- le caractère détaillé, donc assez complexe, de la grille utilisée par EDF poserait des problèmes d'apprentissage et d'appropriation aux exploitants qui ne l'utilisent pas actuellement. Ceux-ci insistent sur la nécessité de mettre en place un système de recensement des événements qui soit assez simple pour s'intégrer facilement à la culture de l'entreprise et obtenir une saisie fiable des problèmes avérés ;
- intégrer les atteintes à l'environnement, quand il n'y a pas d'impact sur la sûreté des personnes (exemple : débits réservés,...) dans un indicateur commun avec les problèmes de sécurité des personnes, alors qu'elles ont une gravité très différente, retirerait une partie de sa signification à cet indicateur ;
- bâtir une échelle qui aille jusqu'au niveau du risque majeur (tel que rupture d'un ouvrage) tout en traitant correctement les incidents de gravité faible ou moyenne, qui sont ceux plus fréquemment rencontrés, suppose de mul-

tiplier les niveaux, ce qui diminue la lisibilité du dispositif pour un intérêt limité.

Les méthodes de détection, de collecte et de cotation des ESSH

Les exploitants ont présenté leurs démarches et procédures de détection des incidents ou événements significatifs pour la sûreté. Ces démarches se situent, pour EDF et la CNR, dans le cadre des ESSH précédemment présentés, pour les autres exploitants dans des cadres spécifiques à chacun d'eux (qui peut, par exemple, être le processus d'enregistrement d'incidents et anomalies mis en place dans le cadre de l'ISO 14 000).

Sans entrer dans les organisations spécifiques à tel ou tel exploitant, des observations générales peuvent être retenues :

- la nécessité de sensibiliser tous les acteurs à l'importance de détecter les événements significatifs, et l'importance de former les personnes concernées à leur analyse ; de ce fait, le temps d'appropriation d'un tel dispositif est assez long.
- C'est ainsi que pour EDF un effort important d'assistance méthodologique et de formation a été nécessaire : écriture d'un « guide de cotation et d'analyse », dont une partie importante est consacrée à l'analyse des événements et de leurs causes ; formation de 100 à 200 agents par an à la méthode ; « piqûres de rappel » par exemple par le biais de réunions nationales biennales sur la sûreté hydraulique ;
- la nécessité de faire comprendre que le nombre d'événements n'est pas en lui-même un critère de qualité et de performance ;
 - l'intérêt pour maintenir la culture de sûreté, de détecter et d'analyser des

événements mineurs mais comportant des conséquences potentielles de sûreté ■ le lien avec la démarche qualité quand celle-ci est menée parallèlement.

Caractéristiques du dispositif envisagé

L'objet du mécanisme de déclaration et de cotation des incidents significatifs, qu'il est envisagé de mettre en place pour l'ensemble des exploitants, est de faciliter un échange d'expérience régulier entre les exploitants d'ouvrages hydroélectriques, en améliorant ainsi la culture de sûreté, ce qui suppose que chaque exploitant puisse l'adapter à sa propre organisation, et de permettre une information simple et claire du public sur les risques à proximité des ouvrages hydroélectriques.

Il devrait satisfaire au moins à trois conditions :

- que ce mécanisme reste simple et se limite à des événements ayant un caractère d'incident ou d'accident ;
- qu'il soit compatible avec la mise en place au sein de chaque exploitant de dispositifs de détection, de cotation et d'analyse des événements significatifs de nature et de complexité variables ;
- qu'il puisse donner lieu à une communication sur les incidents graves ou accidents selon une forme qui n'entraîne pas d'incompréhension des personnes habituées à l'échelle Ines, ni d'incohérence avec les grilles de cotation internes à EDF et à la CNR.

Il est envisagé de distinguer, selon une échelle de couleur, incidents (jaune), incidents graves (orange), accidents (rouge) :

- les événements ayant conduit à des dégâts aux biens de faible importance sans mise en danger de la sécurité des personnes sont classés en « incidents » - couleur jaune ;

- les événements ayant conduit à des dégâts importants aux biens ou modifié de façon notable le lit ou les berges des cours d'eau à l'aval des ouvrages ou les berges des retenues, ou qui ont mis en difficulté notable des personnes sans entraîner de blessures sont classés en « incidents graves » - couleur orange ;
- les événements ayant conduit à des dégâts majeurs aux ouvrages ou aux biens situés à l'aval ou qui se sont accompagnés de blessures aux personnes ou de décès sont classés en « accidents » - couleur rouge.

Les événements n'ayant pas de conséquence significative, de même que ceux qui n'ont pas de lien avec une action d'exploitation ou avec le comportement intrinsèque d'un ouvrage ne seraient pas classés dans ce cadre, le cas d'événements qui auraient pu avoir, dans d'autres circonstances, des conséquences significatives restant en discussion.

Le groupe de travail poursuivra au premier semestre 2004 la mise au point de ce dispositif à la fois quant aux critères et modalités de classement, et quant au système de déclaration des incidents par les exploitants.



Nouveaux défis technologiques pour l'industrie pétrolière

Le rôle incontournable des hydrocarbures

Le débat national sur les énergies a mis en évidence la contribution incontournable des hydrocarbures au cours des prochaines décennies dans le bouquet énergétique, en particulier pour assurer les besoins croissants de mobilité. Ainsi, selon les prévisions de l'AIE, la production d'hydrocarbures devrait croître de près de 60 % au cours des vingt prochaines années pour atteindre près de 9 Gtep en 2020.

Un énorme besoin de recherche

Pour répondre à cette demande croissante, le renouvellement et la diversification des ressources sont indispensables ce qui nécessite un effort de R&D considérable pour mettre au point de nouvelles technologies de productions pétrolières et gazières. Pour les identifier et définir les axes de recherche prioritaires, l'année 2003 a été consacrée à la préparation d'un nouveau plan de recherche technologique du Comité d'études pétrolières et marines (CEP&M) qui a mobilisé plus de cent dirigeants et experts du secteur. Les recommandations proposées permettent d'estimer l'effort nécessaire de R&D à plus de deux milliards d'euros pour l'industrie française sur la période 2004 – 2008 ; elles orienteront les pro-

jets de recherche soutenus par le Réseau des technologies pétrolières et gazières (RTPG). Le soutien à la recherche ainsi apporté par le RTPG devrait permettre à l'industrie française de renforcer sa présence sur les marchés porteurs comme elle a su le faire de manière exemplaire au cours des dernières années dans le domaine de l'offshore profond.

Cette analyse a conduit à définir trois grandes priorités pour les prochaines années.

Concilier hydrocarbures et développement durable

Dans ce domaine, le défi consiste à concilier la consommation d'une quantité accrue d'hydrocarbures avec la protection de l'environnement. Les principaux enjeux concernent la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la réduction de l'impact environnemental de l'exploration-production.

Pour réduire les émissions de gaz à effet de serre liées à la combustion des hydrocarbures, il est envisagé de récupérer le CO₂ dans les fumées et de l'injecter ensuite dans des formations géologiques. Cette solution pose deux problèmes majeurs : la mise au point de technologies de capture du CO₂, et la prévision et le suivi du CO₂ dans les couches géologiques pendant de très longues durées. Au sein du RTPG, les efforts porteront en priorité sur la

modélisation des interactions roches fluides à court et à très long terme ainsi que sur le développement de moyens de mesure et de contrôle permettant de maîtriser les opérations et les risques.

La réduction de l'impact environnemental de l'exploration-production sera obtenue en réduisant les rejets et l'impact des moyens utilisés à chaque étape du développement. Ainsi, pour les champs matures par exemple, il sera nécessaire de développer des techniques et des produits de séparation plus efficaces pour traiter les eaux de production. Le traitement et la gestion des eaux devient en effet un des problèmes majeurs de l'industrie pétrolière qui, en raison de la maturité des champs, doit faire face à une part croissante des volumes d'eau dans les fluides produits.

Prolonger l'exploitation des hydrocarbures conventionnels

Malgré un taux de succès qui a pratiquement doublé au cours des dix dernières années, les nouvelles découvertes ne permettront pas de compenser le déclin de la production des régions dites matures. Pour retarder cet effet de ciseau, il sera nécessaire de prolonger l'exploitation des réservoirs d'hydrocarbures conventionnels (champs matures, champs satellites offshore, gaz) et de poursuivre la découverte de nouveaux gisements.

Champs matures

Pour prolonger l'exploitation des réservoirs matures, les efforts de R&D viseront à améliorer les taux de récupération et à réduire les coûts opératoires. Ceci suppose des progrès dans les domaines de l'instrumentation, des logiciels ou des procédés.

Tout d'abord, les techniques de monitoring, sismiques ou autres, devront être développées pour accéder à la distribution des fluides dans le réservoir. Ensuite, les capacités de traitement des logiciels devront évoluer pour intégrer en temps réel les gigantesques volumes d'informations obtenus sur les gisements. Ainsi, il sera possible de réaliser des simulations numériques plus fiables, plus précises et plus en phase avec la réalité du terrain ce qui facilitera considérablement le choix et la mise en œuvre de la stratégie de récupération optimale.

La réduction des coûts opératoires, quant à elle, devrait être obtenue avec la mise au point d'une instrumentation et d'équipements dédiés à la surveillance des installations de production pour détecter rapidement les anomalies et les corriger.

Offshore

Dans le domaine de l'offshore, l'industrie sera confrontée à deux problèmes spécifiques, à savoir, la mise en production des champs satellites de petite taille d'une part, pour lesquels il faudra développer de nouveaux concepts de production en accord avec l'économie des champs, et d'autre part la barrière de l'ultragrand fond (au-delà de 1 500 m d'eau) qui nécessitera la mise au point de nouveaux matériaux aux propriétés mécaniques et thermiques adaptées.

Nouveaux gisements

Pour poursuivre la découverte de nouveaux gisements et réduire les risques en exploration, l'effort de recherche portera sur l'amélioration des techniques basées sur les géosciences et notamment sur l'imagerie sismique. Il s'agira notamment d'améliorer les techniques de vision sous les couches de sel



et les zones plissées qui constituent un obstacle pour les méthodes sismiques.

Le gaz

Enfin, dans le domaine des technologies du gaz, deux axes prioritaires ont été définis : l'amélioration de la compétitivité du gaz naturel liquéfié (GNL) et l'amélioration des procédés de production de carburants liquides à partir du gaz, du charbon ou encore de la biomasse.

Accéder aux hydrocarbures de demain

Pour diversifier l'offre mondiale en hydrocarbures, la production des huiles lourdes, présentant une densité et une viscosité élevées, représente un objectif majeur compte tenu de l'immensité des ressources potentielles et de leur localisation géographique. En effet, on estime à près de 270 gigatonnes le volume d'huile lourde en place

dans la ceinture de l'Orénoque au Venezuela et à 300 gigatonnes les ressources en sables asphaltiques situées dans le nord de l'Alberta au Canada. Compte tenu de l'importance de l'enjeu, l'industrie pétrolière et parapétrolière française doit participer à la mise au point des technologies qui permettront d'envisager des développements rentables de ces ressources.

Les défis économiques et environnementaux associés sont considérables. Le premier défi concerne l'optimisation ou la mise au point de méthodes de récupération améliorées telles que l'injection continue de vapeur d'eau, l'injection de solvant et la combustion in situ. Trois procédés qui impliquent un monitoring fin du réservoir associé à une modélisation en temps réel. Le second défi rejoint la problématique de l'effet de serre ; il s'agira de réduire l'autoconsommation d'énergie en améliorant les unités de production centralisées de vapeur et de capter le CO₂ émis par ces dernières.



