

E d i t o r i a l

François Valérian

Comment le prix du pétrole va-t-il évoluer ? Voilà une question à laquelle personne, bien entendu, ne sait répondre. Les cours actuels nous semblent élevés, mais dans les années 70 et au début des années 80 ils l'étaient bien davantage.

Les scénarios de hausse très forte ne sont donc plus invraisemblables, et nous sommes renvoyés aux préoccupations énergétiques d'il y a vingt-cinq ou trente ans, avec la peur de l'effet de serre en plus, et des ressources pétrolières dont certains craignent l'épuisement au cours de ce siècle.

Et pourtant, les habitants des pays industrialisés préfèrent réduire leurs achats au supermarché plutôt que de moins rouler en voiture, les transports routiers continuent de croître, et face à cette forte demande les entreprises pétrolières n'augmentent pas leurs investissements.

Inélasticité de la demande comme de l'offre : entre des utilisateurs d'énergie

aux habitudes invétérées, et des producteurs d'énergie soumis aux contraintes des marchés financiers, il est bien difficile de prévoir le niveau d'équilibre.

Qu'on l'appelle soutenable ou durable, il nous faut trouver les conditions d'un développement de long terme, et ce développement ne passe pas par des prix de l'énergie insupportables aux pays pauvres. Réduire l'intensité énergétique des pays développés, en la mesurant plus finement et en maîtrisant les consommations secteur par secteur ; mieux explorer, mieux exploiter les gisements de pétrole ; développer des énergies alternatives, moins polluantes et plus abondantes : tels sont les grands axes d'un scénario d'équilibre, qui devrait nous mener bien plus loin que les spéculations des utilisateurs ou des producteurs. La décision récente de lancement du projet ITER nous rappelle opportunément que dans ce scénario de long terme, la puissance publique trouve toute sa place. ●

**Rédaction**

120, rue de Bercy - Télédéc 797
75572 Paris Cedex 12
Tél. : 01 53 18 52 68
Fax : 01 53 18 52 72
<http://www.annales.org>

François Valérian, rédacteur en chef

Danièle Barbier, secrétaire générale
de la rédaction des Annales des Mines

Danielle Degorce, Martine Huet,
assistantes de la rédaction

Comité de rédaction de la série
Réalités industrielles :

Michel Matheu, président,
Pierre Amouyel,
Grégoire Postel-Vinay,
Claude Trink

Maquette conçue par
Tribord Amure

Fabrication : **AGPA Editions**
4, rue Camélinat
42000 Saint-Étienne
Tél. : 04 77 43 26 70

Fax : 04 77 41 85 04
e-mail : agpaedit@yahoo.com

Abonnements et ventes

Editions ESKA
12, rue du Quatre-Septembre
75002 Paris
Tél. : 01 42 86 55 73
Fax : 01 42 60 45 35
<http://www.eska.fr>

Directeur de la publication :

Serge Kebabtchieff
Editions ESKA SA
au capital de 40 000 €
Immatriculée au RC Paris
325 600 751 000 26

Un bulletin d'abonnement est encarté
dans ce numéro entre les pages 32 et 35.

Vente au numéro par correspondance
et disponible dans les librairies suivantes :
Presses Universitaires de France - PARIS ;
Guillaume - ROUEN ; Petit - LIMOGES ;
Marque-page - LE CREUSOT ;
Privat, Rive-gauche - PERPIGNAN ;
Transparence Ginstet - ALBI ;
Forum - RENNES ;
Mollat, Italique - BORDEAUX.

Publicité

J.-C. Michalon
directeur de la publicité
Espace Conseil et Communication
44-46, boulevard G. Clemenceau
78200 Mantes-la-Jolie
Tél. : 01 30 33 93 57
Fax : 01 30 33 93 58

Table des annonceurs

Annales des Mines : 2^e, 3^e et 4^e de couverture,
page 4, 6, 18, 26, 72, 85 et 86.

Illustration de couverture :
Photo © Christian Dumont/REA

S o m m a i r e**1 Editorial**

François Valérian

L'ENERGIE EN FRANCE ET DANS LE MONDE**5 Le réacteur expérimental ITER à Cadarache****Tendances****7 Les marchés de l'énergie : abondance ou pénurie ?**

Claude Mandil

11 L'apport des technologies pétrolières au renouvellement et à l'accroissement des ressources pétrolières mondiales

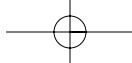
Olivier Appert et Jacqueline Lecourtier

19 Efficacité énergétique de la France : une comparaison internationale

Michel Potier

27 La maîtrise de l'énergie et la lutte contre le changement climatique : quelles conséquences pour la R&D ?

Yves Bamberger



Faits et chiffres en 2004

35 Bilan énergétique provisoire de la France pour 2004
Richard Lavergne

51 L'évolution annuelle de l'énergie en France depuis 1973
Louis Meuric

54 La facture énergétique de la France en 2004
Louis Meuric

59 L'électricité
Sylvie Scherrer

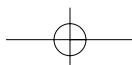
63 Le gaz naturel en France : les principaux résultats en 2004
Véronique Paquel

67 Les combustibles minéraux solides
Sami Louati

73 Les hydrocarbures
Louis Meuric

77 Les énergies renouvelables
Hélène Thiénard

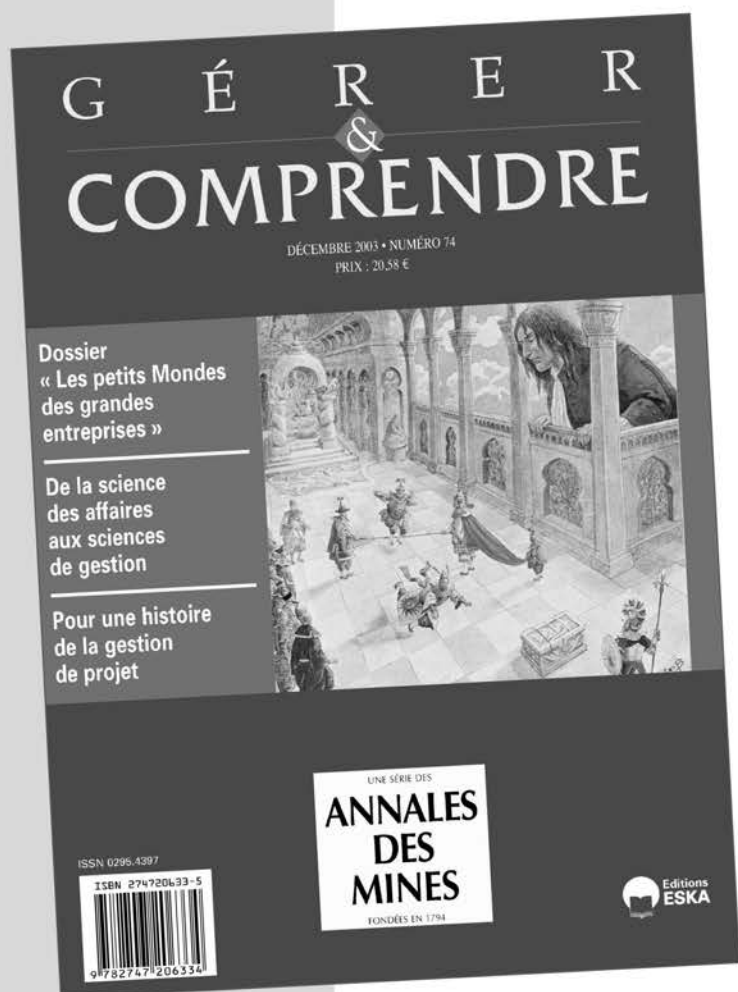
81 Résumés étrangers



G É R & E R COMPRENDRE

SOMMAIRE

- PETITS MONDES ET GLOBALISATION :
UNE PERSPECTIVE COMPARATIVE
Par Bruce KOGUT et Gordon WALKER
- RESTRUCTURATION OU DÉSINTÉGRATION
DU RÉSEAU DES FIRMES ALLEMANDES
Par Bruce KOGUT et Gordon WALKER
- QUAND LES RÉSEAUX RÉSISTENT
Crise financière et participations croisées des Chaebols
coréens, 1996 – 2000
Par Sea-Jin CHANG et Dukjin CHANG
- LA RÉSISTANCE DES PETITS MONDES :
RÉFORME DES MARCHÉS ET RÉSEAUX
DE PARTICIPATION EN ITALIE
Par Raffaele CORRADO et Maurizio ZOLLO
- LE MONDE TOUJOURS PLUS PETIT
DES GRANDES ENTREPRISES AMÉRICAINES
Participations communes et liens dans les conseils
d'administration (1990 – 2001)
Par Gerald F. DAVIS et Mina YOO
- LEÇONS D'UN ÉCHEC OUBLIÉ Par Hervé DUMEZ
IL EST TROP TARD... Par Hervé LAROCHE
JE ME SOUVIENS... Par Daniel FIXARI
- DE LA SCIENCE DES AFFAIRES AUX SCIENCES
DE GESTION : UN SIÈCLE DE TÂTONNEMENTS ?
Par Marc NIKITIN
- POUR UNE HISTOIRE DE LA GESTION DE PROJET
Par Gilles GAREL



DECEMBRE 2003
ISSN 0295.4397
ISBN 2-7472-0633-5

BULLETIN DE COMMANDE

A retourner aux Éditions ESKA, 12, rue du Quatre-Septembre, 75002 PARIS

Tél. : 01 42 86 55 73 - Fax : 01 42 60 45 35 - <http://www.eska.fr>

Je désire recevoir exemplaire(s) du numéro de Gérer & Comprendre décembre 2003 - numéro 74 (ISBN 2-7472-0633-5) au prix unitaire de 20,58 € TTC.

Je joins un chèque bancaire à l'ordre des Éditions ESKA

un virement postal aux Éditions ESKA CCP PARIS 1667-494-Z

Nom Prénom

Adresse

Code postal Ville

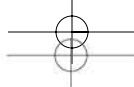
Cadarache a été choisi pour accueillir le réacteur expérimental ITER (*)

La décision d'implanter le réacteur thermonucléaire expérimental ITER sur le site de Cadarache du Commissariat à l'énergie atomique a été rendue publique le 28 juin 2005 à Moscou, au moment du bouclage de ce numéro. Nous renvoyons nos lecteurs à l'article de Robert Aymar sur ce projet, publié dans le numéro d'août 2004 des *Annales des Mines* et intitulé « ITER, la fusion contrôlée, énergie du futur ».

La construction de ce qui sera la plus grande installation expérimentale de fusion thermonucléaire doit apporter les éléments démontrant la faisabilité d'un réacteur électrogène de fusion permettant à terme de produire une énergie abondante et sûre, en participant à la lutte contre l'effet de serre.

Ce grand chantier scientifique et technologique, qui nécessitera une collaboration internationale très large, va permettre le développement d'un large éventail de disciplines auxquelles la fusion fait appel, qu'il s'agisse de domaines très fondamentaux comme la physique des plasmas et la physique des milieux continus, ou de méthodes de mesure, d'instrumentation, d'études sur les matériaux, de cryomagnétisme et d'électronique de puissance. Annoncée à Moscou à l'issue d'une réunion au niveau ministériel associant les six partenaires du projet (Chine, Corée du sud, Etats-Unis, Japon, Russie et Union européenne), cette décision met fin à plus d'un an et demi d'une compétition intense entre le site européen de Cadarache et le site japonais de Rokkasho-Mura. ●

(*) *International thermonuclear experimental reactor.*

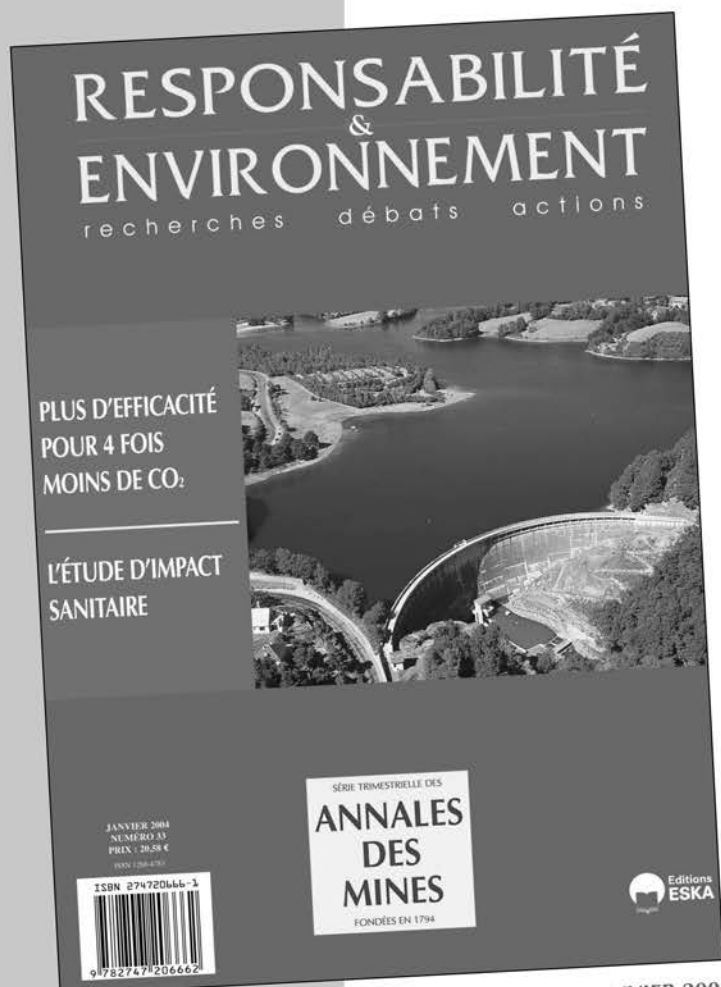


RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

recherches débats actions

SOMMAIRE

- La division par 4 des émissions de gaz carbonique en France, introduction au débat
Pierre Radanne
- L'efficacité énergétique dans les stratégies à 20 ans des grandes entreprises françaises
Richard Armand
- Le développement durable, espoir ou imposture ? Tentative de diagnostic opératoire sur le cas français
Christian Garnier
- L'étude d'impact sanitaire : un outil de gestion des risques sanitaires liés à l'environnement
William Dab, Thierry Michelon et Isabelle Nicoulet
- Les marchés de l'eau en Californie : modèle pour le monde, ou spécificité de l'Ouest aride américain ? Deuxième partie : marchés de l'eau ou économies d'eau ?
Bernard Barraqué



JANVIER 2004
ISSN 1268-4783
ISBN 2-7472-0666-1

BULLETIN DE COMMANDE

A retourner aux Éditions ESKA, 12, rue du Quatre-Septembre, 75002 PARIS

Tél. : 01 42 86 55 73 - Fax : 01 42 60 45 35 - <http://www.eska.fr>

Je désire recevoir exemplaire(s) du numéro de Responsabilité & Environnement janvier 2004 - numéro 33 (ISBN 2-7472-0666-1) au prix unitaire de 20,58 € TTC.

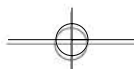
Je joins un chèque bancaire à l'ordre des Éditions ESKA

un virement postal aux Éditions ESKA CCP PARIS 1667-494-Z

Nom Prénom

Adresse

Code postal Ville



Les marchés de l'énergie : abondance ou pénurie ?

Bien qu'il n'y ait pas de risque d'épuisement prochain des ressources géologiques, le spectre de la pénurie hante aujourd'hui

les salles des marchés pétroliers : le marché est, en effet, victime d'une insuffisance historique de l'effort d'investissement, et la demande plus importante et plus inélastique que prévu. En outre, la hausse des prix pétroliers semble n'avoir aucun effet sur les décisions d'investissement, ni sur le comportement des consommateurs. Doit-on pour autant se résigner à laisser les prix filer vers les 100, voire 300 dollars, et faire payer aux pays pauvres les conséquences des pays riches ?

par Claude Mandil
Directeur exécutif,
Agence internationale de l'énergie

La hausse récente des prix de l'énergie dans le monde - pétrole, mais aussi gaz, charbon, électricité - a remis à l'ordre du jour le débat sur la sécurité de l'approvisionnement

en énergie. Allons - nous manquer de pétrole ? Que fait l'OPEP ? Nucléaire ou renouvelables ? Dois-je acheter un 4x4 ? (surtout pas !) Voilà quelques questions aux quelles cet article s'efforcera de répondre. En revanche, il ne contiendra aucune prévision de prix, et cela pour deux raisons. Tout d'abord les prix, et en particulier les prix pétroliers, se forment aujourd'hui non seulement à partir des données objectives de l'offre et de la demande, mais aussi en réaction à des événements ou à des anticipations politiques ou météorologiques imprévisibles, voire à des rumeurs, si bien qu'ils traduisent l'équilibre entre l'offre et la demande de pétrole papier plus que de pétrole physique. En outre, l'AIE (Agence internationale de l'énergie), organisme intergouvernemental, ne saurait afficher une prévision de prix sans que, pour certains observateurs, la prévision ne se transforme en objectif, venant ainsi ajouter un élément de perturbation supplémentaire à un marché déjà suffisamment perturbé. Donc, pas de prévision de prix, j'en demande humblement pardon au lecteur spéculateur !

Des marchés sous tension

Mais le silence sur une prévision de prix n'interdit pas de s'interroger sur les prix eux-mêmes : pourquoi les prix du pétrole sont-ils aussi élevés ?

Et d'abord, sont-ils élevés ? Non, si on les compare en monnaie constante aux prix du début des années quatre-vingts (voir la figure 1). Oui, si on les compare aux prix plus récents (jusqu'en 2003). Oui, surtout, si on les compare aux coûts de production, de l'aveu même des compagnies pétrolières qui annoncent continuer à établir leurs projets d'investissement sur la base d'un baril à 25\$ alors que sur le marché il

vaut le double. Oui, enfin, si l'on songe au fardeau insupportable que ce niveau de prix représente, non pas pour les économies des pays industrialisés, mais bien pour celles des pays en développement.

La hausse des prix a ceci d'étonnant que les marchés ne sont pas mal approvisionnés en pétrole brut. Aucun acheteur ne s'est déclaré demandeur d'une cargaison qu'on ne pouvait pas lui fournir. Les stocks commerciaux des pays de l'OCDE sont en croissance et ont dépassé leur valeur moyenne des cinq dernières années. Et pourtant le spectre de la pénurie hante les salles des marchés. Joue-t-on à se faire peur ?

Pas complètement. Les marchés ont un grand sujet d'inquiétude, qui est fondé : l'ensemble de la chaîne pétrolière travaille au maximum de sa capacité, et ceci est une situation complètement nouvelle, comme le montrent les figures 2 (capacité disponible en production de brut) et 3 (capacité disponible en raffinage). En ce qui concerne le raffinage, la situation est même plus grave car les qualités demandées ne sont pas celles qui sont offertes : la plupart des barils supplémentaires offerts sur le marché sont lourds (c'est-à-dire visqueux) et souffrés alors que les raffineries réclament de plus en plus des bruts légers et « *sweet* » (peu souffrés), grâce auxquels elles peuvent tirer plus de litres de carburant d'un baril de brut. L'écart entre les cours d'un brut léger typique (WTI, West Texas Intermediate) et d'un brut lourd typique (Dubai), généralement de l'ordre de 5\$ par baril, a atteint, fin 2004, 14\$ par baril, ce qui ne s'était jamais vu.

Délit de désobéissance aux lois du marché

On pourrait penser que de tels niveaux de prix donnent aux marchés des



Fig. 1. - Les prix réels mettent en perspective les évolutions actuelles (les prix actuels ne sont pas élevés si on les compare en monnaie constante aux prix du début des années quatre-vingts).

signaux clairs : le moment est venu pour les consommateurs de réduire leur consommation, pour les producteurs d'accroître leur production et leurs capacités, et en particulier pour les raffineurs d'accroître leurs investissements en capacité de conversion, ces unités qui peuvent transformer des produits lourds en produits légers. Il n'en est rien et ceci est un deuxième sujet d'étonnement. Dans le jargon des économistes, on dirait que les élasticités, aussi bien de l'offre que de la demande, sont voisines de zéro. Il faut se demander pourquoi le pétrole enfreint ainsi les lois du marché !

Du côté de la demande d'abord : rappelons-nous que les produits pétroliers sont de plus en plus consommés dans des usages pour lesquels ils n'ont pas réellement de substitut, en particulier les transports. Nous sommes donc ramenés à l'élasticité - prix du service de transport. Or tout se passe comme si les consommateurs de transport estimaient ne pas pouvoir changer leur comportement quel que soit le coût du service rendu. Bien entendu, ils ont tort, et l'AIE a publié récemment un ouvrage (« *Saving Oil in a Hurry* », IEA, 2005) répertoriant les mille et une façons de réduire intelligemment sa consommation de transport ou de carburant ; mais le problème est que cela ne se produit pas spontanément, sans intervention publique vigoureuse. Aux Etats-Unis, où la hausse des carburants a été pro-

portionnellement beaucoup plus importante qu'en Europe du fait d'une taxation moins élevée, les consommations sont restées dans la ligne des tendances passées ; mais comme cela leur coûte plus cher, les consommateurs américains doivent faire des économies ailleurs et c'est le chiffre d'affaire des grands magasins qui souffre ! Le gouvernement aurait pu aider le consommateur à économiser le carburant, par exemple en alignant les normes de consommation des « *Sport Utility Vehicles* » (les SUV ou gros 4x4) sur celles des voitures de tourisme. Peut-être le fera-t-il un jour... (*)

Les explications sont naturellement différentes du côté de l'offre, mais elles conduisent aux mêmes conclusions : la hausse des prix semble n'avoir aucun effet - en tout cas pour l'instant - sur les décisions d'investissement.

Ce n'est pas faute, pour les opérateurs pétroliers, de disposer de ressources financières suffisantes. Les compagnies pétrolières ont publié des résultats 2004 exceptionnellement élevés, amplifiés par la hausse des cours du pétrole. Qu'en ont-elles fait ? Pour l'essentiel, elles les ont rendus à leurs actionnaires sous forme de dividende exceptionnel ou de rachats d'actions massifs. Elles n'en ont d'ailleurs pas fait mystère. Lord Browne, patron de BP, a indiqué publiquement qu'il rendrait à ses actionnaires toute la partie du résultat créée par un baril au-dessus de 20\$ (rappe-

lons qu'il est autour de 50\$). Le patron de Shell avait cru, en revanche, pouvoir annoncer un accroissement des investissements du groupe, bien nécessaire en vérité. Mal lui en a pris, le cours de l'action a immédiatement chuté de 5 %, les analystes craignant une réduction du programme de rachat d'actions.

Ces anecdotes fournissent quelques indications sur les raisons qui conduisent à la situation paradoxale que nous avons décrite : les prix élevés ne déclenchent pas d'investissement.

Tout d'abord la concurrence sur le marché des capitaux est très rude. Malgré l'embellie de 2004 pour le pétrole, la rentabilité du secteur de l'énergie est structurellement inférieure à celle de la plupart des autres secteurs économiques. Privilégier la rémunération des actionnaires est souvent aujourd'hui une nécessité plus qu'un choix. Ceci reste vrai même lorsque l'entreprise est à capitaux publics, par exemple dans les pays producteurs : PEMEX au Mexique, PDVSA au Venezuela, NIOC en Iran se voient réclamer par leur Etat actionnaire des sommes croissantes pour financer les programmes sociaux des gouvernements. De plus, les responsables des entreprises ont la mémoire longue. Ils se rappellent qu'en 1998 le baril est tombé à 10\$ et ils se disent que cela pourrait recommencer. Ils se disent aussi - et ils n'ont pas tort - qu'il est un peu absurde de développer des ressources à 30\$ le baril alors qu'il existe des ressources à 5\$ le baril dans certains pays du Golfe persique, ressources pour l'instant inaccessibles aux compagnies internationales parce que réservées aux compagnies nationales des pays producteurs. Le jour où ces pays accepteront d'ouvrir sous une forme ou sous une autre leur domaine minier à la concurrence, les « majors » qui auront gardé leur poudre sèche bénéficieront d'un avantage concurrentiel considérable. Quand on évoque le raffinage, d'autres arguments viennent s'ajouter aux précédents : les réglementations environnementales - dont personne ne conteste plus qu'elles doivent

(*) NDLR. Dans son rapport d'août 2005 sur le marché pétrolier, l'AIE ne modifie pas ses prévisions d'augmentation de la demande pour 2006, à 1,78 mb supplémentaire par jour, soit 2,1 % d'augmentation par rapport aux 83,9 mb/jour de 2005. Source : site internet de l'AIE <http://iea.org>

être sévères - sont trop souvent imprévisibles et incohérentes, surtout quand on les compare de part et d'autre d'une frontière, même à l'intérieur d'un Etat fédéral comme les Etats-Unis. Face à un marché ainsi morcelé, qui leur interdit les économies d'échelle, et à une absence de visibilité sur l'avenir, les raffineurs sont peu incités à investir.

Où il est question de NIMBY et d'épuisement des ressources

Le marché a donc plusieurs raisons de redouter un approvisionnement difficile à moyen terme, et pas seulement pour les hydrocarbures. Dans le secteur de l'électricité il constate que le phénomène « NIMBY » (not in my back yard) complique et retarde des décisions indispensables de création de nouvelles capacités de production. Il constate aussi qu'à la faveur de la libéralisation des marchés de l'électricité (une réforme indispensable) les autorités de régulation des réseaux de transport ont souvent privilégié à la lettre leur mission de réduction des coûts en oubliant que des tarifs de transport trop bas n'incitaient guère à l'installation de nouvelles lignes de transport et d'interconnexion à haute tension. Dans le domaine des hydrocarbures, il constate que les goulots d'étranglement ne sont pas en voie de résorption et, à tort ou à raison, il n'accorde que peu de confiance aux déclarations des autorités de Moscou sur l'accroissement des capacités en Russie ou à celles des responsables de Riyadh relatives au programme d'investissement de Saudi Aramco. En revanche, avide de toutes les informations « *bullish* », c'est-à-dire haussières, il prête une oreille attentive aux avertissements des tenants du « *peak oil* », ces scientifiques qui prédisent que l'épuisement des réserves géologiques est proche et que le déclin de la production mondiale a déjà commencé.

A l'AIE, avec le respect que nous devons à des professionnels chevronnés, nous ne partageons pas leur pessimisme. Leur raisonnement est fondé sur une constatation exacte : l'exploration pétrolière ne permet plus le renouvellement des

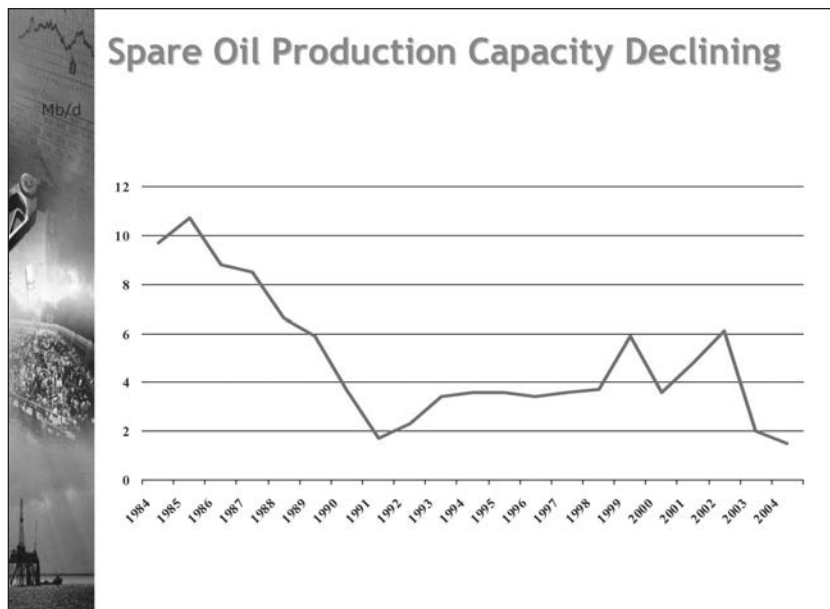


Fig. 2. - Capacité disponible en production de brut.

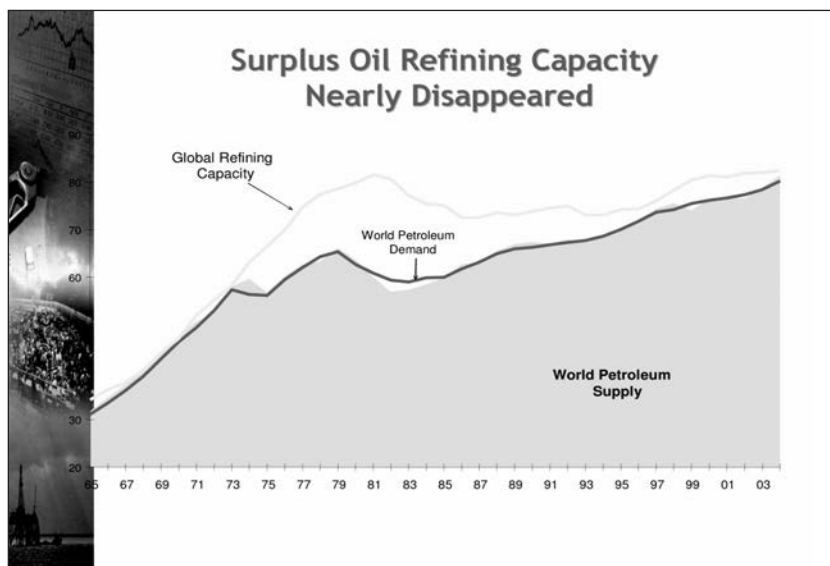


Fig. 3. - Capacité disponible en raffinage.

réserves ni la découverte de champs dits « géants », mais il faut bien voir ce que cela prouve : cela prouve qu'il y a de moins en moins de pétrole à découvrir dans les zones où les compagnies pétrolières ont des programmes d'exploration. Or, de même que si vous avez perdu vos clés la nuit dans la rue, il vaut mieux que vous les cherchiez sous un réverbère, non pas parce que c'est là que vous les avez perdues mais parce que c'est là que vous avez le plus de chances de les retrouver, de même les compagnies pétrolières explorent là où elles ont des chances de pouvoir exploiter le produit de leur découverte. Cela exclut : 1) les

zones où elles n'ont pas l'autorisation de mettre les pieds (Arabie Saoudite, Koweït, Irak, Mexique) ; d'ailleurs les compagnies nationales de ces pays n'explorent pas beaucoup non plus car elles n'en ressentent pas le besoin ; 2) les zones où elles ne se sentent pas franchement les bienvenues (Russie, Iran) ; 3) les zones que la technologie ne permet pas encore d'exploiter de façon rentable à grande échelle : les sables bitumineux de l'Athabasca (dont les réserves sont énormes, mais ce qui est exploré suffit au programme de développement des prochaines décennies), les pétroles extra lourds de la ceinture de l'Orénoque

(même remarque), les gisements en mer sous plus de trois mille mètres de profondeur d'eau, l'Arctique.