Manosque et l'étang de Berre : nouvelle canalisation de transport d'hydrocarbures liquides

Le contexte actuel de l'obligation française de stocks stratégiques pétroliers

L'obligation de constitution et de conservation de stocks stratégiques pétroliers

En matière de constitution de stocks pétroliers de sécurité, la France a instauré, en 1992, un système lui permettant de respecter une double obligation internationale :

■ État membre de l'Union européenne, elle doit constituer des stocks de produits pétroliers (directives 68/414/CEE et 98/93/CE du Conseil) représentant au moins 90 jours de la consommation intérieure moyenne, sur les valeurs de l'année calendaire précédente et pour trois catégories de produits ;

■ membre depuis 1992 de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), elle est astreinte à la constitution de stocks de pétrole brut et/ou de produits finis représentant au moins 90 jours d'importation nette de l'année précédente.

Ainsi, pour satisfaire à ses obligations, la France s'est dotée de la loi du 31 décembre 1992 portant réforme du régime pétrolier (ouverture au marché). Cette loi prévoit à son article 2 que « [le taux de l'obligation] est calculé de telle sorte que la France dispose en permanence de stocks stratégiques équivalents au quart des quantités nettes de pétrole brut et produits pétroliers

importées ou introduites l'année civile précédente », ce qui a conduit à fixer un taux de 26 % pour couvrir, a priori mais a minima, la double obligation précitée. Compte tenu des difficultés rencontrées en 2002 pour respecter l'obligation au titre de l'AIE, ce taux a été porté à 27 % au 1^{er} septembre 2003.

En outre, la loi a confié au Comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers (CPSSP) la mission de constituer et de conserver des stocks de produits pétroliers. Elle prévoit dans son article 3 que, pour assumer sa mission, le CPSSP « peut recourir aux services de la société anonyme de gestion des stocks de sécurité (Sagess) mentionnée à l'article 1655 *quater* du code général



des impôts, dans le cadre d'une convention approuvée par l'autorité administrative ».

En 2003, le CPSSP a géré plus de 62 % du total des stocks stratégiques français, et la Sagess détient en propre plus de 80 % des 62 précédents.

Une baisse structurelle de capacités de stockage à endiguer

Le nombre de dépôts de produits finis ne cesse de diminuer. Ainsi, au 31 décembre 2002, on ne comptait plus que 260 dépôts de plus de 400 m³ éligibles au titre du stockage stratégique.

En termes d'offre de capacité dans les dépôts de produits finis, la tendance est fermement à la baisse, d'une part, du fait du processus de restructurations consécutives aux fusions et acquisitions dans le domaine de l'industrie pétrolière, et d'autre part, du fait d'une perception accrue du risque industriel qui rend encore plus difficile pour les responsables publics et privés la conciliation avec l'urbanisation avoisinante. Les méthodes de gestion des stocks ont été améliorées (flux tendus), autorisant ainsi la profession à diminuer de façon sensible le volant de fonctionnement (stock outil) tout en respectant l'obligation légale. De plus, les contraintes en matière de protection de l'environnement et de sécurité sont financièrement lourdes dans un secteur très concurrentiel. On constate ainsi un fort resserrement des moyens de stockage susceptibles d'accueillir et de conserver en état les stocks stratégiques pétroliers.

La baisse de l'offre de stockage d'une part et, d'autre part, la réalité de l'augmentation tendancielle du niveau de l'obligation de stockage stratégique en France conduisent au cœur d'un effet de ciseau qu'il faut maîtriser, et qui

impose à moyen terme des choix pour des investissements.

Les actions en cours

Utilisation des cavernes salines du site de stockage de Manosque

Dans ce contexte, il est apparu opportun de développer les capacités de stockage sur le site de Manosque (Alpes de Haute-Provence). Le stockage souterrain présente les meilleures conditions de sécurité et de protection de l'environnement.

En parallèle à des recherches de nouvelles capacités dans le Nord de la France (réhabilitation, participation aux mises aux normes environnementales, voire nouvelles constructions de capacités), la décision a été prise de porter de 3 à 6 Mm³ la capacité totale des stocks stratégiques pétroliers détenus en ce site.

Pour répondre à une situation de crise physique de rupture des approvisionnements pétroliers, le Comité de direction de l'AIE peut inviter chaque État membre à mettre en œuvre des mesures d'urgence nationales au titre du programme international de l'énergie (PIE). Les mesures vont de la simple restriction de consommation jusqu'au déstockage. La règle AIE est de pouvoir déstocker les stocks stratégiques en moins de six mois, ce qui impose de prévoir un dimensionnement adapté des structures. La direction des Ressources énergétiques et minérales a donc demandé au CPSSP d'étudier conjointement l'augmentation de capacité sur le site de Manosque et la construction d'une canalisation de transport d'hydrocarbures et de saumures entre Manosque et la zone industrielle pétrolière de Berre. In fine, cette canalisation permettra l'acheminement

de produits finis et de pétrole brut vers les dépôts de la Société du pipeline Méditerranée-Rhône (SPMR), les dépôts de Fos et l'ensemble des raffineries du sud de la France, du canal rhodanien, d'Allemagne et de Suisse.

Un nouveau pipeline

«Manosque – Berre»

Le 12 juin 2002, le Conseil d'administration du CPSSP a approuvé le principe du projet, et a demandé à la Sagess d'en établir le cahier des charges. Ainsi, la Sagess, travaillant en étroite collaboration avec la société Géosel qui gère le site de Manosque, a été désignée comme maître d'ouvrage de ce projet qui a été évalué à près de 100 millions d'euros. Le CPSSP, de son côté, s'est engagé en assurant le financement par une légère augmentation de la redevance qu'il perçoit des opérateurs assujettis.

Le projet appelé PSM (Pipeline Sagess Manosque) consiste en la construction d'une conduite sur deux tronçons distincts :

■ Manosque – Rognac : une conduite de 68 km de 24 pouces de diamètre (soit 600 mm) qui suivra le tracé des canalisations existantes pour le transport d'hydrocarbures ou de saumure en fonction des circonstances ;

■ Rognac – bassin pétrolier de Fos-sur-Mer : une conduite de 52 km de 18 pouces de diamètre (soit 450 mm) pour le transport d'hydrocarbures. Cette conduite portera le débit de déstockage à 2000 m³/h en cas de crise, contre 800 m³/h aujourd'hui.

L'ensemble ainsi constitué permettra la remontée de saumure depuis le site d'Engregnier pour remplir les cavités salines dont les hydrocarbures pourront être transférés vers les dépôts de SPSE pour le pétrole brut et de Lavéra, La

Mède ou Berre pour les produits finis. Ce projet, qui ne devrait pas aboutir avant l'été 2007, se déroule en deux phases, élaboration et construction.

Élaboration des dossiers

administratifs (24 mois) :

■ dépôt des dossiers administratifs d'autorisation de construction et d'exploitation d'une canalisation au titre des procédures hydrocarbures et chimique (pour le transport de la saumure). Cette procédure sera close par la promulgation d'un décret d'autorisation et déclarant le projet d'intérêt général ;

■ mise en œuvre de la procédure d'enquête publique qui associe le public, les élus locaux et l'ensemble des représentants de l'administration concernés par le projet et qui permet de s'assurer du respect des règles liées à l'environnement et des règles techniques de construction.

Construction (18 mois)

Construction des deux tronçons. Les services compétents de la direction régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement assureront le contrôle final de la construction avant la mise en exploitation.

Le projet lancé officiellement en juillet 2003 se trouve actuellement dans la phase d'élaboration des dossiers administratifs et de consultation des principaux acteurs : associations de sauvegarde de la nature, élus locaux, conseils régionaux, services techniques des services de l'État. Une fois ce débat achevé, le dossier d'autorisation sera déposé auprès de la Direm pour instruction à l'échelon central dans le courant du premier semestre 2004.



BRGM : des activités davantage au service du public

La réponse à la demande des pouvoirs publics

Établissement public à caractère industriel et commercial, composé de 830 personnes dont un tiers réparti en régions, le Bureau de recherches géologiques et minières a eu en 2003 un chiffre d'affaires d'un montant de 81,4 million d'euros, en progression de 9,1 % par rapport à l'exercice 2002.

Dans le cadre de ses activités de service public soutenues financièrement par l'État à hauteur de 18,57 millions d'euros, l'action du BRGM constitue un outil essentiel de la politique de gestion

des matières premières et du sous-sol. En 2003, les activités de service public ont représenté un ensemble de 700 opérations répondant à la demande des ministères, des services déconcentrés, des collectivités territoriales et des partenaires locaux à travers des cofinancements. Ce programme permet aux pouvoirs publics de disposer de compétences spécifiques dans les domaines suivants : l'accès à la connaissance géologique, les eaux souterraines, les milieux contaminés, les déchets, les ressources minérales, la « déprise minière »⁽¹⁾ et les risques naturels géologiques.

Domaines	Orientations 2003 (en k€ TTC)	Programme 2003 réalisé (en k€ TTC)	Orientations 2004 (en k€ TTC)
DEP - Déprise minière	462	315	500
EAU - Eaux souterraines	3 292	3 938	4 000
ENE - Énergie	325	296	300
ETM - Eaux thermo-minérales	250	226	300
GEO - Accès à la connaissance géologique pour l'aménagement	5 548	5 307	5 600
LIT - Littoral	897	447	500
PIR - Programmes d'initiatives régionales	1 849	1 714	1 500
POL - Milieux contaminés déchets	1 618	1 615	1 770
RES - Ressources minérales	1 572	1 394	1 200
RIS - Risques géologiques	2 469	3 030	2 700
URB - Géologie urbaine	111	112	200
Total	18 393	18 394	18 570

(1) Le terme « déprise minière » ou « après-mine » évoque la période de remise en état des sites lors de l'arrêt des travaux miniers.

Les différents domaines d'activité et l'évolution de la programmation en 2003

Les opérations de service public sont réparties en grands domaines d'activité dont les différents thèmes sont déclinés en fonction des demandes des ministères. En 2003, l'activité de service public est résumée dans les tableaux ci-inclus par domaines ainsi que les orientations 2004.

L'accès à la carte géologique

La priorité a été donnée à la valorisation des cartes géologiques établies par le BRGM, les actions ont porté sur la valorisation des données numérisées des cartes et la mise aux normes d'interopérabilité du site « infoterre » offrant les premières possibilités de croisement de données avec celles provenant d'autres sites. La mise en place d'outils de diffusion et de traitement de ces données vise à offrir d'ici à 2005 à l'ensemble des acteurs un modèle géologique numérique normalisé délivrant une information de qualité.

Les eaux souterraines

En lien avec la mise en œuvre en France de la directive cadre, il s'agit de la poursuite et du développement des actions menées avec la direction de l'Eau du ministère de l'Environnement :

- maîtrise d'ouvrage nationale des réseaux de monitoring quantitatifs des eaux souterraines ;
- coordination et gestion de la banque de données sur les eaux souterraines ;
- production de la nouvelle version du référentiel hydrogéologique ;
- appui à la mise en œuvre de la directive cadre sur les eaux souterraines.

Les eaux thermales et minérales

Dans le cadre de la mise en œuvre de contrats de plan État-régions (Auvergne, Rhône-Alpes), les actions se poursuivront sur la caractérisation, le suivi et la protection de la ressource.

L'énergie

La réalisation de programmes d'inventaires régionaux des potentiels géothermiques (ressources et utilisations possibles) constitue un enjeu de service public au même titre que la poursuite de l'activité « veille » pour le compte de l'Ademe.

Les milieux contaminés et les déchets

Les actions se sont engagées sur quatre axes privilégiés :

- la poursuite du programme des inventaires historiques régionaux des anciens sites industriels et activités de service, pour lesquels 80 % du territoire devrait être couvert à fin 2004. En parallèle, des collaborations seront poursuivies avec les grandes agglomérations pour intégration des données Basias (base de données des anciens sites industriels et d'activités de services) dans les Sig urbains. Par ailleurs, seront développés l'interopérabilité entre Basias et Basol (base de données des sols pollués) ainsi que des recoupements avec la vulnérabilité des ressources en eau ;
- pour les déchets, l'élaboration de la base de données nationale des inventaires départementaux des décharges brutes, de l'observatoire du recyclage des déchets dans les infrastructures routières s'est poursuivie en partenariat avec l'Ademe, associant également le Medd, l'Ineris et le réseau scientifique et technique de l'Équipement ;



- la cartographie prédictive du risque radon (gaz radioactif) s'est poursuivie ainsi que des actions en lien avec le fonds géochimique, en partenariat avec les directions régionales de l'Environnement et celles des Affaires sanitaires et sociales;

- le développement d'outils méthodologiques dans des domaines tels que la surveillance des eaux souterraines donne lieu à la publication de guides et fournit un appui technique au Medd pour les instances nationales et européennes.

Les ressources minérales

Les actions ont porté notamment sur :

- la poursuite des activités de l'intelligence économique (revue mensuelle Écomine), portail d'accès des matières premières Mineralinfo, annuaires, panoramas, études confidentielles à portée stratégique et synthèses par substances avec une extension vers les roches et minéraux industriels;

- la conception, en lien avec les tutelles d'un dispositif renouvelé d'intervention du BRGM en vue de la finalisation et la révision des schémas départementaux des carrières;

- l'exploitation et l'utilisation des matières premières minérales sur le territoire métropolitain : déploiement d'une base de données interopérables de gestion et mise à jour interactive des données.

Les risques géologiques

La priorité demeure sur la mise en œuvre des missions d'inventaires et de constitution de bases de données relatives aux mouvements de terrains et aux cavités souterraines. Cela permet d'établir une cartographie de l'aléa retrait-gonflement des argiles et d'intégrer sur bases de données les séismes histori-

ques et les indices sismotectoniques. Par ailleurs, des études méthodologiques relatives à l'exploitation et à la valorisation de ces inventaires seront engagées.

Les programmes de cartographie des aléas ont été poursuivis Outre-mer, notamment en Polynésie, Nouvelle-Calédonie, Mayotte et à la Réunion.

La déprise minière

L'ensemble de ces actions concerne l'après-mines, les principaux enjeux sont :

- la poursuite de l'activité Geoderis sur financement du ministère délégué à l'Industrie ;

- la bonne coordination avec les pôles interrégionaux de l'administration ;

- la mise à disposition et l'actualisation de la base de données sur les titres miniers.

La géologie urbaine

Les actions couvrent :

- le développement de nouvelles opérations de relevés géologiques à la demande des agglomérations et villes intéressées ;

- le développement de banques de données du sous-sol urbaines intégrant géologie, piézométrie et géotechnique avec possibilités de services associés en ligne.

Le littoral

Les orientations 2004 concernent la cartographie géologique et sédimentologique du plateau continental, l'observation et le suivi du trait de côte tant au niveau national que régional. Un nouvel axe émerge relatif à la qualité du milieu, avec les sédiments portuaires naturels et anthropiques et l'appui aux plans Polmar-terre pour les sites de stockage intermédiaire.

La programmation 2004

La programmation 2004 de la dotation est présentée dans le graphique ci-après où sont précisés pour chaque domaine d'activité les montants :

- des opérations prévues par le comité national d'orientation ;
- des opérations avec cofinancements acquis (classées en priorité P1) ;
- des opérations dont le cofinancement n'est pas encore obtenu au début de l'année 2004 (classées en priorité P2).

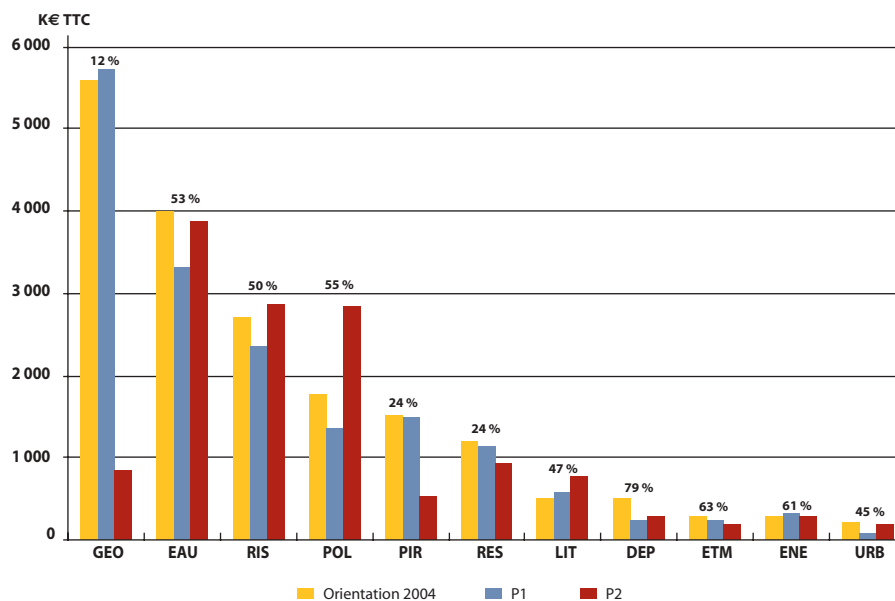
Le graphique ci-dessous fait également apparaître en pourcentage le taux moyen des cofinancements acquis pour chaque domaine.

Conclusion

Dans un contexte marqué par la stabilité de la dotation budgétaire, l'établissement a mis en place un véritable service public du sous-sol avec des partenariats actifs avec les ministères et les collectivités territoriales. Les actions cofinancées avec ses partenaires publics constituent un gage de pertinence et d'ancrage dans les régions. La réalisation d'opérations spécifiques demandées par l'ensemble de ses clients publics ainsi que la mise à disposition du public d'informations et de bases de données concernant le sous-sol, par l'intermédiaire du réseau Internet lui confère à la fois un rôle d'expertise au service des politiques publiques et un positionnement reconnu, même si le BRGM devra dorénavant affronter la concurrence de bureaux d'études privés.



Programmation 2004 par domaines



Demain, l'industrie de l'uranium

Une industrie essentielle au fonctionnement des centrales nucléaires, qui est fortement concentrée et légèrement surcapacitaire, mais qui présente un risque de sous-capacité à moyen terme au niveau mondial.

Le traitement qui doit être appliqué au minerai de l'uranium destiné aux réacteurs des centrales du parc nucléaire français, comporte deux étapes principales, la conversion en hexafluorure d'uranium et l'enrichissement isotopique. En effet, l'isotope fissile (U 235) contenu dans l'uranium extrait de la mine se trouve en quantité beaucoup trop faible (0,71etc.) pour assurer le fonctionnement de ces réacteurs. L'enrichissement est une activité de service industriel qui permet d'accroître à hauteur de 3 à 5 % la proportion d'U 235 dans le combustible. Deux procédés sont industriellement mis en œuvre pour ce faire : la centrifugation et la diffusion gazeuse.

Il convient de plus, pour disposer d'une image précise de cette industrie, de distinguer entre, d'une part, les fournitures finales de matière enrichie faites aux électriciens et, d'autre part, les échanges intermédiaires entre industriels de l'enrichissement de matières non encore suffisamment enrichies ; ces derniers échanges sont courants à travers le monde, notamment entre les industries russe et européenne.

(1) UTS :
unité de travail de
séparation.

Cette activité est réalisée en France dans l'usine Georges Besse du Tricastin (Drôme) qui, utilisant la technologie de la diffusion gazeuse, seule disponible industriellement à l'époque de la construction de l'usine, fournit environ 25 % des besoins mondiaux, soit 8 millions d'UTS⁽¹⁾ livrés en 2002. Le capital de la société Eurodif, qui exploite l'usine Georges Besse, est contrôlé à 59,65 % par Cogema (groupe Aréva). À travers le monde, l'industrie de l'enrichissement est oligopolistique et régionalisée. Il n'y a que quatre marchés importants (Europe occidentale, ex-Bloc soviétique, Extrême-Orient, USA) et les capacités de production mondiales en matière d'enrichissement sont principalement partagées entre les compagnies suivantes (capacité annuelle de production disponible fin 2003 en millions d'UTS (MUTS), avec entre parenthèses l'indication de la capacité installée connue) :

- Tenex, compagnie russe détenue par le Minatom : 14 MUTS (20 MUTS) ;
- Usec (United States Enrichment Corporation, récemment privatisée) : 5,5 MUTS (8,5 MUTS) ;
- Eurodif (France, groupe Aréva) : 9 MUTS (10,8 MUTS) ;
- Urenco, société européenne détenue à égalité par un consortium anglais, hollandais et allemand : 5,9 MUTS ;
- JNFL (Japon) : 0,8 MUTS (1,2 MUTS) ;
- CNEIC (Chine) : 1 MUTS.

Les capacités de production mondiales disponibles (environ 40 millions d'UTS) dépassent ainsi faiblement la demande (environ 38 millions d'UTS par an) depuis plusieurs années. Le marché présente une croissance limitée mais régulière de 1 % par an minimum. Ce phénomène s'explique par l'accroissement des taux d'utilisation des centrales et par la mise en service de quelques nouveaux réacteurs.

Cette situation nécessite une vigilance à l'égard des évolutions de l'industrie et du marché de l'enrichissement de l'uranium. En effet, la défaillance soudaine d'une des sources principales d'UTS provoquerait de fortes tensions sur le marché. Et, à cet égard, les politiques commerciales, aux États-Unis comme en Europe, privilégient toujours la sécurité d'approvisionnement.

En outre, l'obsolescence technique et économique du procédé d'enrichissement par diffusion gazeuse est prévue à l'horizon 2012/2015. Les deux acteurs utilisant cette technologie (Eurodif et Usec) ont choisi de s'orienter vers la technologie de centrifugation.

La sécurité d'approvisionnement reste au cœur des politiques commerciales

L'industrie de l'enrichissement est confrontée à de nombreux défis alors même que le maintien de sa viabilité industrielle et économique est jugée comme un élément essentiel de la sécurité d'approvisionnement. On constate à des degrés divers que les politiques commerciales internationales sont dictées par cet impératif.

Les États-Unis ont mis en place un accord portant sur l'achat de 500 tonnes provenant de têtes nucléaires de

missiles russes pour le transformer en uranium faiblement enrichi utilisable par les centrales électronucléaires.

Par ailleurs, à la suite d'une plainte de l'Usec de décembre 2000 auprès du département du Commerce contre Eurodif et Urenco au titre des procédures antidumping et antisubventions, des droits d'entrée provisoires de 53 % ont été établis en juin 2001. Cette procédure administrative est en cours de révision et la décision définitive est prévue pour fin mai 2004. Une décision administrative provisoire intermédiaire de janvier 2004 a néanmoins abaissé ces droits des trois quarts.

Parallèlement, un recours judiciaire contre la décision initiale est en appel fédéral et devrait aboutir pour fin 2004.

En Europe, pour se protéger contre la menace de mise sur le marché de matières provenant de la dilution de l'uranium hautement enrichi d'origine militaire ou du déstockage de quantités importantes d'uranium enrichi en provenance directement ou indirectement de Russie, la Commission et les États membres ont adopté depuis 1994, une politique visant à assurer la viabilité de l'industrie européenne de l'enrichissement.