Il se trouve que cette énumération est celle de zones où se trouvent des réserves gigantesques. Les compagnies pétrolières, à juste titre, explorent sous le réverbère (Amérique du Nord, Europe et bassin méditerranéen, Afrique, Asie du Sud-Est, Australie), mais l'essentiel des réserves est encore dans le noir, hors du faisceau du réverbère.

Le rôle capital des gouvernements dans le domaine énergétique

Donc tout va bien ? Non bien sûr, mais comme j'espère l'avoir montré, le marché pétrolier ne court pas le risque d'un épuisement prochain des ressources géologiques (il en est de même pour le gaz naturel), il est victime d'une insuffisance historique de l'effort d'investissement, à quoi s'ajoute une demande plus importante et plus inélastique que prévu. Doit-on pour autant se résigner à laisser les prix filer vers les cent dollars, comme le suggère Goldman Sachs, voire vers les trois cents dollars à en croire d'autres analystes ? Certains le pensent, d'autres vont jusqu'à s'en réjouir, arguant que seuls des prix très élevés permettront d'amener à la rentabilité les économies d'énergie, les énergies de substitution (renouvelables et nucléaire) et les techniques de séparation et de piégeage du CO₂, toutes indispensables pour éviter la catastrophe climatique qui menace.

Le risque climatique est sans aucun doute l'un des plus graves défis pour l'avenir de l'humanité et son ampleur exige en effet qu'aucune stratégie ne soit exclue : nous devons mettre en œuvre simultanément beaucoup plus d'efficacité énergétique, beaucoup plus de renouvelables, beaucoup plus de nucléaire, beaucoup plus d'énergie fossile avec capture et piégeage du CO₂, mais combattre ce risque au moyen de prix hors taxes très élevés est une démarche égoïste, une démarche de riches : oui, nos pays industrialisés peuvent se permettre des prix élevés de l'énergie, celle-ci ne représente plus qu'une fraction très limitée de leur produit intérieur brut, mais pour les pays les plus pauvres, le fardeau est insupportable. Il n'est pas convenable de faire payer aux pays pauvres les conséquences politiques des pays riches. Le développement durable de la planète doit être poursuivi à prix de l'énergie modérés. Dès lors, que faire ?

D'abord accroître l'efficacité énergétique. Il faut être enfin sérieux dans ce domaine. Les gisements « d'économies d'énergie », comme on disait autrefois, sont immenses et généralement peu coûteux. Leur mise en œuvre est, bien entendu, de la responsabilité première des consommateurs (surtout, cher lecteur, je vous en supplie, pas de 4x4 !), mais le rôle des gouvernements est d'accompagner cet effort, qui doit être massif, par des réglementations, des incitations et surtout des normes.

Relancer l'investissement, ensuite. Là encore, c'est en premier lieu le rôle des opérateurs industriels et ils feront ce

que leur dictera leur intérêt et celui de leurs actionnaires. Aux gouvernements de vérifier que leur politique réglementaire, fiscale et financière incite à l'investissement et que leur politique environnementale est cohérente et prévisible. A eux également d'intensifier l'effort de recherche et de développement en coopération avec l'industrie, pour réduire le coût des énergies de demain.

Réduire la volatilité des marchés est une tâche difficile mais nécessaire car cette volatilité, par le risque qu'elle implique, est une des causes du sous-investissement. L'une des voies à explorer est d'accroître la transparence et la fiabilité des données statistiques : encore un rôle pour les gouvernements.

Pouvoir compter sur les ressources des grandes zones géologiques que sont l'ancienne Union soviétique et le Moyen-Orient est essentiel. La poursuite du dialogue entre producteurs et consommateurs, lancé il y quinze ans par la France, devrait y contribuer.

On le voit, la généralisation de l'économie de marché n'exclut pas un rôle capital pour les gouvernements, en tout cas dans le domaine énergétique. Faut-il être optimiste ? Je crois que oui. Les ministres de l'Énergie des pays de l'AIE ont tenu leur réunion périodique les 2 et 3 mai 2005. Le communiqué adopté à la suite de leurs travaux reflète de façon frappante la prise de conscience par les gouvernements des enjeux et des remèdes que nous venons d'évoquer.

Il ne reste plus qu'à passer aux actes. ●

L'apport des progrès technologiques au renouvellement et à l'accroissement des ressources pétrolières mondiales

Pour répondre à une demande d'énergie qui sera croissante, l'innovation technologique est la clef du problème de l'augmentation et du renouvellement des ressources pétrolières mondiales : elle permettra de bénéficier du potentiel énergétique des hydrocarbures pendant encore de nombreuses décennies et, parallèlement, donnera à notre société le temps nécessaire pour acquérir la maîtrise d'autres sources d'énergie et assurer ainsi les transitions énergétiques indispensables.

par **Olivier Appert**
Président de l'IFP
et **Jacqueline Lecourtier**
Directeur scientifique

Au cours des prochaines décennies, alors que la production de pétrole conventionnel commencera à plafonner, la satisfaction des besoins énergétiques mondiaux qui seront inéluctablement croissants, va nécessiter, pour l'industrie des hydro-

carbures, d'une part, d'exploiter plus efficacement les gisements de pétrole déjà découverts afin d'augmenter significativement le taux de récupération du pétrole et, d'autre part, de trouver et produire des ressources situées dans des environnements de plus en plus complexes. De plus, quelles que soient l'origine et les caractéristiques initiales des pétroles produits, il faudra être capable de les transformer en carburants ou en produits de base pour la pétrochimie.

La production et la transformation, à un coût maîtrisé et dans le respect de l'environnement, des nouveaux pétroles tels que pétroles situés en *offshore* ultra-profond c'est-à-dire à plus de 2 000 mètres de profondeur d'eau, les pétroles très enfouis, à plus de 6 000 mètres de profondeur, les bruts extralourds ou les sables asphaltiques,

nécessiteront de relever de nombreux défis technologiques en mettant en œuvre les progrès les plus récents de la science et de la technologie.

Le contexte énergétique

La croissance de la demande mondiale en énergie selon l'Agence internationale de l'Énergie (voir la figure 1) pourrait atteindre 15 Gtep en 2030 soit un taux de croissance de 1,7 % par an [1]. Cette croissance sera principalement le fait des pays en voie de développement.

La part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique mondial devrait rester relativement stable et ce, malgré une croissance forte de certaines filières comme le solaire photovoltaïque ou l'éolien. La mise en place de politiques incitatives fortes pourrait sans doute

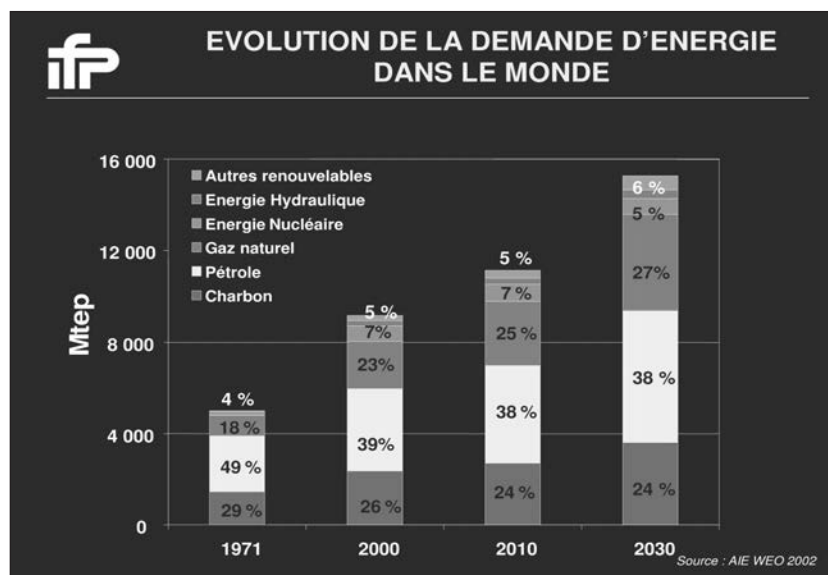


Fig. 1.

augmenter la part de ces énergies, mais il sera impossible, à l'horizon 2020-2030, d'en faire un substitut massif aux énergies fossiles, notamment pour des raisons de coût. La contribution des hydrocarbures à la satisfaction des besoins énergétiques mondiaux restera élevée (65 % contre environ 62 % aujourd'hui).

Aujourd'hui, 50 % du pétrole a pour utilisation finale les transports routiers et les produits pétroliers constituent 98 % de l'énergie qu'ils utilisent. Les énergies alternatives existent (GNV, GPL, carburants oxygénés d'origine chimique ou ex-biomasse, etc.) et sont utilisées pour certaines depuis fort longtemps, mais elles représentent moins de 2 % du total de l'énergie des transports. Force est donc de constater qu'il n'y aura pas de substitution des hydrocarbures, économiquement et massivement compétitive, à l'horizon des 20 à 30 prochaines années.

Pour répondre à une demande d'énergie qui sera croissante et face à la légitime exigence de développement durable de notre société, les industries des hydrocarbures devront donc, dans les prochaines décennies, assurer prioritairement la sécurité des approvisionnements énergétiques à un coût accessible à tous, tout en veillant à réduire l'impact des hydrocarbures sur l'environnement.

Ressources mondiales et défis technologiques

Les réserves prouvées de pétrole et gaz conventionnels sont estimées aujourd'hui, par l'Agence internationale de l'Énergie [1], à 143 Gtep (voir la figure 2), auxquels on peut ajouter les ressources récupérables de bruts conventionnels non encore découvertes, évaluées à 100 Gtep.

Le taux de récupération des hydrocarbures dans les gisements actuellement en production est en moyenne de 35 %. Les progrès technologiques, dans l'état de nos connaissances actuelles, devraient permettre d'augmenter cette valeur moyenne pour atteindre 50 %.

La croissance de la demande mondiale en énergie, selon l'AIE, pourrait atteindre 15 Gtep en 2030, soit un taux de croissance de 1,7 % par an

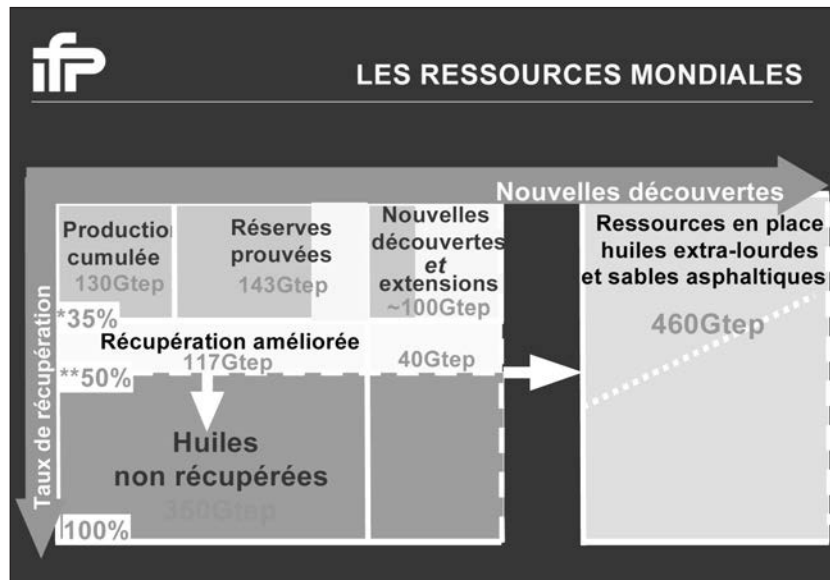


Fig. 2.

Ceci correspondrait à 117 Gtep de réserves supplémentaires accessibles pour les gisements existants et à 40 Gtep pour les nouvelles découvertes. Chaque amélioration de 1 % du taux de récupération donne accès à 2 ans de réserves supplémentaires d'hydrocarbures, sur la base de la consommation mondiale annuelle actuelle. Enfin, les ressources dites non conventionnelles et qui regroupent les bruts extra-lourds du Venezuela et les sables asphaltiques du Canada, représentent des volumes en place, évalués à environ 460 Gtep et des volumes techniquement récupérables estimés à environ 100 Gtep.

En résumé, ces chiffres montrent que les progrès technologiques présentent un potentiel très fort en terme de renouvellement des réserves, qu'elles soient conventionnelles ou non conventionnelles. Toutefois, la mise en œuvre de nouvelles technologies, plus efficaces mais plus complexes, aura un coût : le volume de réserves dépendra donc directement du prix que les utilisateurs seront prêts à payer pour continuer à disposer d'hydrocarbures à long terme.

Dans ce contexte, les défis majeurs que devra relever l'industrie des hydrocarbures dans les années à venir sont au nombre de quatre :

- augmenter le taux de succès en exploration ;
- accroître le taux de récupération de 35 à 50 % en moyenne ;
- rendre accessibles les hydrocarbures à haut contenu technologique ;
- promouvoir le développement du gaz naturel.

A ces quatre défis, s'ajoute celui de la maîtrise des émissions de CO₂. C'est un défi majeur puisque les experts travaillant sur l'évolution du climat prédisent que la teneur actuelle de 360 ppm de CO₂ dans l'atmosphère pourrait atteindre 1000 ppm d'ici la fin du siècle. Si rien n'est fait, ceci constituerait un risque inacceptable d'importants changements climatiques. Il sera donc indispensable de mettre au point des technologies de capture et stockage du CO₂ afin que les hydrocarbures produits puissent être durablement utilisés.