À cet égard, l'Agence d'approvisionnement établie par le traité Euratom surveille les flux à travers une procédure de notification préalable ou de co-signature, selon les cas, des contrats d'approvisionnement.

L'essentiel du contrôle communautaire s'exerce de fait sur les importations directes de Russie par les utilisateurs finaux.

Une ouverture régulée a été offerte par Euratom avec la Déclaration de Corfou de juin 1994, commune à la Commission et au Conseil, qui permet aux électriciens utilisateurs finaux de recourir aux producteurs non communautaires pour



environ 20 % de leurs besoins. Les producteurs russes ont été les bénéficiaires quasi exclusifs de cette ouverture.

La question du commerce des matières nucléaires avec la Russie se pose, pour l'Europe, avec une nouvelle acuité avec l'adhésion en 2004 à l'Union européenne de pays dont les centrales nucléaires de conception soviétique sont approvisionnées par l'industrie russe sur la base de contrats à long terme (débouché estimé à environ 13 % de la production russe de services d'enrichissement).

Un mandat de négociation avec la Russie a été délivré à la Commission en décembre 2003, qui permettra l'ouverture de négociations menées par Euratom visant à la mise en place de dispositions transitoires et d'une régulation idoine.

Un défi pour l'industrie française : le renouvellement de sa technologie

Enfin, l'industrie française est spécifiquement confrontée à un défi technologique majeur. En effet, Eurodif dispose, comme l'Usec, de la technologie de la diffusion gazeuse, qui est d'une grande souplesse d'utilisation mais grosse consommatrice d'électricité. En revanche, la technologie d'ultracentrifugation, utilisée par Urenco, la Russie et le Japon, met en œuvre des installations plus modulaires et qui surtout consomment 50 fois moins d'énergie.

Or, l'usine Eurodif, en activité depuis plus de 25 ans, devrait atteindre l'obsolescence économique à l'horizon 2012-2015.

En raison des avantages compétitifs dus surtout à sa faible consommation en énergie et de la maturité industrielle enfin acquise du procédé d'ultracentrifugation, Aréva a finalement porté son choix pour

l'avenir sur ce procédé. Il est clairement apparu qu'un partenariat, en matière de technologie, avec Urenco permettrait d'engager dans les meilleurs délais l'industrialisation du procédé en France, en minimisant le risque technologique et en apportant une réponse suffisamment rapide sur le marché.

Aréva et les actionnaires d'Urenco ont signé le 24 novembre 2003 un accord industriel qui prévoit l'entrée d'Aréva au capital de la société de droit anglais dénommée « Enrichment Technology Company » (ETC), qui sera codétenue par Urenco et Aréva (50 % chacun) et dans laquelle Urenco a localisé l'ensemble de son activité de recherche et développement, conception, production et ventes de centrifugeuses. L'accord régit en outre les conditions d'utilisation de la technologie d'ETC et les conditions de la fourniture d'équipements et de services par etc. Aréva et Urenco demeurent cependant pleinement concurrents dans le domaine de la fourniture finale.

Une fois l'accès à l'utilisation de la technologie d'ultracentrifugation acquis, et après obtention des autorisations en matière de sûreté, Aréva pourra alors procéder à la construction d'une nouvelle usine d'enrichissement, dénommée Georges Besse II (GB II), qui s'approvisionnera en équipements de centrifugation auprès d'ETC et qui pourrait être mise en service à partir de 2007.

Ainsi, confrontée à ces nombreux défis, technologiques, stratégiques et politiques, l'industrie européenne de l'enrichissement de l'uranium est en évolution permanente afin de s'adapter à une concurrence accrue et de proposer une offre pérenne aux électriciens européens, permettant de répondre à l'exigence toujours actuelle de la sécurité des approvisionnements. ■

Iter et l'enjeu de la fusion nucléaire

Le projet Iter (International Thermo-nuclear Experimental Reactor) vise à démontrer la faisabilité scientifique de la production d'énergie par fusion par confinement magnétique. C'est une étape majeure vers la production d'énergie par fusion nucléaire, qui pourrait intervenir dans la seconde moitié du siècle et qui consistera sans aucun doute une technologie clé de demain : source d'énergie quasi inépuisable, n'émettant pas de gaz à effet de serre, réputée créer peu de déchets et susceptible d'accroître de manière considérable la sécurité d'approvisionnement énergétique.

Le coût global du projet étant très élevé (estimé à environ 10 milliards d'euros sur 30 ans), une démarche internationale a été initiée réunissant l'Union européenne, la fédération de Russie et le Japon, auxquels se sont joints courant 2003 les États-Unis (qui avaient quitté le projet en 1999) ainsi que la Chine et la Corée du Sud.

Sur les quatre candidatures initiales de sites en lice pour accueillir la machine expérimentale Iter (Clarington au Canada, Rokkasho au Japon, Vandellós en Espagne). Le site français de Cadarache sur lequel est implanté un important centre de recherche du Commissariat à l'énergie atomique (CEA), est la seule candidature européenne ayant été maintenue avec celle du Japon. En effet, en novembre 2003 le

Conseil de compétitivité a décidé de proposer Cadarache comme site européen candidat. Le Conseil a en outre décidé que l'Espagne hébergerait l'entité juridique européenne d'Iter et que l'un des directeurs du projet serait de nationalité espagnole.

Depuis cette décision, les discussions se poursuivent entre les différents partenaires du projet de façon à parvenir à un choix définitif entre les sites de Cadarache et de Rokkasho-Mura. Après une première réunion tenue au niveau ministériel en décembre dernier à Washington, les négociations actuelles tendent à définir les modalités selon lesquelles le projet Iter pourrait être élargi (pour devenir le projet Iter+) permettant que le site, qui ne serait pas finalement retenu, puisse également bénéficier de certaines retombées scientifiques (poursuite des programmes de recherche dans les réacteurs Tokamak déjà existants, construction d'un accélérateur de particules qui permettrait de conduire les expérimentations sur les matériaux nécessaires à la bonne exploitation d'Iter). Toutefois, le surcoût financier d'une telle stratégie est important (environ 1 milliard d'euros) et des discussions devront donc intervenir au niveau européen de façon à étudier les modalités de son financement entre les différents pays de la Communauté.



2003 en bref

Faits marquants

Début de la présidence française du G8

La DGEMP assure la présidence du nouveau groupe sur la sûreté nucléaire du G7 (Nuclear Safety Working Group) qui sera transformé au sommet d'Évian en groupe de travail du G8, le «Nuclear Safety and Security Group».

1^{er} janvier Participation d'EDF au capital de la société Edison

Publication de l'arrêté du 19 décembre 2002, autorisant EDF, en application du décret du 9 août 1953, à acquérir une participation supplémentaire de 8,7 % au capital de la société italienne Edison, pour un montant de 95 M€.

Gaz de France est autorisé à acquérir les activités en Allemagne de Preussag énergie GmbH, une société d'exploration, production d'hydrocarbures (330 millions d'euros de chiffre d'affaires), filiale du groupe TUI.

7 janvier Augmentation du capital de la société EDF développement environnement SA (EDEV)

Publication de l'arrêté du 24 décembre 2002, autorisant EDF à souscrire à l'augmentation du capital de la société EDF développement, environnement SA pour un montant de 126 000 020 d'euros.

8 janvier Lancement du grand débat national sur les énergies

par Nicole Fontaine à Paris.

18 mars Première rencontre régionale à Paris dans le cadre du débat national

sur le thème : «Quels nouveaux défis pour la politique énergétique?».

3 avril Deuxième rencontre régionale à Strasbourg

sur le thème : «énergie et vie quotidienne, comment consommer mieux?».

15 avril Troisième rencontre régionale à Nice

sur le thème : « énergie, entreprises et transports : comment concilier compétitivité et responsabilité?».

18 au 19 avril Conférence ministérielle

de l'Agence internationale de l'énergie à Paris.

24 avril Quatrième rencontre régionale à Bordeaux

sur le thème : «charbon, gaz, pétrole, atouts et faiblesses : jusqu'à quand?».

5 mai Cinquième rencontre régionale à Rennes

sur le thème : «énergie renouvelables, alternative ou complément?».

6 mai Sixième rencontre régionale à Rennes

sur le thème : «nucléaire : énergie d'avenir ou fausse solution?».

16 mai Première présentation des textes

du «paquet» de directives nucléaires européennes (sûreté nucléaire, gestion des déchets radioactifs et des combustibles usés).

21 mai La France, ainsi que 11 pays

de l'Union européenne, signe l'accord-cadre pour un programme multilatéral environnemental dans le domaine nucléaire en fédération de Russie (accord dit MNEPR).

21 mai Conférence euro-méditerranéenne

des ministres de l'énergie à Athènes.

24 mai Septième rencontre régionale à Paris

sur le thème : «vers une politique énergétique durable». Discours de clôture de Nicole Fontaine.

2 juin Sommet du G8 à Évian

adoption du rapport d'étape de la mise en œuvre du partenariat global, incluant les actions françaises de lutte contre la menace de prolifération nucléaire.

15 juin Outil de recherche majeur

pour la gestion des déchets nucléaires à vie longue, le réacteur Phénix situé sur le centre du CEA de Marcoule a repris son fonctionnement en puissance.

17 juin

La convention générale

passée entre l'État et la CNR et le cahier des charges qui lui est annexé sont mis à jour pour refléter l'évolution des missions de la CNR.

18 juin

Présentation en Conseil des ministres du bilan du Débat national

par Nicole Fontaine.

19 juin

7^e réunion du groupe

de travail franco-russe sur l'énergie à Moscou.

Canalisation de transport de gaz « Artère du Val de Durance »

Décision accordant à Gaz de France l'autorisation d'exploiter à la pression de 80 bars la canalisation de transport de gaz Manosque (Alpes-de-Haute-Provence)-Gap (Hautes-Alpes) et l'antenne de Digne-les-Bains.

Renforcement de l'axe à 400 000 volts entre Lyon et Chambéry

La ministre déléguée à l'Industrie demande aux préfets des départements de l'Isère et de la Savoie de poursuivre la concertation locale sur la base de la solution proposée par RTE à l'issue du débat public (option «Sud») pour le projet de ligne à 400 000 volts Lyon-Chambéry.

Projet de renforcement de l'interconnexion électrique entre la France et l'Espagne

La ministre déléguée à l'Industrie tire les enseignements du débat public sur le projet de renforcement de l'interconnexion électrique entre la France et l'Espagne et demande à RTE de proposer de nouvelles solutions alternatives au projet initialement soumis au débat.

1^{er} juillet

Première réunion

du groupe de travail franco-algérien à Paris.

10 juillet

Les engagements volontaires

des entreprises françaises dans la lutte contre l'effet de serre dans le cadre d'Aeres (Association des entreprises pour la réduction de l'effet de serre) sont présentés au gouvernement.

24 juillet

Tarif transport de gaz

La CRE propose aux Ministres chargés de l'économie et de l'énergie sa première tarification des réseaux de transport de gaz.

EDF est autorisée

par les ministres à céder sa participation de 36,3 % dans Granninge, le quatrième producteur d'électricité en Suède.

25 juillet

Signature par la ministre déléguée

à l'Industrie et son homologue marocain, d'un protocole de coopération relatif à la veille économique et stratégique sur l'énergie, accompagnant notamment la création au Maroc d'un équivalent de l'Observatoire de l'énergie.