Face à ces défis, les outils dont nous disposons aujourd'hui pour lever les verrous scientifiques et technologiques qui leurs sont associés se sont considérablement enrichis au cours de ces dernières années dans plusieurs grands domaines scientifiques. On peut citer, par exemple :

- les sciences et technologies de l'information et de la communication (l'augmentation des puissances de calcul des ordinateurs permet aujourd'hui de traiter de grands volumes de données en sismique et également de disposer de

modèles de réservoirs précis et représentatifs) ;

- les mathématiques appliquées dont les progrès ont permis de concevoir des maillages adaptatifs efficaces et des schémas numériques robustes pour les modèles numériques ;

- les nanotechnologies et nanosciences qui sont à l'origine de véritables technologies de rupture émergentes dans le domaine des matériaux ou celui des capteurs et de l'électronique embarquée ;

- la mécanique des fluides numériques, la *Computational Fluid Dynamic*, dont les progrès bénéficient à la fois à la modélisation des écoulements eau/huile/gaz et au contrôle des interactions fluides/structures en *offshore* ;

- les sciences du vivant qui permettent de progresser dans le domaine des mécanismes de biodégradation des hydrocarbures dans le sous-sol ou encore, de biominéralisation du CO₂. Ces avancées de la connaissance et ces nouvelles technologies ouvrent de solides perspectives d'innovations pour chacun des défis que devra relever l'industrie des hydrocarbures :

Augmenter le taux de succès en exploration

Pour atteindre cet objectif, il sera nécessaire d'acquérir une meilleure connaissance des bassins sédimentaires en terme de dynamique sédimentaire, structurale et géochimique de leur constitution afin d'être plus prédictif sur la distribution des corps réservoirs dans le sous-sol et sur la qualité des hydrocarbures. Trois axes de progrès seront à privilégier :

- l'amélioration de l'imagerie sismique 3D du sous-sol (voir la figure 3) ; les très grandes puissances de calcul dont on dispose actuellement ont permis de traiter d'importants volumes de données sismiques et donc de pouvoir réaliser une imagerie 3D du sous-sol [2,3] ; de nouveaux progrès doivent être faits en améliorant le traitement des fonctions d'ondes et, notamment, en éliminant les réflexions multiples et en définissant

des lois temps profondeurs représentatives [4] ;

- le développement de l'intégration géologie/géophysique (en contraignant les

Aujourd'hui, 50 % du pétrole a pour utilisation finale les transports routiers et les produits pétroliers constituent 98 % de l'énergie qu'ils utilisent

modèles géologiques par la sismique, ils deviendront plus pertinents et plus précis) ;

- la maîtrise de la genèse pétrolière grâce à la modélisation des bassins pétroliers (la représentation compositionnelle des fluides, la compréhension des chemins de migration des hydrocarbures de la roche mère vers la roche réservoir, la prévision des champs de pression devront être améliorées [5,6]).

Accroître le taux de récupération de 35 à 50 % en moyenne

Une augmentation significative des taux moyens de récupération nécessitera de réduire les incertitudes dans les modèles de réservoirs. Pour cela, il sera nécessaire de progresser sur :

- la quantification des lithofacies géologiques via des variables pétrophysiques (porosité, perméabilités, pressions capillaires) ;

- les techniques de changements d'échelle permettant de transposer les lois physiques décrivant le comporte-

ment des hydrocarbures en milieu poreux, de l'échelle du pore, où elles sont bien maîtrisées, à celle du réservoir [7] ;

- la prise en compte de l'impact des hétérogénéités à grande échelle sur l'efficacité du balayage des hydrocarbures. Par ailleurs, au cours des dix dernières années, les technologies de forage ont fortement gagné en efficacité, ce qui a permis de remplacer les puits verticaux ou horizontaux, « monobranche », par des puits complexes multi-branches et/ou des puits à long déport ; il a ainsi été possible d'améliorer considérablement le drainage des réservoirs [8].

Au futur, le couplage des progrès réalisés, d'une part, en matière de technologies et de productivité des puits et, d'autre part, en modélisation des réservoirs devrait permettre d'optimiser la structure et l'implantation d'architectures de drainage complexes et, donc, les taux de récupération [9].

Il sera également nécessaire de concevoir des technologies de *monitoring* pour optimiser la gestion de la production, en mettant notamment en œuvre la sismique 4D, c'est-à-dire la sismique 3D répétée, afin de disposer d'une vision spatiale du déplacement entre puits des hydrocarbures.

Enfin, un dernier axe de progrès sera constitué par l'optimisation, technique et économique, des procédés de récupération améliorée (voir la figure 4).



Fig. 3.

L'injection de gaz, de polymères ou d'agents tensioactifs constituent autant de moyens d'augmenter la mobilité des hydrocarbures dans le milieu poreux [10]. Ces produits injectés permettent de mieux produire les hydrocarbures en réduisant leur viscosité ou en diminuant leurs interactions avec les roches, ou encore en assurant une interface stable entre l'eau de chasse et le banc d'hydrocarbures formé au cours du balayage du réservoir.

Rendre accessibles les hydrocarbures « à haut contenu technologique »

Afin d'augmenter les réserves, il faudra être capable de produire des hydrocarbures dans des conditions de plus en plus complexes, voire « extrêmes » ; seules, les innovations technologiques rendront accessibles ces hydrocarbures à « haut contenu technologique ». Cela concerne :

- les pétroles situés en offshore ultra-profond (au delà de 2 500 mètres de profondeur d'eau) ;
- les bruts lourds et extra-lourds ;
- les hydrocarbures situés dans des réservoirs très enfouis (à 6 000 mètres de profondeur et plus).

Les progrès technologiques constants qui ont été réalisés depuis plus de 25 ans en production offshore ont permis de mettre en production des champs situés à plus de 2 000 m de profondeur d'eau (voir la figure 5) et l'objectif affiché par les opérateurs est à présent de produire par 3 000 m de profondeur. Pour cela, il faudra maîtriser ce que les opérateurs appellent la « veine fluide », c'est-à-dire les fluides produits, depuis la tête de puits située au fond de la mer jusqu'à la surface. Il s'agira d'éviter deux problèmes majeurs :

- la formation d'hydrates de gaz ou de gels de paraffines susceptibles de colmater les conduites [11] ;
- la déstabilisation de cette veine fluide par des bouchons de gaz capables d'endommager les installations de surface [12].

Il sera, également, nécessaire de concevoir des nouveaux matériaux permettant d'alléger les conduites de production, liens entre fond et surface,

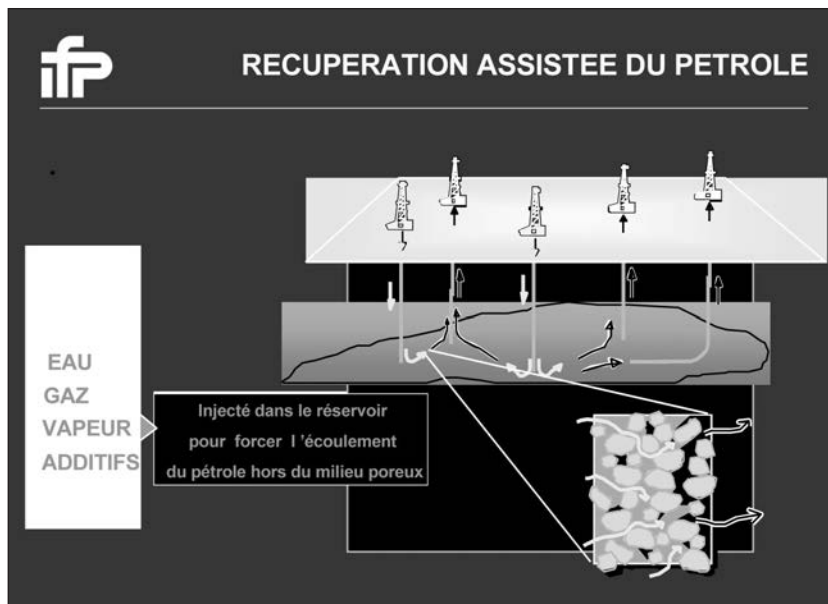


Fig. 4.

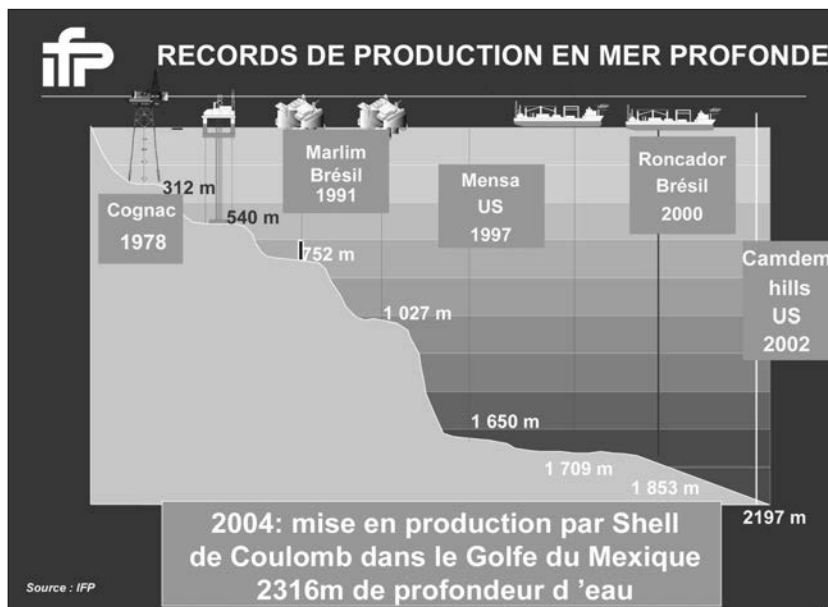


Fig. 5.

afin que leur poids ne devienne pas rédhibitoire aux très grandes profondeurs d'eau. Les matériaux composites pour la conception de conduites (*risers*, *flowlines*) ou de lignes d'ancrage est actuellement à l'étude et constitue une voie attractive de résolution de ce problème.

La physico-chimie des asphaltènes, constituants importants des bruts lourds et extra-lourds, n'est pas complètement maîtrisée. Il faudra donc poursuivre les efforts de recherche pour contrôler le comportement rhéologique des bruts

lourds en fonction de leur composition et mettre au point des technologies innovantes de réduction de leur viscosité [13]. La mise en émulsion de ces bruts lourds par addition de composés tensioactifs est une des techniques actuellement investiguées (figure 6).

Par ailleurs, une voie de recherche exploratoire, à développer, sera le « pré-raffinage » au puits, voire dans le puits, qui faciliterait le transport de la production et donc réduirait son coût. Cette méthode consisterait à réaliser, grâce à des catalyseurs introduits autour des

puits, un premier «craquage» des molécules constituant le brut à produire, induisant une diminution de viscosité. Enfin, les procédés de combustion *in situ*, c'est-à-dire de combustion des hydrocarbures dans la formation par injection d'air

ou d'oxygène, devraient permettre d'augmenter significativement le taux de récupération de ces bruts [10]; toutefois, dans l'état actuel de nos connaissances, le développement de ces procédés est un challenge particulièrement difficile à relever.

Quant aux hydrocarbures situés dans des réservoirs très enfouis (à 6 000 mètres de profondeur et plus), il faudra d'abord les localiser et, pour cela, résoudre de difficiles problèmes d'imagerie sismique du sous-sol ; en effet, plus la profondeur à laquelle se trouvent les formations à caractériser augmente, plus les signaux sismiques sont brouillés et atténués. Il sera également indispensable de développer des méthodes de prédiction des champs de pression car on attend, dans ces formations très enfouies, des contrastes forts de pression, qui pourraient perturber à la fois le forage et l'écoulement du pétrole dans les réservoirs lors de la production. Il faudra, par ailleurs, résoudre les problèmes technologiques systématiquement associés aux forages ultra-profonds tels que la fatigue des équipements ou le contrôle de la trajectoire [14].

Enfin, il sera nécessaire d'identifier des matériaux pour les équipements de forage comme pour la complétion des puits, résistants aux très hautes températures (200°C et plus) qui règnent dans le sous-sol au-delà de 6 000 m de profondeur. Les nanomatériaux « intelligents », c'est-à-dire capables de « réagir » face à leur environnement, ouvrent des perspectives de réponse à ce difficile cahier des charges.

Promouvoir le développement du gaz naturel

Les réserves de gaz disponibles sont actuellement du même ordre de grandeur que les réserves de pétrole ; le gaz

constitue donc un enjeu majeur pour l'accroissement et le renouvellement des réserves [15]. Le problème principal à résoudre est celui de son coût d'acheminement : actuellement, il est de 5 à 10 fois supérieur à celui du pétrole.

Pour cela, différentes solutions technologiques ont été élaborées : réduction des pertes de charges dans les gazoducs, procédés de liquéfaction plus performants et moins coûteux en investissements ou encore transport du gaz comprimé par navires.

Toutes ces technologies nécessitent des progrès dans différents domaines tels que :

- l'optimisation des chemins thermodynamiques à suivre pour contrôler les changements de phase du gaz ;
- la mise au point de revêtements permettant de prévenir la corrosion des pipes ou de contrôler les interactions gaz/parois pour réduire les pertes de charges dans les gazoducs et donc limiter le nombre de stations de compression ;
- les matériaux d'isolation thermique et la maîtrise de leur comportement en présence de gaz.

A la sortie du gisement, le gaz produit contient fréquemment des gaz acides, H₂S et CO₂, qu'il faut éliminer. On dispose pour cela de procédés de traite-

ments par réaction avec des amines mais ils sont mal adaptés à la fois techniquement et économiquement, au traitement des gaz à fortes teneurs en gaz acides (> 15 %) tels que ceux produits, par exemple, au Canada, au Kazakhstan ou au Moyen Orient. Pour ces gaz très acides, de nouvelles méthodes de traitement telles que les méthodes cryogéniques devront être mises au point.

De plus, Il faudra coupler ces procédés à des technologies de réinjection dans le sous-sol des gaz acides résiduels, dans des conditions qui devront être économiquement acceptables.

Enfin, le développement de la conversion chimique pour la production de carburants devrait ouvrir de nouveaux débouchés au gaz naturel. Il faut, pour cela, optimiser le procédé *Fisher Tropsch* de fabrication de gazole à partir du gaz naturel. Les nouveaux réacteurs et les catalyseurs à haute performance, actuellement disponibles, devraient permettre d'y parvenir. Ainsi, l'IFP, en collaboration avec l'ENI, a mis au point un procédé *Fisher Tropsch* de nouvelle génération, très prometteur.

Maîtriser les émissions de CO₂

La maîtrise des émissions de CO₂ est incontournable dans une perspective

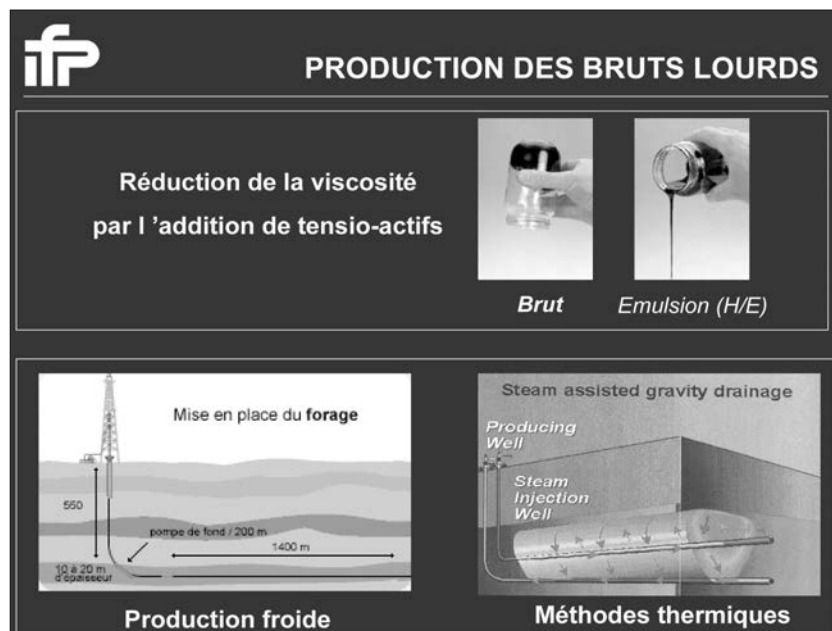


Fig. 6.