Juillet-août

Canicule

Pour assurer l'équilibre offre-demande lors de la forte vague de chaleur qui frappe la France, le gouvernement lance des appels au civisme et demande à EDF de rechercher toutes les formes d'approvisionnement (importations, achat sur le marché, appels aux cogénérateurs).

Août

Mise en service par l'Andra

du centre de stockage des déchets de très faible activité situé à Morvilliers dans l'Aube.

10 septembre

Énergie éolienne

Circulaire de R. Bachelot-Narquin, G. de Robien et N. Fontaine aux préfets relative à la promotion de l'énergie éolienne terrestre.

12 septembre

Remise du rapport

du Comité des sages dans le cadre du débat national sur les énergies.

15 septembre

Le Plan véhicules propres

est annoncé par le Premier ministre. Il vise notamment à favoriser les efforts de recherche en vue d'accélérer le lancement commercial des véhicules moins polluants et moins consommateurs d'énergie.

17 septembre

Conformément à l'engagement

pris auprès de la Commission européenne, EDF achève la mise aux enchères des 6000 MW de capacités de production. Cet engagement prévoyait une mise à disposition de ces capacités de production dans un délai de cinq ans, à compter de 2001.

Octobre

Sécurisation de l'alimentation électrique de la région PACA

La ministre déléguée à l'Industrie demande aux préfets concernés de lancer l'instruction de la procédure réglementaire préalable à la déclaration d'utilité publique du projet de construction d'une ligne à 400 000 volts entre Boutre et Le Broc-Carros.

3 octobre

Gaz de France est autorisé

à reprendre les actifs d'une cogénération située à Shotton (pays de Galles) et composée de deux turbines à gaz de 70 Mwe chacune et d'une turbine à vapeur de 75 Mwe.

3 octobre

Cession de la participation financière d'EDF au capital de la CNR

Électricité de France est autorisée à céder sa participation de 22,22 % au capital de la Compagnie nationale du Rhône.

8 octobre

La remise du Rapport de Jean Besson

parlementaire en mission sur le débat national.

13 octobre

Éolienne en mer

Circulaire de N. Fontaine et D. Busse-reau aux préfets des départements littoraux relative à l'implantation des éoliennes en mer.

17 octobre

EDF est autorisée

par les ministres à poursuivre le projet de construction et d'exploitation de la centrale hydroélectrique Nam Theun 2 au Laos.

Octobre/novembre

Interconnexion

franco-espagnole en gaz. Lancement de l'enquête publique du projet Euskadour de Gaz du sud-ouest qui consiste en la réalisation d'une canalisation de 28 km entre la France et l'Espagne avec une capacité d'échange de l'ordre de 3 Gm³/an.

Novembre

Projet de ligne

à 400000 volts entre Vigy (Metz) et Marlenheim (Strasbourg). La ministre déléguée à l'Industrie demande aux préfets concernés de lancer l'instruction de la procédure réglementaire préalable à la déclaration d'utilité publique du projet de ligne à 400000 volts Vigy-Marlenheim.

7 novembre

Présentation

par M^{me} Fontaine du Livre blanc sur les énergies.

12 novembre

Gaz de France

acquiert des actifs gaziers en mer du Nord auprès de la société néerlandaise d'exploration-production NAM sous forme de participations dans sept permis d'exploration-production dont six opérés par NAM.

14 novembre

2^e réunion du groupe

de travail franco-indonésien sur l'énergie à Paris.

24 novembre

Signature d'un accord

entre le groupe Aréva et les actionnaires d'Urenco sur la technologie de centrifugation gazeuse.

27 novembre

Sélection du site de Cadarache

comme candidat de l'Europe pour accueillir le projet international Iter.

27 novembre

Répondant à la demande du gouvernement,

EDF et RTE présentent un rapport sur le retour d'expérience canicule ainsi qu'un plan aléa climatique.

Décembre

La première partie des coûts de référence

de la production électrique 2003 relative à la production centralisée (nucléaire EPR, charbon, gaz) est publiée.

1^{er} et 2 décembre

Conférence euro-méditerranéenne

des ministres de l'Énergie à Rome.

4 décembre

Le conseil d'administration

de Gaz de France approuve le projet industriel et social du groupe qui est transmis aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie.

4 décembre

Répondant à la demande du ministre,

EDF présente son plan d'actions industriel et social.

5 décembre

2^e assemblée

des contributeurs du fonds multila-

téral «Northern Dimension Environmental Partnership – NDEP» auquel la France contribue pour 40 M€. Ce fonds gère les apports financiers des différents contributeurs (11 pays et l'Union européenne) destinés à des projets multilatéraux environnementaux et nucléaires de dépollution dans le nord-ouest de la Russie.

9 décembre

Concurrence

en matière de distribution des carburants sur autoroutes : la cour d'appel de Paris annule la décision du Conseil de la concurrence du 31 mars 2003 qui infligeait des sanctions pécuniaires élevées à l'encontre des sociétés BP France, Esso SAF, pétroles Shell et de Total au titre de leur pratique sur le marché de la distribution des carburants sur autoroutes.

15 décembre

Autorisation préfectorale

donnée à Gaz de France pour la construction d'un terminal méthanier à Fos-sur-mer pouvant atteindre, à terme en 2010, une capacité de 10 Gm³/an, pouvant accueillir des méthaniers de 160000 m³.

15 décembre

Conseil Énergie à Bruxelles

18 décembre

Signature d'un contrat

entre le consortium franco-allemand Aréva-Siemens et la compagnie d'électricité finlandaise TVO pour la construction d'un réacteur EPR sur le site d'Olkiluoto en Finlande.

26 décembre

Tarif distribution de gaz

La CRE propose aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie sa première tarification des réseaux publics de distribution de gaz (ATR-D).

31 décembre

Restructuration du réseau

Total

L'entreprise Total achève la mise en place de ses 300 nouvelles stations-service Elf en France.

Les principaux textes législatifs et réglementaires

4 janvier

Loi gaz

Publication au Journal officiel de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie. Son objet principal est de transposer la directive 98/30/CE du 22 juin 1998 concernant le marché intérieur du gaz. L'ouverture du marché du gaz en France a désormais une base juridique.

7 janvier

Cogema

Publication des nouveaux décrets réglementant les activités de l'usine Cogema sur le site de La Hague.

17 janvier

Arrêté imposant l'étiquette énergie

- pour les fours électriques à usage domestique,
- pour les climatiseurs à usage domestique.

24 janvier

Suppression de l'autorisation de mise sous tension des ouvrages électriques

Publication du décret n° 2003-62 du 17 janvier 2003 modifiant le décret du 29 juillet 1927 portant règlement d'administration publique pour l'application de la loi du 15 juin 1906. Ce décret, dans le cadre des mesures de simplifications administratives, remplace l'ancienne procédure d'autorisation de mise sous tension des ouvrages électriques par une procédure de simple déclaration.

8 février

Abaissement du seuil d'éligibilité électrique

Publication du décret n° 2003-100 du 5 février 2003 modifiant le décret n° 2000-456 du 29 mai 2000 relatif à l'éligibilité des consommateurs d'électricité. Ce décret fixe le seuil de l'éligibilité à 7 gigawattheures et remplace la déclaration annuelle des consommateurs éligibles par une déclaration triennale. Désormais, 38 % du marché est ouvert à la concurrence.

3 mars

Directive carburants

Adoption de la directive 2003-17/CE concernant la qualité de l'essence et du gazole routier, modifiant la directive 98/70. La principale disposition de cette directive voit que la teneur en soufre des deux carburants sera abaissée à 10 mg/kg à compter du 1^{er} janvier 2009; toutefois, les États membres doivent assurer sur leur territoire, dès le 1^{er} janvier 2005, la commercialisation de ces produits qui devraient être « disponibles sur une base géographique judicieusement équilibrée ».

18 mars

Production d'électricité

Publication de l'arrêté du 7 mars 2003 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, qui entérine la volonté du gouvernement de développer les énergies renouvelables.

29 mars

Obligation d'achat

Publication du décret 2003-282 du 27 mars 2003 modifiant le décret

n° 2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat. Pris en application des dispositions de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, ce décret, d'une part, fixe les distances minimales entre sites bénéficiant de l'obligation d'achat et, d'autre part, supprime les modalités relatives à la vérification par les Drire que les installations ne peuvent trouver de clients éligibles pour la vente de leur électricité.

3 avril

Éligibilité gaz

Publication au Journal officiel du décret n° 2003-302 du 1^{er} avril 2003 relatif à l'éligibilité des consommateurs de gaz naturel et portant application de l'article 3 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003. Il fixe le seuil de l'éligibilité (83 GWh depuis le 10 août 2003) applicable aux entreprises et aux distributeurs et détermine la procédure de reconnaissance de l'éligibilité: un régime transitoire de déclaration simplifiée.

3 avril

Nouvelles prescriptions pour stations-service

Publication au Journal officiel de l'arrêté du 7 janvier 2003 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées soumises à déclaration sous la rubrique n° 1434: liquides inflammables (installation de remplissage ou de distribution). Ce texte fixe les règles relatives à l'implantation, à l'aménagement et à l'exploitation des stations-service qui sont soumises au régime de la déclaration.

19 avril**Redevance sur les raffineries**

Publication au JO de l'arrêté du 9 avril 2003 portant abrogation de l'arrêté du 28 mars 1977 fixant le taux des redevances dues au titre du contrôle de la sécurité des usines de traitement du pétrole brut et de ses dérivés et résidus.

19 avril**Obligation d'achat**

Publication de l'arrêté du 26 mars 2003 modifiant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération et les installations utilisant des énergies renouvelables ou des déchets ménagers. Cet arrêté supprime la possibilité d'obtenir un second contrat d'achat dès lors que l'installation a bénéficié d'un premier contrat.

24 avril**Non-prolifération des armes nucléaires**

Adoption par le parlement de la loi n° 2003-376 du 24 avril 2003 (JORF 25 avril 2003) autorisant la France à ratifier un protocole additionnel à un accord relatif à la non-prolifération des armes nucléaires. La DGEMP est chargée de l'adoption des textes d'application nécessaires en France.

3 mai**Nouvelles compétences de la CRE**

Publication au Journal officiel du décret n° 2003-405 du 24 avril 2003 modifiant le décret n° 2000-894 du 11 décembre 2000 relatif aux procédures applicables devant la Commission de régulation de l'électricité. Les litiges en matière d'accès aux réseaux de transport et de distribution de gaz ou aux installations de gaz naturel liquéfié ou concernant leur utilisation peuvent ainsi être portés devant la Commission de régulation de l'énergie, ainsi dénommée par la loi du 3 janvier 2003 en raison de l'extension de ses compétences au secteur du gaz.

8 mai**Directive utilisation des biocarburants dans les transports**

Adoption de la directive 2003/30/CE relative à la promotion de l'utilisation des biocarburants ou autres carburants renouvelables dans les transports. Cette directive dresse la liste des produits pouvant être considérés comme biocarburants et les formes sous lesquels ils peuvent se présenter; elle demande aux États membres de fixer des objectifs indicatifs nationaux de part de marché des biocarburants dans les carburants, avec comme valeurs de référence: 2 % d'ici à décembre 2005 et 5,75 % à fin décembre 2010.

8 mai**Observatoire du service public du gaz et de l'électricité**

Publication au Journal officiel du décret n° 2003-415 du 30 avril 2003 relatif à la composition et au fonctionnement de l'Observatoire national du service public de l'électricité et du gaz. Cet observatoire, créé par la loi du 10 février 2000 sur l'électricité, a vu ses compétences étendues au secteur du gaz par la loi du 3 janvier 2003. Placé auprès du Conseil économique et social, il est chargé d'examiner les conditions de mise en œuvre du service public de l'électricité et du gaz, peut émettre des avis et formuler des propositions motivées. Il est composé de deux collèges, celui des élus (13 membres) et celui des représentants des catégories socioprofessionnelles et des collectivités concernées (28 membres).