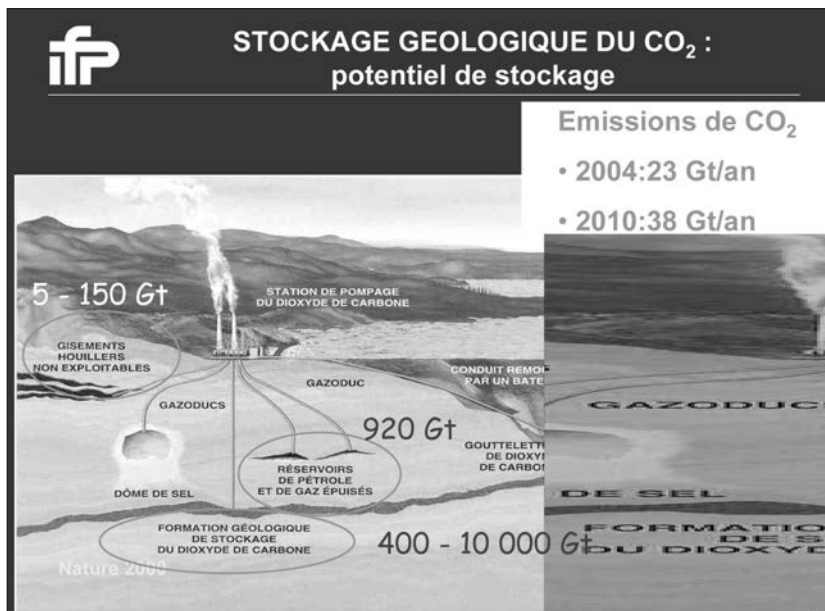


Fig. 7.

d'utilisation durable des hydrocarbures. Ces émissions en 2004 ont été estimées à 23 Gt/an, elles devraient atteindre 38 Gt/an en 2010.

Au regard des enjeux environnementaux et énergétiques mondiaux, associés au problème de l'augmentation de la concentration en CO₂ dans l'atmosphère, il paraît indispensable de mettre, à court terme, à la disposition de la société et des industriels, des procédés d'élimination du CO₂ efficaces, sûrs et à coûts réduits. Actuellement, la capture et le stockage géologique (figure 7) constitue la voie la plus prometteuse à la fois sur le plan technique et sur le plan économique pour résoudre le problème des émissions des installations fixes [16, 17]. Plusieurs pilotes de réinjection sont actuellement en cours dont, l'un, en Mer du Nord, dans le gisement de Sleipner, et l'autre, au Canada, dans le gisement de Weyburn.

Le potentiel global de stockage géologique est difficile à évaluer précisément mais les estimations dont on dispose indiquent que les différentes capacités de stockage potentielles sont suffisantes pour répondre à nos besoins pendant plusieurs décennies. Ainsi, les aquifères profonds pourraient permettre de stocker jusqu'à 10 000 Gt, les gisements pétroliers abandonnés, 920 Gt, et les mines de charbon abandonnées, 150 Gt.

En ce qui concerne la capture du CO₂ sur les sites industriels, différents procédés devront être mis au point : des procédés de lavage des fumées par des solvants réactifs, des adsorbants, des membranes de séparation ou d'adsorption, ou encore, des techniques cryogéniques encore chères mais bien adaptées aux fortes concentrations en CO₂ [18].

Le stockage géologique nécessitera, quant à lui, de maîtriser les interactions CO₂/roches pour modéliser le comportement à long terme du CO₂ dans le sous-sol. Il faudra également développer des méthodes et outils de surveillance des stockages sur la base des méthodes sismiques utilisées pour l'exploration pétrolière afin de pouvoir assurer la pérennité et la sécurité des stockages.

Enfin, de façon plus prospective, les études portant sur la biominéralisation du CO₂ par des microorganismes ou par des algues montrent que si on était capable de reproduire en laboratoire ces transformations du CO₂ en carbonates minéraux, il serait alors possible de l'inertier.

Concernant la réduction des émissions de CO₂ liées aux transports, la seule voie d'amélioration réaliste est la diminution de la consommation des véhi-

cules (les transports routiers contribuent à hauteur de 22 % aux émissions de CO₂ en Europe).

Pour réduire effectivement les consommations, il faudra mettre à profit les nouvelles technologies telles que l'injection directe essence et diesel, la turbosuralimentation et, pour le moteur à essence, la distribution variable : c'est l'approche « *downsizing* », très prometteuse, qui permet une réduction de la cylindrée du moteur avec maintien des performances. La combinaison du *downsizing* et des nouveaux procédés de combustion homogène constitue une solution technologique très prometteuse pour l'avenir des moteurs conventionnels. Ainsi, pour le moteur à essence, elle devrait permettre d'atteindre 25 % de réduction de consommation [19].

Le développement de moteurs alternatifs tels que les moteurs à gaz naturel GNV et GTL ou les moteurs hybrides constitue une autre voie pour aboutir à la réduction des émissions des véhicules. La Commission européenne veut promouvoir l'utilisation du gaz naturel dans les transports et considère qu'il devrait atteindre 10 % en 2020 par rapport aux carburants conventionnels. Le gaz naturel présente de nombreux avantages, notamment son faible rapport carbone/hydrogène très favorable à la réduction des émissions de CO₂. De

La maîtrise des émissions de CO₂ est incontournable dans une perspective d'utilisation durable des hydrocarbures

plus, il présente un excellent indice d'octane.

Toutefois, la filière des véhicules gaz naturel est pénalisée

par deux types de problèmes auxquels il faudra apporter des solutions : il s'agit, d'une part, du faible niveau d'optimisation des moteurs à gaz et, d'autre part, du stockage du gaz naturel à bord.

La motorisation hybride électrique/thermique est très prometteuse mais, techniquement très complexe et corrélativement, très coûteuse. Le développement des véhicules hybrides impliquera la mise au point d'une approche d'optimisation globale du véhicule *via* les techniques de modélisation système ainsi que la conception de stratégies de contrôle originales.

Continuer à innover

Afin de répondre aux besoins et exigences de notre société en matière d'approvisionnement énergétique et de protection de l'environnement, l'industrie des hydrocarbures devra résoudre, au cours des prochaines décennies, des problèmes technologiques complexes, aussi nombreux que variés, et devra résolument continuer à innover.

Les progrès scientifiques et techniques récents issus des travaux conjoints entre le monde de la recherche et l'industrie des hydrocarbures se traduisent par un foisonnement de technologies émergentes prometteuses. Ils constituent autant d'atouts pour la préparation du futur, en incluant la gestion de la transition énergétique entre hydrocarbures et nouvelles sources d'énergie. Face à une compétition internationale de plus en plus vive, il est indispensable de les intégrer efficacement dans nos stratégies de développement, car elles seront incontournables pour assurer à notre

société un développement durable effectif. ●

RÉFÉRENCES

- [1] World Energy Outlook IEA 2004
- [2] Bleistein, N., On the imaging of reflectors in the Earth, *Geophysics, Soc. of expl. Geophys.*, 1987, 52, 931.
- [3] XU, S., Lambare, G. et Calandra, H., Fast migration/inversion with multivalued rayfields : Part 2 – Applications to the 3D SEG/EAGE salt model, *Geophysics, Soc. of expl. Geophys.*, 2004, 69, 1320.
- [4] Sava, P. C., Biondi, B. et Etgen, J., Wave-equation migration velocity analysis by focusing diffractions & reflections, *Geophysics, Soc. of expl. Geophys.*, 2005, 73, U19-U27
- [5] Schneider, F., Pagel, M. et Hernandez, E., Basin modeling in a complex area : Example from the Eastern Venezuelan foothills, in Swennen, R., Roure, F. et Granath, J. W. eds, 2004, *Deformation, fluid flow and reservoir appraisal in foreland fold and thrust belts : AAPG Hedberg Series, N°1*, 357.
- [6] Schneider, F., Modélisation de bassin en zones complexes : Exemple des piémonts vénézuéliens & canadiens, *Oil and Gas Science and Technology, Rev. IFP*, 2003, 58, (2), 313.
- [7] Noetinger, B., Artus, V. et Zargar, G., The future of stochastic end up scaling methods in hydrogeology, *Transport in Porous Media*, 2005.
- [8] Ropers, J. et Charlez, Ph. A., *Interactive Drilling for Fast Track Oilfield Development*, 1999, Edition Technip, 9.
- [9] Vincke, O. et Mabile, C., Le forage interactif : la technologie de forage d'aujourd'hui, *Oil and Gas Science and Technology, Rev. IFP*, 59 (4), 327.
- [10] Lake, W. L., Schmidt, R. L. et Venuto, P. B., A Niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s, *Oilfield review*, 1992, 55.
- [11] Behar, E., Delion, A. S., Durand, J.P. et Sugier, A., Hydrates problem within the framework of multiphase production & transport of crude oils & natural gases – Part 2 : Possible solutions to exploitation difficulties generated by hydrates, *Oil and Gas Science and Technology, Rev. IFP*, 1995, 50, 05, 611.
- [12] Taitel, Y., et Barnea, D., Two-Phase Slug Flow, *Advanced in heat transfer*, 1990, 20, 83-132.
- [13] Sanière, A., Hénaut, I. et Argillier, J.F., Transport en conduite des bruts lourds, un défi stratégique, économique & technologique, *Oil and Gas Science and Technology, Rev. IFP*, 2004, 59, n°5, 467.
- [14] Shaughnessy, J.M. et Romo, L. A., Problems of Ultra-Deep High-Temperature, High-Pressure Drilling, *SPE paper n°84555, SPE Ann. Tech. Conf. and Exh.*, 5-8 Oct. 2004, USA.
- [15] Rojey, A., Durand, B., Jaffret C., Jullian, S. et Valais, M., *Le Gaz Naturel*, Edition Technip, 1994.
- [16] Bachu, S., Sequestration of CO₂ in geological media in response to climatic change : road map for site selection using the transform of the geological space into CO₂ phase space, *Energy Conversion and Management*, 2002, 43, 87-102.
- [17] Lagneau, V., Pipart, A. et Catalette, H., Modélisation couplée chimie - transport du comportement à long terme de la séquestration géologique de CO₂ dans des aquifères salins profonds, *Oil and Gas Science and Technology, Rev. IFP*, 2005, 60 n°2, 231.
- [18] Abanades, J.C. et Moliner, R. »Technico-economic characterisation of CO₂ sequestration technologies : a technology status survey», European Commission, Joint research centre, Report EUR 20391EN, 2002.
- [19] Pinchon, P., *Futures évolutions des motorisations dans l'automobile, Réalités Industrielles*, 2004, 35.

R É A L I T É S INDUSTRIELLES

une série des Annales des Mines

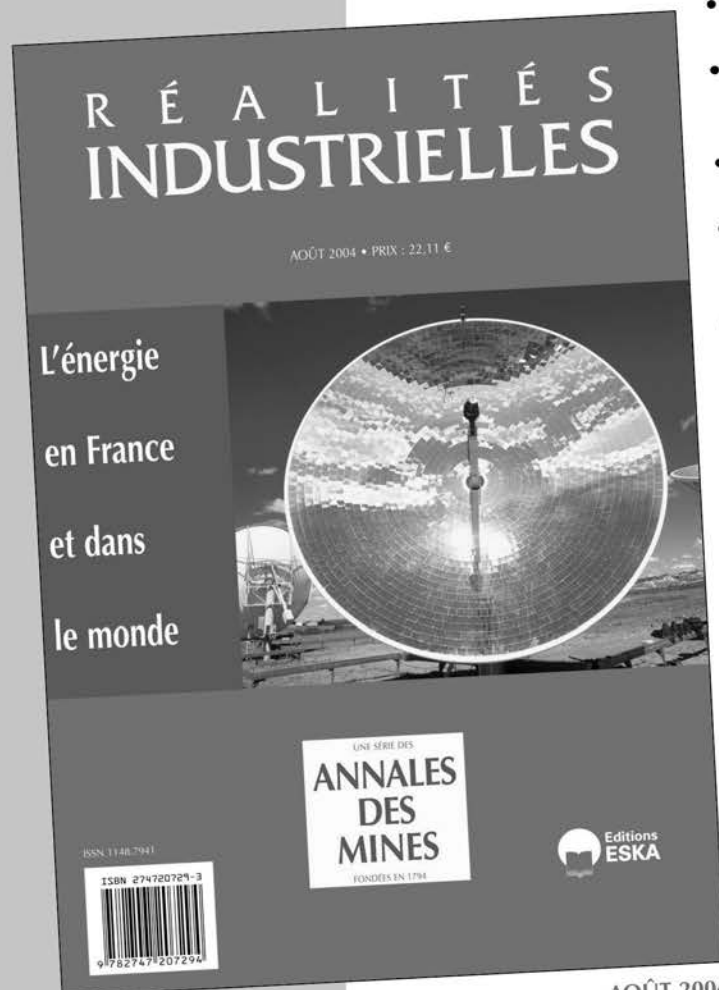
SOMMAIRE

Tendances

- **Propositions pour une politique de l'énergie à l'horizon 2050**
Bernard Bigot
- **La sécurité d'approvisionnement électrique en Europe occidentale en 2004**
André Merlin
- **ITER, la fusion contrôlée, énergie du futur**
Robert Aymar
- **La promotion des énergies renouvelables dans les nouveaux marchés électriques concurrentiels**
Dominique Finon et Philippe Ménanteau
- **L'utilisation de l'hydrogène chez les constructeurs automobiles**
Pierre Beuzit
- **Les charges de service public liées à la cogénération et aux énergies renouvelables**
Patricia de Suzzoni

Faits et chiffres en 2003

- **Bilan énergétique provisoire de la France pour 2003**
Richard Lavergne
- **L'évolution annuelle de l'énergie en France depuis 1973**
Louis Meuric
- **La facture énergétique de la France en 2003**
Louis Meuric
- **L'électricité**
Sylvie Scherrer
- **Le gaz naturel en France : les principaux résultats en 2003**
Véronique Paquel
- **Les combustibles minéraux solides**
Sami Louati
- **Les hydrocarbures**
Louis Meuric
- **Les énergies renouvelables**
Hélène Thiénard



AOÛT 2004
ISSN 1148.7941
ISBN 2-7472-0729-3

BULLETIN DE COMMANDE

A retourner aux Éditions ESKA, 12, rue du Quatre-Septembre, 75002 PARIS

Tél. : 01 42 86 55 73 - Fax : 01 42 60 45 35 - <http://www.eska.fr>

Je désire recevoir exemplaire(s) du numéro de *Réalités Industrielles* août 2004 « L'énergie en France et dans le monde » (ISBN 2-7472-0729-3) au prix unitaire de 22,11 € TTC.

Je joins un chèque bancaire à l'ordre des Éditions ESKA

un virement postal aux Éditions ESKA CCP PARIS 1667-494-Z

Nom Prénom

Adresse

Code postal Ville

Efficacité énergétique de la France : une comparaison internationale

Il existe d'importantes disparités entre les pays de l'OCDE en matière d'efficacité énergétique.

Comment se situe la France, comparée à ses principaux partenaires ? La réponse dépend du type d'indicateurs retenu. Les indicateurs macroéconomiques sont utiles pour inciter à améliorer l'efficacité marginale d'une branche ou d'un secteur, mais ne sont pas d'un grand secours dès lors qu'un pays est caractérisé par une grande inefficacité énergétique structurelle, comme les États-Unis. Les indicateurs technico-économiques, plus récents, apportent un éclairage plus fin sur les économies d'énergie réalisées ou à réaliser.

par Michel Potier
Directeur adjoint honoraire,
Direction de l'Environnement,
OCDE

Actuellement, le monde traverse une période caractérisée par un renchérissement du prix du pétrole, où la libéralisation des marchés de l'énergie tend à se traduire davantage par une hausse plutôt qu'une baisse

des prix. Il paraît opportun de s'interroger sur la capacité de la France à générer des économies d'énergie, autrement dit, à améliorer son efficacité énergétique.