24 mai**Extension réglementaire du champ de l'observatoire de la diversification**

Publication au Journal officiel du décret n° 2003-459 du 19 mai 2003 modifiant le décret n° 2000-811 du 25 août 2000 relatif à l'organisation et au fonctionnement de l'Observatoire de la diversification des activités d'Électricité de France destinées aux clients finals éligibles et non éli-

gibles. Cet observatoire, créé par la loi du 10 février 2000 sur l'électricité a vu ses compétences étendues aux activités de l'établissement public Gaz de France. Il a pour objet d'apporter une réponse rapide aux divers litiges que peuvent susciter certaines extensions aux domaines connexes des activités principales d'EDF et de GDF.

17 juin**Compagnie nationale du Rhône**

Publication du décret n° 2003-512 du 16 juin 2003 approuvant les nouveaux statuts de la Compagnie nationale du Rhône et modifiant le décret n° 59-771 du 26 juin 1959 relatif à l'organisation et au fonctionnement de la Compagnie nationale du Rhône.

Publication du décret n° 2003-513 du 16 juin 2003 approuvant le 8^e avenant à la convention de concession générale passée le 20 décembre 1933 entre l'État et la Compagnie nationale du Rhône et modifiant le décret n° 96-1058 du 2 décembre 1996 relatif à la délivrance des titres d'occupation du domaine public de l'État.

26 juin**Décision du Conseil et du Parlement européen**

pour un programme pluriannuel pour les actions de promotion en faveur de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables « énergie intelligente pour l'Europe » (2003-2006).

26 juin**Deuxième directive sur le marché intérieur de l'électricité**

La directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité est adoptée à l'issue de deux années de négociations et publiée au Journal officiel de l'Union européenne du 15 juillet 2003. Elle doit être transposée au plus tard le 1^{er} juillet 2004.

Cette directive fixe notamment l'ouverture du marché de l'électricité au 1^{er} juillet 2004 pour les consommateurs « autres que les ménages » et au 1^{er} juillet 2007 pour l'ensemble des consommateurs. La première phase d'ouverture en 2004 devrait représenter environ 70 % du marché de l'électricité et environ 3 millions de clients.

26 juin Règlement sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité

Simultanément à l'adoption de la directive 2003/54/CE, le règlement 1 228/2003/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité est adopté à l'issue de deux années de négociations et publié au Journal officiel de l'Union européenne du 15 juillet 2003. Ce règlement entrera directement en vigueur au 1^{er} juillet 2004, sans qu'il soit besoin de le transposer en droit français.

6 juillet Habilitation des agents pour constater les manquements à la loi du 10 février 2000

Publication au Journal officiel du décret n° 2003-619 du 3 juillet 2003 modifiant le décret n° 2000-874 du 7 septembre 2000 fixant les conditions d'habilitation et d'assermentation des enquêteurs et certaines procédures.

15 juillet Nouvelle directive gaz

Publication au Journal officiel de l'Union européenne de la directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 98/30/CE du 22 juin 1998. Cette nouvelle directive sur le marché intérieur du gaz fixe un nouveau calendrier d'ouverture du marché (au 1^{er} juillet 2004 pour les professionnels et au 1^{er} juillet 2007 pour tous les clients), et prévoit notamment la

séparation juridique des activités de réseau au sein des entreprises intégrées, l'accès des tiers aux stockages de gaz et la création d'une autorité de régulation indépendante. Elle doit être transposée au plus tard le 19 juillet 2004.

2 septembre SNCF

Publication du décret n° 2003-834 du 26 août 2003 portant abrogation de l'article 2 du décret du 27 décembre 1991. Le décret du 26 août 2003 supprime l'obligation pour la SNCF de détenir au minimum 95 % du capital de la Société hydroélectrique du Midi (Shem), permettant ainsi la cession de la Shem par la SNCF.

3 septembre Cogema

Publication du décret autorisant Cogema à porter à 145 tonnes sa capacité annuelle de production pour l'usine Melox.

17 septembre Distribution des carburants

Modification du décret instituant le Comité professionnel de la distribution des carburants (CPDC).
Publication au Journal officiel du décret n° 2003-884 du 10 septembre 2003 modifiant le décret n° 91-284 du 19 mars 1991 portant création d'un comité professionnel de la distribution de carburants. Ce décret indique la modification du mode de financement du CPDC.

17 septembre Publication du décret « contrat d'achat »

n° 2003-885 du 10 septembre 2003 portant application de l'article 8 bis de la loi n° 46-328 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz. Ce décret fixe les conditions dans lesquelles peut être suspendu ou résilié un contrat d'achat d'électricité par Électricité de France ou par un distributeur non nationalisé lorsque l'installation de production n'est pas régulièrement autorisée ou concédée ou que le producteur ne respecte pas les prescriptions fixées par cette autorisation ou concession.

23 septembre Électricité à Mayotte

Publication de l'arrêté du 12 septembre 2003 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité à Mayotte. Cet arrêté a pour objectif d'aligner progressivement les tarifs d'utilisation des réseaux publics à Mayotte sur ceux de la métropole, l'alignement devant être effectif au plus tard en 2007.

4 octobre Régime transport de gaz

Publication au Journal officiel du décret n° 2003-944 du 3 octobre 2003 modifiant le décret n° 85-1 108 du 15 octobre 1985 relatif au régime des transports de gaz combustibles par canalisations et le décret n° 52-77 du 15 janvier 1952 portant approbation du cahier des charges type des transports de gaz à distance par canalisations en vue de la fourniture de gaz combustible. Ce décret pris en application de l'article 25 de la loi du 3 janvier 2003 fixe les conditions dans lesquelles sont délivrées les autorisations nécessaires à la construction et à l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel et organise une large déconcentration des décisions au profit des préfets.

13 octobre Directive 2003/87/CE

du Parlement européen et du Conseil établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté.

21 octobre Régime DUP transport de gaz

Publication au Journal officiel du décret n° 2003-999 du 14 octobre 2003 modifiant le décret n° 70-492 du 11 juin 1970 portant règlement d'administration publique pour l'application de l'article 35 modifié de la loi du 8 avril 1946, concernant la procédure de déclaration d'utilité publique (DUP) des travaux d'électricité et de gaz qui ne nécessitent que l'établissement des servitudes ainsi que les conditions d'établissement des dites servitudes.

2003 en bref

Les principaux textes législatifs et réglementaires

27 octobre

Directive taxation de l'énergie

Adoption de la directive 2003/96/CE du Conseil restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité qui prévoit notamment le principe de prorogation du remboursement d'une partie du taux de TIPP acquitté par les transporteurs routiers.

6 novembre

Collecte de données

Arrêté du 6 novembre 2003 (JO du 5 décembre 2003), pris en application de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, précisant le mode de collecte de données dans le cadre de la refondation du système statistique sur le gaz à la suite de l'ouverture des marchés.

18 décembre

Cogénération

Adoption du texte définitif de la directive concernant la promotion de la cogénération lors du vote du Parlement européen le 18 décembre 2003 (publication en 2004).

24 décembre

Réglementation des prix des produits pétroliers en Martinique et Guadeloupe

Publication au JO du décret n° 2003-1241 du 23 décembre 2003 qui prévoit une nouvelle réglementation des prix des produits pétroliers aux Antilles.

28 décembre

Fonds d'amortissement des charges d'électrification

Publication de l'arrêté du 19 décembre 2003 relatif à la contribution annuelle des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité au Fonds d'amortissement des charges d'électrification pour l'année 2003.

30 décembre

La loi de finances pour 2004

a étendu le bénéfice du crédit d'impôt de 15 % aux dépenses d'acquisition de chaudières à condensation individuelles utilisant le gaz naturel.

31 décembre

Taxation des biocarburants

Publication au JO de la loi de finances rectificative pour 2003 n° 2003-1312 du 30 décembre 2003 dont l'article 38 introduit de nouvelles dispositions relatives à la réduction de la taxe intérieure de consommation sur les biocarburants utilisés comme carburants, notamment sur l'alcool éthylique d'origine agricole incorporé directement aux supercarburants.

31 décembre

Augmentation du taux de TIPP

sur le gazole et prorogation du remboursement partiel de la TIPP aux transporteurs routiers à compter du 11 janvier 2004, l'augmentation du taux de TIPP sur le gazole qui passe de 39,19 à 41,69 euros par hectolitre.

31 décembre

Label « haute performance énergétique »

Arrêté du 18 décembre 2003 relatif au contenu et aux conditions d'attribution du label « haute performance énergétique » aux bâtiments neufs allant au-delà de la réglementation en vigueur.

La DGEMP

direction générale
de l'Énergie et des
Matières premières



Direction générale de l'Énergie et des Matières premières

(1) Service national
des Oléoducs

(2) Service technique
de l'Énergie
électrique et
des Grands barrages

Direction générale

Direction des Ressources énergétiques et minérales

Directeur: Didier Houssin

Tél.: 01 44 97 05 81

O. Ravel

Tél.: 01 44 97 05 81

**1^{re} sous-direction
Approvisionnement
en hydrocarbures**

Philippe Geiger
Tél.: 01 44 97 09 28

**2^e sous-direction
Industrie
nucléaire**

Florence Fouquet
Tél.: 01 44 97 07 32

**3^e sous-direction
Raffinage
et logistique
pétrolière**

Philippe Guillard
Tél.: 01 44 97 08 09

**4^e sous-direction
Mines
et matières
premières**

Béatrice
Julien de Lavergne
Tél.: 01 44 97 02 60

**1 A
Industrie pétrolière
et parapétrolière**

Geoffroy
Mannoury La Cour
Tél.: 01 44 97 09 24

**2 A
Politiques publi-
ques et tutelle**

Cyrille Vincent
Tél.: 01 44 97 07 32

**3 A
Raffinage**

Rémi Gaudillière
Tél.: 01 44 97 02 34

**4 A
Charbon
et reconversion
minière**

Jean-Luc Hickel
Tél.: 01 44 97 09 17

**1 B
Exploration
production
des hydrocarbures**

Carole Mercier
Tél.: 01 53 94 14 81

**2 B
Affaires
extérieures**

Serge Gas
Tél.: 01 44 97 02 59

**3 B
Stockages
et logistique
pétrolière**

Patrick Leblanc
Tél.: 01 44 97 08 09

**4 B
Sous-sol, mines,
métallurgie,
matériaux
de construction**

Xavier Foata
Tél.: 01 44 97 02 67

**1 C
Approvision-
nements
internationaux**

Philippe Lorec
Tél.: 01 44 97 09 28

**2 C
Réglementation et
affaires techniques**

Jacques Lambotte
Tél.: 01 44 97 02 91

**3 C
Prix, marges
et fiscalité**

Nadine Delmestre
Tél.: 01 44 97 02 81

**4 C
Législation
minière**

Michèle Lafond
Tél.: 01 44 97 08 68

SNOI (1)