Cette préoccupation n'est pas nouvelle. Au fil des ans, les pouvoirs publics ont mis en place des leviers d'intervention qui ont évolué parallèlement aux concepts utilisés pour évoquer les politiques visant à orienter notre société vers une meilleure sobriété énergétique.

En 1974, le premier terme « économie d'énergie », vise la réduction des gaspillages dans la consommation d'énergie comme celui « d'utilisation rationnelle de l'énergie » qui lui a succédé. Par ces expressions, on entend accroître l'efficacité de la consommation d'énergie en influant sur les choix de court terme, sans envisager de modifier les comportements de long terme. Au début des années 80, avec la naissance de l'ADEME, apparaît le concept de « maîtrise de l'énergie ». Ce concept inclut toute action en amont de la consommation d'énergie elle-même (infrastructures, transports, urbanisme), et vise ainsi à infléchir les comportements de long terme. Fin des années 80, l'expression « efficacité énergétique » (*energy efficiency*) élargit ce concept, en englobant l'optimisation de la chaîne allant des ressources primaires au bien consommé (augmenter le rendement des puits de production de pétrole, construire des centrales électriques à haut rendement). Récemment, la communication d'avril 1998 de la Commission de l'Union européenne propose des pistes pour explorer un potentiel économique d'amélioration de l'efficacité énergétique entre 1998 et 2010. Elle introduit le concept « d'énergie intelligente ». Cette expression englobe non seulement toutes les précédentes, mais éga-

lement le développement de l'offre alternative constituée par les énergies renouvelables.

Cet article ne procède pas à un inventaire ni à une analyse des diverses politiques de la France pour améliorer son efficacité énergétique au regard des différents concepts utilisés. Son objectif est d'essayer de comprendre, au niveau des statistiques, ce qu'on entend par intensité énergétique et comparer la situation de la France à celle de ses partenaires européens ou non européens selon les données disponibles. On s'appuiera sur les statistiques de l'Observatoire de l'énergie de la Direction générale de l'énergie et des matières premières, de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et surtout des données élaborées par l'ADEME avec le concours du bureau d'études Enerdata.

L'efficacité énergétique mesurée selon l'intensité énergétique d'un pays ou d'une branche d'activité

Au niveau macro-économique, l'évaluation de la performance globale de la France en efficacité énergétique s'estime grâce à deux types d'indicateurs qui reflètent son intensité énergétique. Cette intensité est mesurée par le rapport entre : 1) la consommation d'énergie primaire (en tonnes équivalent pétrole –tep–) et le PIB (en volume), nommée intensité énergétique primaire ; et 2) la consommation énergétique finale (en tep) et le PIB (en volume), nommée intensité énergétique finale. Dans les deux cas, on se réfère à un PIB réel exprimé en volume, c'est-à-dire qui tient compte des variations de prix et donc de l'inflation. Entre 1982 et 2004, l'intensité énergétique primaire de la France aurait diminué en moyen-

ne de 0,2 % par an et l'intensité énergétique finale de 0,9 % (voir la figure 1).

Cette tendance à l'amélioration de l'efficacité énergétique s'expliquerait d'une part, par les mesures adoptées par les principaux secteurs consommateurs d'énergie - en réponse à la hausse des prix de l'énergie ou aux mesures d'incitation, de réglementation ou d'information des pouvoirs publics - et d'autre part, par l'évolution structurelle qui a caractérisé l'économie française pendant cette période : cette évolution reflète les changements intervenus dans l'économie du fait du rôle décroissant de l'agriculture et de l'industrie et de la montée des services, phénomène que l'on qualifie de tertiarisation ou de dématérialisation de l'économie.

Les études réalisées par l'ADEME avec Enerdata, sur la base des données du projet européen Odyssee, montrent que les effets structurels en France seraient responsables d'une baisse de 0,2 % de l'intensité énergétique finale (soit -0,8 % par an entre 1982 et 2002). Cet impact est relativement limité pour cette période car en France, comme dans les autres pays de l'OCDE, les changements structurels ont eu lieu surtout à la fin des années 70 et au début des années 80.

Entre 1990 et 2004, l'industrie a amélioré son efficacité énergétique de façon significative. Les effets de structure ont joué un rôle important. A l'inverse, les transports représentent le secteur qui a accompli le moins d'efforts, mais avec, quand même, une tendance à une légère amélioration de son efficacité énergétique ces dernières années.

Au sein de l'industrie, la sidérurgie a accompli le plus de progrès pendant la période 1974-93. Entre 1990 et 2004, son intensité énergétique a diminué de 35 % en raison des gains de productivité. Pour le secteur industrie (hors sidérurgie), l'amélioration de l'efficacité énergétique des années 1973-85 a été due à des progrès technologiques. Cette tendance s'est poursuivie avec une intensité énergétique qui a baissé de 21 % entre 1990 et 2004.

Les progrès réalisés dans le secteur des transports entre 1977 et 1985 ont été annulés par une baisse régulière de l'efficacité énergétique depuis 1989

Dans le secteur résidentiel tertiaire, l'amélioration de l'efficacité énergétique constatée de 1994 à 2000 avec une baisse moyenne de 1,8 % par an, semble se ralentir ; il est sans doute trop tôt pour enregistrer les effets de la nouvelle réglementation thermique entrée en vigueur le 1^{er} juin 2001 (voir la figure 2). Les progrès réalisés dans le secteur des transports entre 1977 et 1985 ont été annulés par une baisse régulière de l'efficacité énergétique depuis 1989. Entre 1990 et 1999, l'intensité énergétique de ce secteur (aérien inclus) a augmenté de 2 %. Depuis 2000, l'efficacité énergétique semble se stabiliser ou s'améliorer légè-

rement (baisse de 5 % de l'intensité énergétique en 2004 par rapport à 1990). La baisse de l'efficacité énergétique s'explique par une consommation globale en augmentation (+90 % depuis 1973) et par un parc de véhicules particuliers en croissance régulière avec une tendance à la baisse ces dernières années (+2,6 % en 1999, +2,3 % en 2000, +2,1 % en 2001, +1,9 % en 2002, +1,5 % en 2003 et +1,3 % en 2004, soit 29,74 millions de voitures particulières mi-2004). L'AIE mesure l'intensité énergétique par le rapport entre l'approvisionnement total en énergie primaire (tep) et le PIB et par le rapport entre la consommation totale finale d'énergie et le PIB. Dans les deux cas, cette comparaison est basée sur la valeur du PIB au prix d'une année

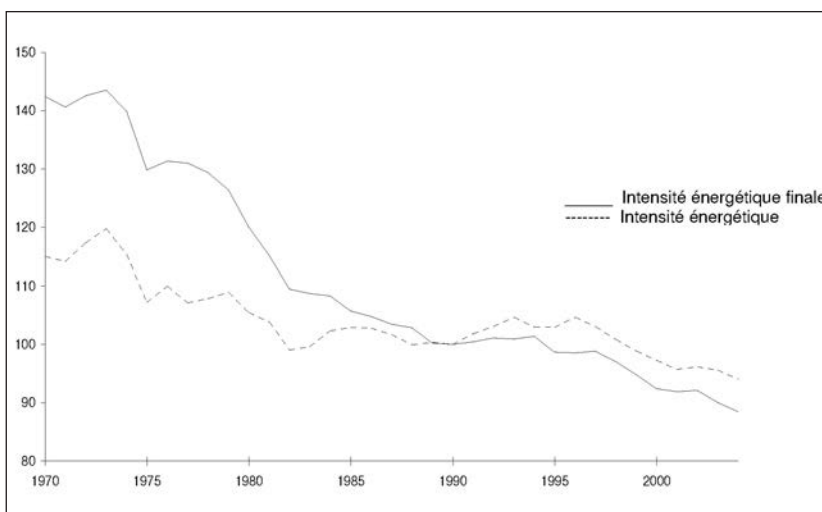


Fig. 1. - Evolution de l'intensité énergétique primaire et finale corrigée du climat (indice base 100 en 1990).

Source : Observatoire de l'énergie.

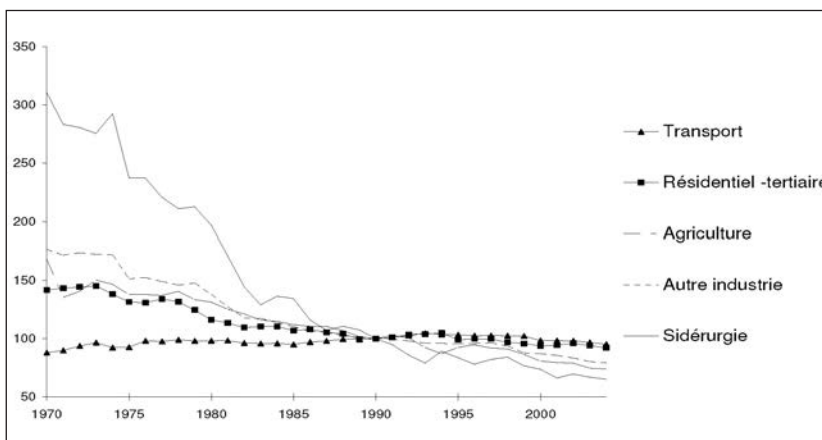


Fig. 2. - Evolution de l'intensité énergétique corrigée du climat des principaux secteurs consommateurs d'énergie (indice base 100 en 1990).

Source : Observatoire de l'énergie.

donnée (1995). On utilise les parités de pouvoir d'achat (PPA) de la même année pour les conversions en US\$, ce qui permet d'éliminer les différences dans les niveaux des prix entre pays.

Selon les dernières statistiques de l'AIE, l'intensité énergétique globale de la France, mesurée par le rapport entre l'approvisionnement total en énergie primaire (tep) et le PIB (en milliers de US\$, PPA 1995) était de 0,18

tep pour 1 000 US\$ en 2002. Ce niveau d'intensité était de 6 % plus élevé que la moyenne des pays européens de l'AIE, mais de 38 % et 25 % moins élevé que celui du Canada et des Etats-Unis, respectivement (voir la figure 3). La même année, le rapport entre la consommation finale totale et le PIB était de 0,12 tep pour 1 000 US\$ ou 5 % inférieur à la moyenne des pays européens de l'AIE, tandis que l'approvisionnement total en énergie primaire par habitant de la France était de 4,3 tep, soit 24 % plus élevé que celui de la moyenne des pays européens de l'AIE. Ces dernières années, l'efficacité énergétique de la France s'est améliorée, mais à un rythme bien plus lent que ses partenaires européens de l'AIE. De 1990 à 2002, le rapport approvisionnement total en énergie primaire et PIB a diminué de 6 % en France, de 11 % pour l'ensemble des pays de l'AIE et de 12 % pour les pays européens de l'AIE. Pendant la même période, le rapport entre consommation finale totale et PIB a diminué de 7 % en France, de 10 % pour l'ensemble des pays de l'AIE et de 12 % pour les pays européens de l'AIE. Sur une période plus longue (1973-2002), l'intensité énergétique de la France mesurée par le rapport consommation finale totale sur PIB a diminué de 39 %, soit trois points de pourcentage en plus que les 36 % d'amélioration constatés dans les pays européens de l'AIE dans leur ensemble. En revanche, l'intensité énergétique de la France mesurée par le rapport approvisionnement total en énergie primaire sur PIB ne s'est pas améliorée sur le long terme aussi rapidement que dans les autres pays européens de l'AIE. En effet, le rapport approvisionnement total en énergie primaire sur PIB a

chuté de 24 % comparé à une baisse de 32 % pour les pays européens de l'AIE dans leur ensemble.

La différence entre les deux rapports exprime l'amélioration de l'efficacité énergétique liée au système de transformation de l'énergie. On constate, pour la France, un écart grandissant entre ces deux rapports. Cette discordance s'explique essentiellement par le développement de l'énergie nucléaire (fin des années 70 - début des années 90) qui s'est traduit par deux effets. D'une part, EDF a encouragé une utilisation accrue de l'électricité pour écouler la production d'électricité générée par le parc de centrales nucléaires. Ceci s'est traduit, en particulier, par une politique de bas tarifs au profit des gros consommateurs et le développement d'industries fortement consommatrices d'électricité. D'autre part, selon une convention statistique, le rendement moyen d'une centrale nucléaire pour produire de l'électricité est évalué à 33 %. Ainsi le remplacement du pétrole par de l'électricité d'origine nucléaire a pour effet d'augmenter l'approvisionnement total en énergie primaire sans augmenter réellement la consommation totale finale.

Au total, l'intensité énergétique de la France, comme celle de l'ensemble des

pays de l'OCDE, décroît avec le temps. Cette évolution traduit l'émergence d'un modèle de société moins dévoreur d'énergie où la consommation d'énergie tend à être découplée de la croissance économique. Pour la France, les résultats sont meilleurs en termes d'évolution de l'intensité énergétique mesurée par le rapport entre la consommation finale totale et le PIB qu'en termes de rapport entre approvisionnement total en énergie primaire et PIB. Ce dernier indicateur est sans doute plus représentatif des progrès accomplis sur le plan de l'efficacité énergétique puisqu'il intègre les efforts réalisés au niveau de la demande. Les progrès les plus significatifs en matière d'efficacité énergétique sont intervenus en France, comme pour l'ensemble des pays de l'OCDE, lors des grands chocs pétroliers des années 1973 et 1979 sous l'impulsion d'une envolée des prix de l'énergie et, de ce fait, ne sont pas imputables à des politiques volontaristes.

L'efficacité énergétique mesurée à travers des indicateurs technico-économiques

Les indicateurs précédents se rapportant à l'intensité énergétique sont des indicateurs de nature macro-écono-

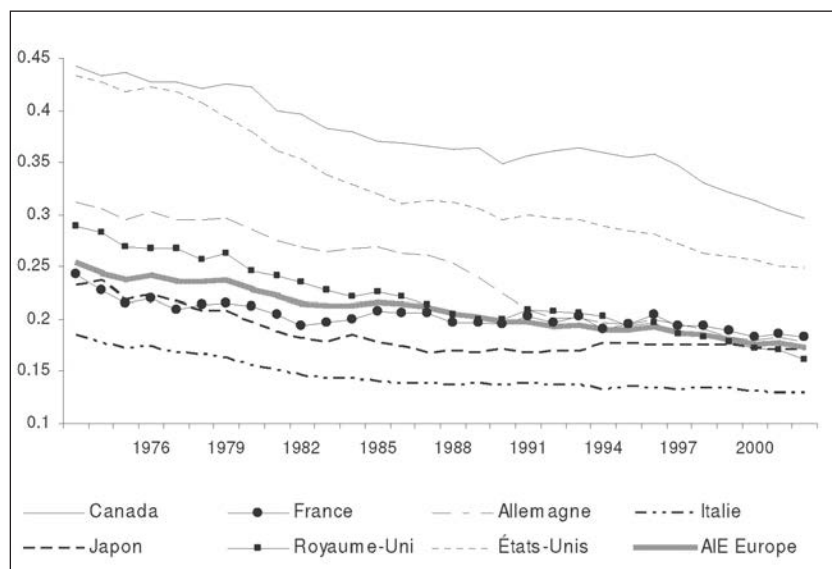


Fig. 3. - Intensité énergétique primaire en France et dans le G7, 1973-2002 (en tep pour 1000 US\$, PPA 1995).