Jean-Yves Cren
Tél.: 01 44 97 03 04

Direction de l'Énergie et des Matières premières

Directeur général : Dominique Maillard – Tél.: 01 44 97 02 45

Adjoint au directeur général : Philippe Dupuis – Tél.: 01 44 97 02 55

Direction de la Demande et des Marchés énergétiques

Directrice : Michèle Rousseau

Tél.: 01 44 97 08 98

J.C. Hulot

Tél.: 01 44 97 08 98

5^e sous-direction Demande et maîtrise de l'énergie

Pascal Dupuis
Tél.: 01 44 97 26 88

6^e sous-direction Électricité

Stéphane Mattatia
Tél.: 01 44 97 07 42

7^e sous-direction Gaz et distribution des énergies fossiles

Florence Tordjman
Tél.: 01 44 97 02 47

8^e sous-direction Synthèse et stratégie internationale

Bruno Gremillot
Tél.: 01 44 97 02 39

Observatoire de l'économie de l'énergie et des matières premières Observatoire de l'énergie

Richard Lavergne
Tél.: 01 44 97 04 99

Secrétariat général

Jocelyne
Beauvois-Sandras
Tél.: 01 44 97 02 48

Chargés de mission

Fabrice Dambrine
Tél.: 01 44 97 05 71
Martine Maillard
Tél.: 01 44 97 02 38
Lynda Asmani
Tél.: 01 44 97 02 38
François Rain
Tél.: 01 44 97 05 83
Jean-Philippe
Schweitzer
Tél.: 01 44 97 02 61

5 A Demande énergétique

Claudie Sagnac
Tél.: 01 44 97 26 88

6 A Production électrique

Jean-Luc Perrin
Tél.: 01 44 97 27 25

7 A Affaires techniques, transport et distribution gaz

Jean-Pierre Holuigue
Tél.: 01 44 97 09 47

8 A Synthèse

Pierre Doucet
Tél.: 01 44 97 05 95

10 A Analyses statistiques

Louis Meuric
Tél.: 01 44 97 07 40

5 B Énergies renouvelables et techniques nouvelles

Christophe Jurczak
Tél.: 01 44 97 26 88

6 B Réseaux de transport et de distribution

Fabien Barthe
Tél.: 01 44 97 27 77

7 B Affaires économiques

N...*
Tél.:

8 B Stratégie internationale

Jean Lamy
Tél.: 01 44 97 07 18

10 B Exploitation et valorisation

10 C Études et prospective

Yvan Faure-Miller
Tél.: 01 44 97 02 63

5 C Utilisation rationnelle de l'énergie

Dominique Liffard
Tél.: 01 44 97 25 68

6 C Affaires économi- ques et tarifaires

Pierre Profizi
Tél.: 01 44 97 09 44

7 C Marché intérieur du gaz

Michel Guillorit
Tél.: 01 44 97 02 47

6/7 D Affaires sociales et statutaires

Marie-Dominique Houdas
Tél.: 01 44 97 26 16

Mission réglementation électrique et régulation

Louis Sanchez
Tél.: 01 44 97 07 30

STEEGB (2)

Philippe Cruchon
Tél.: 01 44 97 09 91

Observatoire de la diversification EDF/GDF

Jean-Claude Ferrand
Tél.: 01 44 97 09 55

* N... poste à pourvoir
Organigramme au 15 avril 2004

Les publications

Publications Énergie

Publications d'intérêt général

Énergies et matières premières

Disponible sur internet
(www.industrie.gouv.fr/energie) et par
abonnement gratuit par envoi de votre carte à:
DGEMP – Secrétariat : Anna Delay -
61, boulevard Vincent Auriol –Télédoc 151
75703 Paris CEDEX 13
Télécopie : 01 44 97 09 11

Lettre d'information trimestrielle de la direction générale de l'Énergie et des Matières premières.

Énergies et matières premières

Rapport annuel 2003
Disponible sur internet
(www.industrie.gouv.fr/energie) et par
abonnement gratuit par envoi de votre carte à:
DGEMP – Secrétariat : Anna Delay -
61, boulevard Vincent Auriol –Télédoc 151
75703 Paris CEDEX 13
Télécopie : 01 44 97 09 11

Le rapport annuel de la direction générale de l'Énergie et des Matières premières fait le point sur la politique énergétique de la France ainsi que sur les faits marquants et les textes réglementaires des secteurs de l'énergie et des matières premières en 2003.

L'industrie pétrolière en 2002

(édition 2003)
Disponible sur internet
(www.industrie.gouv.fr/energie)
Sur support papier : auprès de la Direm-Bureau 3C
(www.direm.dgemp@industrie.gouv.fr)

Ce fascicule, réalisé par la direction des Ressources énergétiques et minérales analyse sous forme de fiches thématiques l'actualité du secteur pétrolier en 2002.

Les coûts de référence de la production électrique

(édition 2003)
93 pages 210 mm x 297 mm
38,11 euros
Diffusion* : Sircom

Les coûts de référence de la production centralisée (édition 2003). L'exercice « coûts de référence » est une étude menée régulièrement par le DGEMP, dont la dernière version date de 1997. L'objectif de cet exercice est de pouvoir comparer les différents modes de production de l'électricité à partir d'installations nouvelles à construire. La version actuelle est disponible sur internet. La partie relative aux moyens de production décentralisés sera disponible en cours d'année 2004.

Publications spécialisées

Recherche et production pétrolières en France

36 euros
Diffusion* : Direm/BEPH

Bulletin mensuel d'information du BEPH

Version papier : 195 euros
Version numérique : 120 euros

Rapport annuel (Édition 2003 : parution été 2004)
Ce rapport du Bureau exploration-production des hydrocarbures contient des informations essentiellement techniques et statistiques relatives aux activités de recherche et d'exploitation du pétrole et du gaz naturel sur le territoire français. Ce bulletin d'environ 50 pages contient des informations essentiellement techniques et statistiques relatives aux activi-

(abonnement annuel)
Diffusion* : Direm/BEPH

Carte des périmètres des titres miniers d'hydrocarbures

Version papier : 22 euros
Version numérique : 14 euros
Diffusion* : Direm/BEPH

Barrages

Gratuit (trimestriel)
Diffusion* : Dideme/ Service technique de l'énergie électrique et des grands barrages

Publications statistiques de l'Observatoire de l'Énergie (OE)

L'énergie - Chiffres clés

(édition 2002)
207 pages, 160 mm x 240 mm
(édition 2004 en cours)
25 euros
Diffusion* : Sircom

Bilans de l'énergie 1970-2002

(édition 2003)
110 pages, 210 mm x 297 mm
12,20 euros
Diffusion* : Sircom

Tableaux des consommations d'énergie en France

(édition 2003)
137 pages, 210 mm x 297 mm
23 euros
Diffusion* : Sircom

L'énergie dans les régions

(édition 2003)
128 pages, 210 mm x 297 mm
22,87 euros
Diffusion* : Sircom

Les énergies renouvelables en France 1970-2002

(édition 2004)
Gratuit, 53 pages, 210 mm x 297 mm
Sur internet : www.industrie.gouv.fr/energie
puis cliquer dans « Les statistiques »
Historique téléchargeable depuis les années 1970-2000
Sur support papier : auprès de l'Observatoire de l'Énergie (OE) catherine.damelon@industrie.gouv.fr

Les matières premières minérales -

Chiffres clés
(édition 2001)
204 pages 160 mm x 240 mm
31 euros
Diffusion* : Sircom

tés de recherche et d'exploitation du pétrole et du gaz naturel sur le territoire français, durant le mois considéré.

Cette carte en couleurs à l'échelle 1/1 000 000 indique les permis de recherche et les titres d'exploitation d'hydrocarbures en cours de validité ainsi que les demandes en cours d'inscription. Elle donne une situation au 1^{er} janvier.

Articles de fond et actualité des barrages en France.

L'énergie en France et dans le monde au travers des données statistiques relatives à la production, à la consommation et au commerce extérieur. L'Observatoire de l'énergie (OE) offre ainsi un outil indispensable pour identifier les enjeux, situer la France dans l'ouverture des marchés, évaluer le contexte international et comprendre les choix énergétiques de la France.

L'OE présente 32 années de politique énergétique. Un ouvrage concis pour comprendre la dynamique des consommations.

L'OE présente l'évolution statistique du marché final de l'énergie depuis 1973 : des données affinées par secteur et par usage ainsi que 800 indicateurs de l'énergie permettent de mettre en évidence les parts de marché des différentes énergies de chaque secteur consommateur.

Réalisé par l'OE, en concertation avec les directions régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement, cet ouvrage constitue une base de données régionales sur l'énergie, tant produite que consommée. L'approche pédagogique contribue à une bonne connaissance des enjeux de la politique énergétique nationale.

L'OE actualise le rapport initial « Les énergies renouvelables en France 1970-2000 » avec des données sur les années 2001 et 2002 et propose pour la première fois des chiffres concernant les productions d'énergie primaire d'origine renouvelable depuis 1970 en France (Métropole et Dom). Cette édition incorpore en outre la nouvelle méthode officielle de comptabilité énergétique pour les énergies renouvelables électriques.

Présentation par l'Observatoire de l'économie de l'énergie et des matières premières, des données chiffrées sur les réserves, la production, la consommation, les prix et les utilisations des principales matières premières minérales. Quatre parties : Monde, opérateurs et pays miniers, France, principales substances.

Prix du gaz et de l'électricité en Europe

Gratuit, 8 pages, 145 mm x 210 mm
Sur internet : www.industrie.gouv.fr/energie
puis cliquer dans « Les statistiques »
Sur support papier : auprès de l'Observatoire de l'Énergie
(OE) catherine.damelon@industrie.gouv.fr

Chaque semestre (janvier, août), l'OE publie un panorama des prix du gaz et de l'électricité dans l'Union européenne, d'après une enquête effectuée par Eurostat.

Statistiques de l'industrie gazière en France

Gratuit, 27 pages 210 mm x 297 mm
Sur internet : www.industrie.gouv.fr/energie
puis cliquer dans « Les statistiques »
Sur support papier : auprès de l'Observatoire de l'Énergie
(OE) catherine.damelon@industrie.gouv.fr

L'OE présente, 1 fois par an, les principaux résultats de l'enquête sur l'industrie gazière en France. Les chiffres concernés ici portent sur les années 2001 et 2002.

La fiscalité de l'énergie, en France et en Europe

Gratuit, 27 pages, 210 mm x 297 mm
Sur internet : www.industrie.gouv.fr/energie
puis cliquer dans « Les statistiques »
Sur support papier : auprès de l'Observatoire de l'Énergie
(OE) catherine.damelon@industrie.gouv.fr

L'OE publie ici un panorama de la fiscalité spécifique à l'énergie en France et dans l'Union européenne (juillet 2001).

Notes statistiques et de conjoncture

(Gratuit)
Sur internet : www.industrie.gouv.fr/energie
cliquer dans « Les statistiques » puis dans « Les Notes statistiques » où est recensée la totalité des notes statistiques réalisées par l'OE.
Sur support papier : auprès de l'Observatoire de l'énergie
(OE) catherine.damelon@industrie.gouv.fr

Une fois par an, les faits marquants du bilan et de la facture énergétique de la France.

L'énergie en France. Que retenir ?

4 pages en avril
Historique téléchargeable depuis l'année 2000.

Tous les six mois, l'OE demande au Crédoc (Centre de recherche pour l'étude et l'observation des conditions de vie) de réaliser une enquête auprès des français, sur différents thèmes concernant l'énergie (l'électricité d'origine renouvelable, le nucléaire, l'heure d'été,...).

Les Français et l'énergie – Baromètre d'opinion

4 pages, début de chaque semestre
Historique téléchargeable depuis l'année 2002.

Chaque année, les émissions de CO₂ en France (détaillées par branche) et, selon l'AIE (Agence internationale de l'énergie), pour plusieurs pays de l'OCDE, dues aux seuls usages énergétiques. Évolution depuis 1970.

Émissions de CO₂ dues à l'énergie dans l'OCDE

4 pages, début du 2^e trimestre
Historique téléchargeable depuis l'année 2001.

Proposition de réponse, à partir d'une étude confiée au Ceren en 2000, à la question du contenu en carbone du kWh électrique, selon qu'il est consommé dans le résidentiel, le tertiaire, l'industrie... La démarche est similaire pour les raffineries.

Émissions de CO₂ des centrales électriques et des raffineries en France

4 pages, décembre 2002

Chaque année, l'OE rédige une synthèse des résultats d'une étude confiée depuis 1987 à Secodip sur la consommation de carburants des voitures particulières en France.

Consommation de carburants des voitures particulières en France

8 pages, début 1^{er} semestre
Historique téléchargeable depuis l'année 2000.

Synthèse réalisée par l'OE à partir de l'exploitation des résultats du Syndicat français de l'industrie cimentière (SFIC) : impact énergétique de ces nouveaux combustibles, leur portée et leurs limites.

Consommation de combustibles de substitution dans l'industrie du ciment

4 pages, février 2003

Note mensuelle de conjoncture énergétique

Sur internet : www.industrie.gouv.fr/energie
puis cliquer dans « Les statistiques »
Abonnement électronique
(10 numéros).

Les chiffres fondamentaux du bilan et de la facture énergétique de la France, par énergie (charbon, pétrole, gaz, électricité). Les tendances analysées par les experts de l'OE.

Dépliants et fascicules

Statistiques (Gratuit)

105 mm x 150 mm

Sur internet : www.industrie.gouv.fr/energie
puis cliquer dans « Les statistiques » et/ou « Publications »
(dépliants et fascicules).

Sur support papier : auprès de l'Observatoire de l'énergie
(OE) catherine.damelon@industrie.gouv.fr

Prix des énergies

8 pages

Ce dépliant semestriel (janvier, août) détaille les prix des différentes formes d'énergie selon les secteurs utilisateurs : industrie, transports, habitat.

Statistiques énergétiques France

8 pages

Ce dépliant semestriel (avril, août) donne la production, les importations et exportations, la consommation et les prix du pétrole et des produits pétroliers, du gaz naturel, de l'électricité et du charbon, ainsi que le bilan énergétique national. Il propose en outre des comparaisons européennes.

Statistiques énergétiques Europe

8 pages

Momentanément arrêté en 2003.

Une fois par an (1^{er} trimestre, un comparatif des consommations et production d'énergie, complété par différents indicateurs associés

Repères - L'énergie en France

32 pages

Annuellement actualisé, ce fascicule illustre, par de nombreux graphiques, l'évolution de la production et de la consommation des différentes énergies depuis 1970. Il traite des prix, de la facture énergétique, des économies d'énergie et des émissions de CO₂.

Highlights - Energy in France

32 pages (édition 2002)

Publications Matières premières

Publications d'intérêt général

Énergies et matières premières

Disponible sur internet

(www.industrie.gouv.fr/energie)

et par abonnement gratuit par envoi de votre carte à :

DGEMP – Secrétariat : Anna Delay -
61, boulevard Vincent Auriol –Télédoc 151
75703 Paris CEDEX 13
Télécopie : 01 44 97 09 11

Lettre d'information trimestrielle de la direction générale de l'Énergie et des Matières premières.

Énergies et matières premières

Rapport annuel 2003

Disponible sur internet

(www.industrie.gouv.fr/energie)

et par abonnement gratuit par envoi de votre carte à :

DGEMP – Secrétariat : Anna Delay -
61, boulevard Vincent Auriol –Télédoc 151
75703 Paris CEDEX 13
Télécopie : 01 44 97 09 11

Code minier

(édition 1999 - complétée)

54 pages 210 mm x 297 mm

22,87 euros

Diffusion* : SIRCOM

Disponible sur internet (www.industrie.gouv.fr/energie)

Le rapport annuel de la direction générale de l'Énergie et des Matières premières fait le point sur la politique énergétique de la France ainsi que sur les faits marquants et les textes réglementaires des secteurs de l'énergie et des matières premières en 2003.

Depuis sa dernière édition, en 1999, le code minier a connu des modifications importantes :

- compétence attribuée aux régions d'outre-mer pour délivrer les titres miniers en mer ; (loi du 13 décembre 2000 d'orientation pour l'outre-mer),

- possibilité pour le procureur de la République d'ordonner la destruction des matériels ayant servi à commettre des infractions ; (loi d'orientation et de programmation pour la justice du 9 septembre 2002),

- insertion des stockages souterrains de gaz naturel, d'hydrocarbures liquides, liquéfiés ou gazeux ou de produits chimi-

Le London Metal Exchange Spécificités et perspectives stratégiques

(février 2002)
DGEMP-Observatoire de l'économie d'énergie
et des matières premières
96 pages, 160 mm x 240 mm
25 euros

ques à destination industrielle ; (loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie)

- application aux stockages souterrains de gaz naturel, d'hydrocarbures liquides, liquéfiés ou gazeux ou de produits chimiques à destination industrielle, des dispositions du code de l'environnement relatives aux installations soumises à un plan de prévention des risques technologiques ; (loi du 30 juillet 2003 relative à la prévention des risques technologiques et naturels et à la réparation des dommages)

- fin du régime particulier des exploitations nationalisées de combustibles minéraux solides ;

(loi du 3 février 2004 relative à la création de l'Agence nationale pour la garantie des droits des mineurs et diverses dispositions relatives aux mines).

Le London Metal Exchange est le marché de référence incontesté de cotation des grands métaux non-ferreux : aluminium, cuivre, nickel, zinc. Cependant, il n'est pas un vrai marché à terme (cotation d'échéances mensuelles), mais un marché de dates.

La présente étude fait le tour des avantages et inconvénients d'un tel marché de dates au regard des besoins d'aujourd'hui des opérateurs industriels.

Il en résulte par là même une vision des perspectives.

Publications statistiques

Les matières premières minérales - chiffres clés

(édition 2001)
204 pages, 160 mm x 240 mm
31 euros
Diffusion* : Sircom

Présentation par l'Observatoire de l'économie de l'énergie et des matières premières, des données chiffrées sur les réserves, la production, la consommation, les prix et les utilisations des principales matières premières minérales. Quatre parties : Monde, France, principales substances, opérateurs et pays miniers.

Publications spécialisées

Écomine

Publication mensuelle
Disponible sur internet
(www.industrie.gouv.fr/energie)
puis cliquer sur « Publications »

Écomine est une revue mensuelle d'information sur l'actualité des minéraux et des métaux, elle rassemble et analyse les informations sélectionnées dans la presse pour leur intérêt général. Les références des publications utilisées sont données à la suite de chaque article. La rédaction de la revue Ecomine est assurée par le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) (www.mineralinfo.org).

Le recyclage des métaux non ferreux

(Parution : 1999)
234 pages, 210 mm x 297 mm
27,44 euros
Diffusion* : Sircom

Réalisée par la Fédération des minerais et métaux non-ferreux à la demande de l'Observatoire des matières premières, cette étude a pour objet de présenter la problématique économique et les conditions de développement de l'industrie française de recyclage des métaux non ferreux, à un moment où son environnement connaît d'importantes mutations : réglementations relatives aux déchets ; fiscalité de son activité.

Le rôle économique du négoce international dans les industries de minerais et métaux

(Parution : 1998)
276 pages 160 mm x 240 mm
30,49 euros

Les sociétés de négoce international suscitent de multiples interrogations, liées à la nature même de leur métier, qui rend difficile la comparaison avec une entreprise industrielle classique. Cette étude, en prenant l'exemple du domaine des minerais et métaux, s'efforce d'explicitier les ressorts économiques fondamentaux du métier de négociant et de dégager les logiques industrielles et concurrentielles qui sous-tendent la négociation et la conclusion des contrats.

Les eaux minérales naturelles
L'inventaire complet des sources en France

35,06 euros

Diffusion* et vente : Éditions Eska

Ce numéro spécial des Annales des Mines comporte un inventaire complet des 720 sources d'eaux minérales françaises reconnues par l'État ainsi que de nombreux articles sur le sujet. Il a été rédigé conjointement par la DGEMP et par la direction générale de la Santé.

Où se procurer ces publications ?

Sircom :

Sircom

139, Rue de Bercy - télédocus 536 - 75703 PARIS CEDEX 12
Tél.: 01 53 18 69 00
Télécopie: 01 53 18 38 25

DGEMP :

DGEMP - Secrétariat : Anna Delay

61, Bd Vincent Auriol - télédocus 151 - 75703 PARIS CEDEX 13
Tél.: 01 44 97 02 38
Télécopie: 01 44 97 09 11

Observatoire de l'énergie :

Observatoire de l'énergie

61, Bd Vincent Auriol - télédocus 162 - 75703 PARIS CEDEX 13
Tél.: 01 44 97 04 99
Télécopie: 01 44 97 09 69
Mél. dgemp.oe@industrie.gouv.fr

Direm :

Direm

61, Bd Vincent Auriol - télédocus 141 - 75703 PARIS CEDEX 13
Tél.: 01 44 97 02 83
Télécopie: 01 44 97 03 00

Direm - BEPH :

Direm -

**Sous-direction approvisionnement
en hydrocarbures**

Bureau 1B
41, Bd Vincent Auriol - 75703 PARIS CEDEX 13
Tél.: 01 53 94 14 81
Télécopie: 01 53 94 14 40

Dideme-STEEGB :

Dideme-STEEGB

61, Bd Vincent auriol - télédocus 172 - 75703 PARIS CEDEX 13
Tél.: 01 43 19 46 95
Télécopie: 01 43 19 49 92

Eska Éditions :

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, sont disponibles sur internet :

www.industrie.gouv.fr/energie

Les sites internet de la DGEMP *www.industrie.gouv.fr/energie* **et du Débat national sur les énergies** *www.debat-energie.gouv.fr*

Avec près d'un million de visites reçues en 2003, ces deux sites ont proposé notamment de nouvelles pages liées à l'actualité du débat national sur les énergies, à l'ouverture des marchés électrique et gazier; répondant ainsi à une demande croissante de statistiques sur le thème de l'énergie.

Quelques exemples :

La préparation de la loi d'orientation sur les énergies

- Le livre blanc sur les énergies.
- Les contributions sur le livre blanc sur les énergies.
- Les comptes rendus des réunions de concertation.

Le Débat national sur les énergies

- Les interventions de la ministre déléguée à l'Industrie.
- Les comptes rendus des rencontres régionales.
- Les documents du débat (fiches, brochure etc.).
- Les contributions lors du Débat.
- Les rapports remis à l'issue du débat (rapport de M. Besson, des Sages).
- Retransmission en direct des débats, des « chats ».

L'ouverture des marchés du gaz et de l'électricité

- L'adoption de la loi « gaz » et ses premiers textes d'application.
- Les appels d'offres pour la production d'électricité.

L'étude sur les coûts de référence de la production électrique

La base de données Pégase sur les statistiques énergétiques

Elle propose des indicateurs macro-économiques et climatiques éclairant les statistiques mensuelles et annuelles: les prix des énergies pour les ménages, les entreprises, les collectivités, les bilans nationaux (importations, production, consommation), la facture énergétique de la France, les cours internationaux.

www.industrie.gouv.fr/energie/statisti/pegase.htm



DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DES MATIÈRES PREMIÈRES
61, BOULEVARD VINCENT AURIOL 75703 PARIS CEDEX 13

TÉLÉCOPIE : 01 44 97 09 11

www.industrie.gouv.fr/energie