Sources : Bilans énergétiques des pays de l'OCDE, AIE/OCDE, Paris, 2003. Comptes nationaux des pays de l'OCDE, Paris, 2003 ; soumissions des pays.

mique mesurés en termes monétaires. Ils sont en général simples à calculer et leur mesure nécessite la collecte de relativement peu de données ; ils présentent, en outre, l'avantage d'être disponibles pour un grand nombre de pays. En revanche, ils ne rendent compte qu'imparfaitement des efforts accomplis par un pays pour améliorer sa performance énergétique dans la mesure où ils incorporent des facteurs comme le climat ou l'évolution de la structure industrielle du pays. Comme ils sont très agrégés par nature, ils masquent des différences importantes dans les pays que l'on veut comparer. Ces différences sont liées, par exemple pour l'industrie, à diverses performances des branches industrielles en matière d'efficacité énergétique, à une élévation du niveau de confort dans le secteur résidentiel ou à une augmentation des technologies de l'information et des communications dans le secteur tertiaire. Il faut donc pouvoir procéder à une analyse plus fine des intensités énergétiques mesurées en termes monétaires, secteur par secteur, en la complétant par des indicateurs technico-économiques, c'est-à-dire, par des indicateurs mesurés en unités physiques (ktep/tonne, litre/100km, kWh/logement). De tels indicateurs ont été mis au point depuis 1990 par l'ADEME et Enerdata en s'appuyant sur la base de donnée Odyssee (base de données mise au point pour les pays de l'UE et la Norvège dans le cadre de projets européens SAVE coordonnés par l'ADEME, qui associent toutes les agences européennes d'efficacité énergétique et leur réseau EnR).

Ces indicateurs sont calculés de façon à décrire les changements dans l'efficacité énergétique d'un secteur de l'activité économique à un niveau détaillé : usages finaux tels que chauffage ou appareils électroménagers ; mode de transport et type de véhicule ; sous-secteurs industriels. Ils sont exprimés en unités physiques différentes selon le sous-secteur ou l'usage final de façon à fournir la meilleure approximation possible de l'efficacité énergétique compte tenu des données disponibles. Ainsi, dans le domaine des transports, les indicateurs d'efficacité sont une combinaison d'indicateurs exprimés en

litre/km, en tep/véhicule, en kep/tonne/km ou tep/passager/km. Pour les ménages, ces indicateurs sont exprimés en tep par logement ou par m² pour le chauffage ou en kWh par logement ou par appareil pour les appareils électroménagers. Dans le secteur des services, les indicateurs d'efficacité énergétique sont exprimés en termes de tep ou kWh par employé ou par m². Pour tous ces indicateurs, la mesure commune est la consommation unitaire.

L'indice synthétique ODEX

A partir des 200 indicateurs d'efficacité et de CO₂, détaillés secteur par secteur, de la base de données du projet Odyssee, un indicateur synthétique a été calculé. Cet indicateur combine les évolutions des indicateurs technico-économiques pour 26 sous-secteurs dont : industrie (9), ménages (9), transports (7) et services (1) en les pondérant du poids de chacun d'eux dans la consommation d'énergie du secteur. Appelé ODEX, (*bottom-up aggregated energy efficiency index*), il est considéré comme plus représentatif de l'évolution de l'efficacité énergétique d'une économie ou d'un secteur d'activité que les intensités énergétiques traditionnelles qui incorporent des facteurs comme les changements structurels. Une diminution de l'index traduit automatiquement une amélioration de l'efficacité énergétique.

Selon les résultats de l'étude de l'ADEME (septembre 2004), l'efficacité énergétique de la France, mesurée par ODEX, aurait progressé de 11 % en 1990-2002.

Cette amélioration serait due aux progrès réalisés par l'industrie (+16 %), les services (+11 %), les transports (+9 %) et les ménages (+7 %). La France serait au 4^e rang parmi les 15 pays de l'Union européenne pour lesquels l'ADEME recense les performances depuis 1990. Une étude exploratoire réalisée par Enerdata pour l'ADEME (septembre 2003) compare les résultats de la France et des ses principaux partenaires européens (Allemagne, Italie, Pays-Bas,

Royaume-Uni) pour les principaux secteurs consommateurs d'énergie à la lumière des critères traditionnels d'intensité énergétique et de l'indice « *bottom-up* » d'Odyssee pour la période 1990-2000/01.

L'efficacité énergétique dans l'industrie

En 1990-2000, on note pour tous ces pays une baisse de l'intensité énergétique qui est plus marquée en France (17 % entre 1990 et 2000, soit 1,6 % en moyenne annuelle) et au Royaume-Uni. Cette évolution varie en fonction de la définition de l'industrie. Elle est plus prononcée dans les industries manufacturières aux Pays-Bas, en Italie et en France que pour l'ensemble de l'industrie. Les changements survenus dans la structure industrielle expliquent cette évolution en particulier pour la France et le Royaume-Uni, responsables respectivement de 33 et 60 % de la baisse globale. Dans les deux cas, on note une progression des branches moins intensives en énergie et une régression des branches très intensives (forte baisse du poids des métaux et minéraux non métalliques au Royaume-Uni et progression du poids des industries d'équipement et des industries agroalimentaires en France).

Si on mesure les gains d'efficacité énergétique avec l'indice « *bottom-up* » d'Odyssee, les plus importants se sont produits en Allemagne (+20 % entre 1991 et 2000), alors que les progrès pour la France et le Royaume-Uni sont de 10 %, et pour les Pays-Bas, de 13 %. L'Italie, en revanche, connaît une légère détérioration de son efficacité énergétique (voir la figure 4). La dernière étude de l'ADEME (septembre 2004) sur les tendances de l'efficacité énergétique en France confirme cette amélioration, dont la moitié serait due à des changements dans la structure industrielle. D'après l'utilisation de ces deux types d'indicateurs, on voit que la France, pour le secteur de l'industrie, se situe en tête des pays européens retenus dans l'échantillon de l'étude et que les effets

Les Etats-Unis consomment près de deux fois plus d'énergie par unité de PIB que les pays de l'UE, et trois fois plus que le Japon

de 10 %, et pour les Pays-Bas, de 13 %. L'Italie, en revanche, connaît une légère détérioration

structurels ont joué un rôle non négligeable dans l'amélioration de l'efficacité énergétique.

L'efficacité énergétique dans les transports

Les travaux d'Enerdata sur la comparaison de la France et de ses principaux partenaires européens, en matière d'efficacité énergétique, se limitent dans le domaine des transports à l'automobile, faute de données homogènes dans les autres secteurs (transport routier, transport aérien...). Pour l'automobile, les indicateurs d'efficacité énergétique disponibles se réfèrent essentiellement à la consommation unitaire des automobiles neuves et à la consommation moyenne du parc automobile.

La consommation unitaire des automobiles neuves (l/100 km) baisse au cours de la période 1990-2001 (voir la figure 5).

La France, avec l'Italie, a vu l'efficacité énergétique des automobiles neuves s'améliorer depuis 1990. Elle enregistre la consommation spécifique la plus faible en 2001, à égalité avec l'Italie (7,3 l/100km) et une forte réduction depuis 1995 : 11 % contre 10 % pour la moyenne de l'UE et 16 % pour l'Italie. Cette évolution s'explique en partie par la forte progression de la motorisation diesel (56 % des immatriculations en 2001 contre 35 % en moyenne pour l'UE ainsi qu'en Italie et en Allemagne), puisqu'à taille identique un véhicule diesel consomme moins qu'une voiture à essence. Comparativement aux moteurs à essence, les diesels sont, en effet, plus durables et économes en carburant et produisent moins de CO₂ et de COV. Mais ils émettent plus de NO_x et de particules fines. Ces particules présentent un risque d'effets cancérigènes. Les émissions de NO_x et les particules causent des problèmes respiratoires et cardiaques et des risques de décès prématurés.

Pour procéder à un bilan complet de l'évolution de l'efficacité énergétique des automobiles, l'estimation de la consommation unitaire des véhicules neufs doit être complétée par une estimation de la consommation spécifique

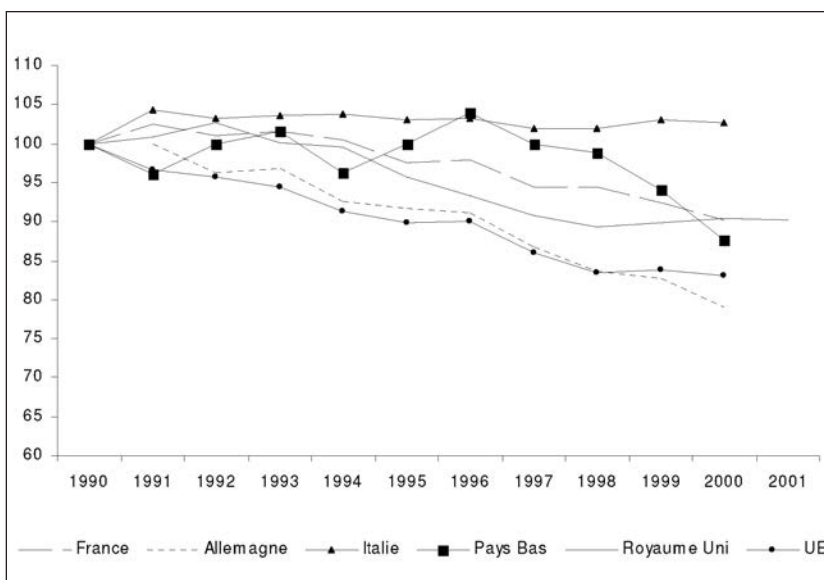


Fig. 4. - Indice d'efficacité énergétique de l'industrie.

Source : ADEME, rapport d'Enerdata sur la comparaison de la France et de ses principaux partenaires européens en matière d'efficacité énergétique, septembre 2003.

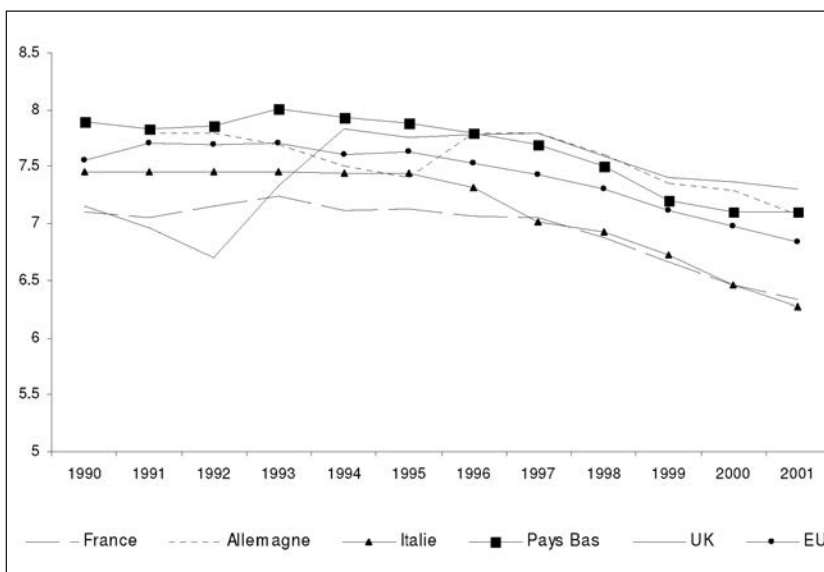


Fig. 5. - Evolution de la consommation conventionnelle des voitures neuves.

Source : ADEME, rapport d'Enerdata sur la comparaison de la France et de ses principaux partenaires européens en matière d'efficacité énergétique, septembre 2003.

du parc total d'automobiles regroupant véhicules neufs et anciens. Cet indicateur, toutefois, ne peut rendre compte de l'effet de taille, de l'influence de la conduite et des conditions réelles de circulation, facteurs qui sont très difficiles à prendre en compte à un niveau agrégé. La consommation moyenne du parc automobile est donc le seul indicateur disponible à partir duquel on peut tenter des comparaisons.

L'Italie se caractérise par la consommation moyenne de son parc automobile la plus basse parmi les pays retenus,

mais la France se situe parmi les pays de plus bas niveau et enregistre la baisse la plus forte de 1990 à 2000 (-10 %). L'étude de l'ADEME sur l'efficacité énergétique de la France en 1990-2002 ne se limite pas à l'automobile dans le domaine des transports. Elle estime à 9 % l'amélioration de l'efficacité énergétique de l'ensemble du secteur des transports avec des progrès imputables, en particulier au transport aérien (16 %) et au transport routier (4 %) et une détérioration du transport ferroviaire. Concernant le transport routier, les

gains seraient dus pour l'essentiel au déclin de la consommation moyenne spécifique des automobiles (en 1/100 km) de l'ordre de 1 %/an entre 1990 et 2002. La consommation moyenne par voiture (tep/voiture), en revanche, n'a baissé que de 0,6 % par an, pendant la même période car la distance annuelle parcourue par une automobile a augmenté de 0,4 % par an. Pour les camions et les véhicules légers, on constate une diminution de la consommation unitaire par tonne/km au cours de cette période parallèlement à une augmentation du trafic (2,5 %/an) supérieure à la consommation des véhicules (2 %/an). Cette dernière évolution illustre une utilisation plus intensive des camions et véhicules légers, généralement appelée « effet rebond », c'est-à-dire que le gain en consommation unitaire d'un produit est largement compensé par l'augmentation de consommation de ce produit.

L'efficacité énergétique dans les ménages

Dans ce domaine, l'étude d'Enerdata s'est concentrée sur deux grands usages du secteur : le chauffage et l'électricité spécifique (éclairage).

La part du chauffage varie entre 60 et 80 % de la consommation d'énergie des ménages des pays considérés au cours de la période 1990-2000, avec pour la France une consommation relativement plus élevée que dans les autres pays. Toutefois, cette consommation a tendance à diminuer dans tous les pays avec la diffusion de nouveaux équipements électroménagers et la croissance des besoins pour les autres usages. La comparaison de la consommation moyenne de chauffage par m² des pays retenus dans l'échantillon étudié montre des différences. L'Italie affiche la consommation la plus faible compte tenu de son climat plus clément. Les Pays-Bas et le Danemark au climat plus rigoureux ont des consommations unitaires moyennes bien plus faibles que la France. L'Allemagne a, en revanche, un niveau de consommation plus élevé.

L'étude d'Enerdata avance plusieurs explications possibles de ces différences : disparités dans la rigueur de l'hiver de chaque pays qu'il faut corriger, haut rendement de la source d'énergie utilisée (chauffage urbain pour le Danemark et gaz naturel pour

les Pays-Bas), meilleure isolation thermique des logements. Si l'on procède à des ajustements pour tenir compte de ces disparités, les écarts se réduisent légèrement avec l'Allemagne et l'Italie mais s'accroissent avec le Danemark et les Pays-Bas ; ainsi, la consommation unitaire de la France serait de 40 % supérieure à celle de ces derniers pays (au lieu de 30 % sans ajustement) et apparaît comme le pays le moins performant. Les gains d'efficacité énergétique peuvent être évalués à partir de l'évolution de la consommation moyenne de chauffage par m², mesurée à climat normal. A l'exception de l'Allemagne, tous les pays ont amélioré en moyenne leur efficacité énergétique de 10 % au cours de la décennie 90. Pour la France, ces gains seraient de l'ordre de 11,6 % pour la période 1990-2002.

La consommation moyenne par ménage d'électricité pour l'éclairage (électricité spécifique) et les appareils

électroménagers évolue différemment selon les pays. Les pays scandinaves se caractérisent par une consommation unitaire beaucoup plus élevée que les autres (environ 3 500 kWh/an) ; les Pays-Bas et le Royaume-Uni se situent dans la moyenne (un peu moins de 3 000 kWh/an) ; la France, l'Italie et l'Allemagne se distinguent par une consommation plus faible (environ 2 200 kWh/an). Selon l'étude d'Enerdata, ces différences s'expliquent pour l'éclairage, bien entendu, par une plus grande durée de la nuit pour les pays scandinaves ; pour les appareils électroménagers, par des taux de pénétration différents des gros équipements (réfrigérateurs, congélateurs, lave-vaisselle) et des petits et de leurs performances. Pour la France, la consommation spécifique des gros équipements électroménagers serait au-dessus des autres pays, peut-être en raison d'un retard dans le taux de pénétration d'appareils les plus performants correspondants au label A dans les ventes d'équipements neufs (en particulier pour les réfrigérateurs et congélateurs neufs).

Un indice global a été mis au point pour rendre compte de l'évolution de l'efficacité énergétique du secteur des ménages sur la base de huit utilisations finales et/ou appareils : chauffage, eau chaude, cuisine, cinq gros appareils électroménagers (réfrigérateurs, congé-

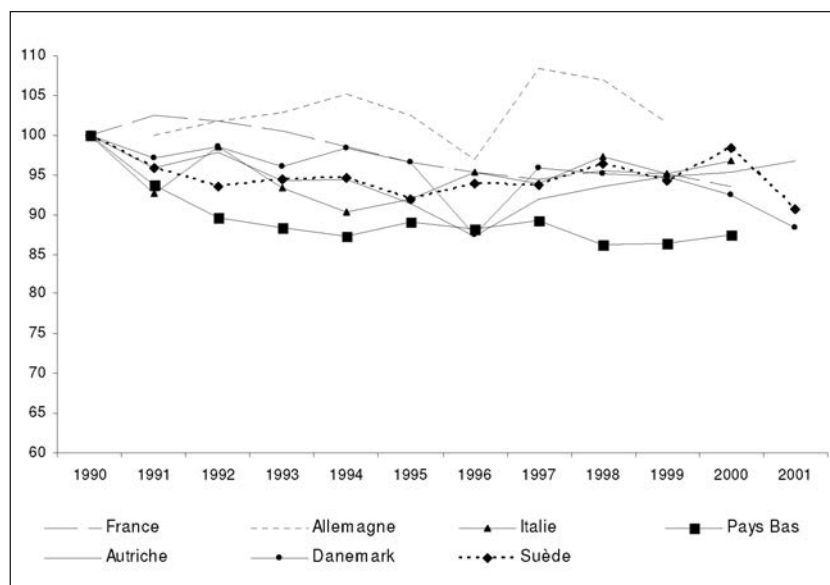


Fig. 6. - Indice d'efficacité énergétique pour les ménages.

Source : ADEME, rapport préparé par Enerdata sur la comparaison de la France et de ses principaux partenaires européens en matière d'efficacité énergétique. Septembre 2003.

lateurs, machines à laver, lave-vaisselle, et TV) (voir la figure 6).

L'étude montre que la France semble avoir des performances énergétiques moins bonnes que les autres pays (en particulier comparée au Danemark et aux Pays-Bas pour le chauffage et l'électricité spécifique). En termes de progrès réalisés depuis 1990, elle se situe dans la moyenne. Elle n'a amélioré son efficacité énergétique pour l'électroménager que de 10 % contre 25 et 20 % respectivement pour l'Allemagne et le Danemark. Pour le chauffage, une amélioration de 30 % de son efficacité énergétique la situerait au niveau du Danemark ou des Pays-Bas. L'étude plus récente de l'ADEME (septembre 2004) confirme ces résultats.

Vers une asymptote de la réduction d'intensité énergétique

Il existe des disparités importantes dans le niveau des intensités énergétiques entre les pays de l'OCDE. Les Etats-Unis consomment près de deux fois plus d'énergie par unité de PIB que les pays de l'Union européenne, et trois fois plus que le Japon. L'intensité énergétique de l'ensemble des pays de l'OCDE a décru régulièrement depuis les 30 dernières années. Cette évolution s'explique par trois facteurs : 1) des changements structurels qui se sont traduits par la dématérialisation des économies ; 2) la hausse des prix de l'énergie qui a caractérisé les grands chocs pétroliers des années 1973 et 1979 et contraint les principaux secteurs consommateurs d'énergie à faire des économies, et 3) des mesures

volontaristes adoptées dans différents pays (subventions des appareils efficaces, audits énergétiques, encouragement de la recherche/développement, éducation des comportements, informations, labels, réglementations ou taxation...). Cette réduction de l'intensité énergétique est de moins en moins élevée dans le temps et pourrait bien atteindre une asymptote. En effet, on constate, en France comme dans la plupart des pays développés, une augmentation de la consommation d'énergie. Or, en l'absence d'actions nouvelles, l'OCDE prévoit une augmentation de 35 % de la consommation d'énergie des pays développés malgré une réduction de 20 % de l'intensité énergétique. Comme nous l'avons vu, on dispose de plusieurs types d'indicateurs pour apprécier l'efficacité énergétique d'un pays ou d'une branche d'activité. Les indicateurs de type macroéconomique liés à l'intensité énergétique d'un pays ou d'une branche d'activité expriment plutôt la productivité énergétique que l'efficacité énergétique, car ils incorporent des facteurs comme les changements structurels. Les indicateurs de type technico-économique apportent un éclairage plus fin sur les économies d'énergie réalisées ou à réaliser et complètent utilement les indicateurs de type macroéconomique.

Si l'on veut utiliser ces derniers indicateurs comme instruments de politique ou d'objectifs à atteindre, il faut bien garder à l'esprit qu'ils ne peuvent être utiles qu'en incitant à améliorer l'efficacité marginale d'une branche ou d'un secteur (consommation des autos ou de l'électroménager par exemple) mais ne sont pas d'un grand secours dès lors qu'un pays est caractérisé par une gran-

de inefficacité énergétique structurelle comme les Etats-Unis. En effet, tous les efforts réalisés du côté de l'efficacité marginale sont plus qu'annulés par les éléments de l'inefficacité énergétique structurelle que constituent une hypertrophie du réseau routier, un taux élevé de possession d'automobiles, un volume important de circulation routière et une très faible densité d'occupation des villes.

Le choix de l'année de référence et la période retenue sont des éléments très importants pour toute comparaison internationale. Plus la période est longue, mieux on est à même de procéder à une meilleure évaluation des performances d'un pays que l'on jugera tant à partir de son niveau de départ que sur la tendance. Il est, en effet, beaucoup plus difficile d'améliorer sa performance quand on a déjà atteint un bon niveau d'efficacité énergétique. ●

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Energie et Environnement, Rapport de la Commission des Comptes de l'Economie et de l'Environnement, novembre 2003.
- [2] Observatoire de l'Energie, ministère de l'Economie, des finances et de l'industrie. Bilans énergétiques de la France, 2003, 2004.
- [3] AIE/OCDE, Examen de la politique énergétique française, Paris, 2004.
- [4] ADEME, Comparaison de la France et de ses partenaires européens en matière d'efficacité énergétique, Rapport final préparé par Enerdata. Septembre 2003.
- [5] ADEME, Energy efficiency trends in France, Report based on Odyssee database on energy efficiency with the collaboration of Enerdata, September 2004.
- [6] Bosseboeuf D. et Lapillonnie B., Energy efficiency trends in France: What can we learn with ODEX?, Odyssee-Mure workshop, Paris, 4-5 April 2005.
- [7] ADEME, rapport à la Commission européenne, Bosseboeuf D., Monitoring energy efficiency in the EU, 2005, 220p.

G É R & E R COMPRENDRE

SOMMAIRE

- L'ARRIVÉE DE LA CONCURRENCE DANS LES FOYERS FRANÇAIS - Pour éclairer le débat
par Frédérique PALLEZ et Francis PAVÉ
- UN SIÈCLE D'INTERVENTION PUBLIQUE DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE
par François-Mathieu POUPEAU
- CENTRALE D'ACHAT : UNE NOUVELLE VOCATION POUR LES SYNDICATS D'ÉLECTRIFICATION ?
Entretien avec le SIPPAREC
par Frédérique PALLEZ et Francis PAVÉ
- CINQ ANNÉES DE LIBÉRALISATION DE L'ÉLECTRICITÉ EN ALLEMAGNE - Etat des lieux
par Adrien FENDER
- LA PRIVATISATION DE L'INDUSTRIE ÉLECTRIQUE AU ROYAUME-UNI par Guillaume FERNET
- LE CLIENT EST-IL ROI SUR LE MARCHÉ ÉLECTRIQUE ANGLAIS ?
par Nicolas OTT
- QUELLE PLACE POUR LES COLLECTIVITÉS TERRITORIALES DANS LE SECTEUR ÉLECTRIQUE FRANÇAIS ?
par François-Mathieu POUPEAU
- DE L'HÉROÏSME DANS LES ORGANISATIONS par Hervé LAROCHE
DU PUBLIC AU VOYAGEUR par Frédérique PALLEZ
ÉLOGE DU BRICOLAGE ORGANISATIONNEL ET STRATÉGIQUE
par Vincent MANGEMATIN
LES CHARMES SECRETS DE LA COMPTABILITÉ par Bernard COLASSE
LA CONFIANCE, CONCEPT FÉDÉRATEUR OU CONCEPT MONDAIN ?
par Olivier LENAY
- À LA FIN DU XIX^e SIÈCLE, L'ADOPTION DE LA MÉCANOGRAPHIE EST-ELLE RATIONNELLE ? par Jean-Louis PEAUCELLE
- L'INFLUENCE INTERNATIONALE DE LA RECHERCHE EN GESTION PRODUITE EN FRANCE : UNE ANALYSE À PARTIR DES PUBLICATIONS DANS LES REVUES DU SSCI : 1991-2002
par Vincent MANGEMATIN
- VERS UN AUDIMAT DES SAVANTS ?
Invitation au débat par Michel BERRY
LES LIMITES DES MÉTRIQUES D'IMPACT
Reponse à Vincent MANGEMATIN par Armand HATCHUEL



SEPTEMBRE 2004
ISSN 0295.4397
ISBN 2-7472-0731-5

BULLETIN DE COMMANDE

A retourner aux Éditions ESKA, 12, rue du Quatre-Septembre, 75002 PARIS

Tél. : 01 42 86 55 73 - Fax : 01 42 60 45 35 - <http://www.eska.fr>

Je désire recevoir exemplaire(s) du numéro de **Gérer & Comprendre septembre 2004 - numéro 77 (ISBN 2-7472-0731-5)** au prix unitaire de 20,58 € TTC.

Je joins un chèque bancaire à l'ordre des Éditions ESKA

un virement postal aux Éditions ESKA CCP PARIS 1667-494-Z

Nom Prénom

Adresse

Code postal Ville

Maîtrise de l'Énergie et changement climatique : quelles conséquences pour la R&D ?

Après une baisse des recherches dans le domaine de l'énergie depuis le début des années 90, une reprise des travaux de R&D s'amorce aujourd'hui pour progresser dans la voie du « développement soutenable ». Les recherches s'orientent autour de quatre pôles : la réduction des besoins énergétiques, l'amélioration des modes de production, le développement de nouveaux modes productifs et, enfin, la maîtrise d'une conception globale permettant de prendre en compte l'ensemble des éléments d'un système : système « bâtiment » ou routier, par exemple.

par Yves Bamberger
Directeur Recherche & Développement, EDF

Mois après mois, l'actualité nous montre de plus en plus que le développement des activités humaines commence à se heurter à la finitude des ressources de notre planète :

ainsi en est-il progressivement des minerais (silicium, cuivre, fer...) mais aussi des combustibles fossiles (pétrole, gaz, charbon...) ou fissiles (uranium), qui ne sont renouvelables qu'à l'échelle des temps géologiques.

La question de l'énergie est certainement avec celle de la croissance de la population mondiale et la disponibilité de l'eau l'une des trois questions clés que l'humanité a à traiter dans les décennies qui viennent pour que la génération de nos petits-enfants puisse vivre « correctement », pas moins mal dans les pays développés, mieux dans les pays en voie de développement !

Pourquoi attacher tant d'importance à cette question de l'énergie ? Tout simplement parce que qui dit vie dit besoin en énergie. Or l'extraction des matières premières nécessaires, la production, le transport, l'utilisation de l'énergie ont d'une part de nombreux impacts sur les ressources disponibles pour les générations futures, mais ont d'autre part, dès à présent, des impacts sur l'environnement tant localement qu'à l'échelle mondiale (avec l'influence, presque certaine de l'activité humaine sur l'évolution climatique). Enfin, n'oublions pas qu'une partie des êtres humains ne dispose pas d'assez d'énergie.

Pour progresser dans la logique du « développement soutenable » c'est-à-dire agir simultanément sur les plans économique, environnemental et sociétal, une R&D forte au niveau mondial est un préalable aux décisions politiques, financières, économiques : après une baisse des recherches dans le domaine de l'énergie depuis le début des années 90, une remontée s'amorce en raison de la prise de conscience des

limites de toutes sortes mentionnées ci-dessus et tout spécialement parce que nous sortons d'une période d'abondance (relative) d'une énergie pas chère dans les pays développés. Un indice en est l'inscription de l'énergie comme une priorité du septième programme commun de recherche et développement de l'Europe (7^e PCRD).

La recherche dans le domaine de l'énergie peut être structurée autour de quatre pôles :

- réduire les besoins ;
- améliorer les modes de production actuels ;
- développer de nouveaux modes de production ;
- penser système !

Ces axes seront illustrés par quelques exemples souvent empruntés aux travaux de recherche d'EDF avec ses partenaires.

La R&D pour réduire les besoins

Les besoins énergétiques dépendent de la démographie (hypothèse d'une croissance jusqu'à 9 milliards d'habitants en 2050, puis stabilisation, voire baisse), de la croissance économique et surtout de l'efficacité énergétique que chaque acteur aura su développer. La plupart des scénarios d'estimation de ces besoins convergent vers 20 à 25 Gtep à horizon 2050, en supposant que les efforts en matière de MDE (maîtrise de l'énergie) restent à hauteur de ce qu'ils sont aujourd'hui...

Dans l'univers de contraintes (CO₂, raréfaction du pétrole...) auquel est confronté le monde, le bouquet énergé-

tique mondial pourrait ainsi évoluer sensiblement vers une situation soutenable (voir la figure 1) avec :

- une production d'environ 5 Gtep à base d'énergies renouvelables ou ENR ;
- une production « classique », nucléaire de quelques 2 Gtep (1 000 GW) et thermique de 4 Gtep seulement avec des énergies carbonées hors séquestration du gaz carbonique ;
- une production complémentaire qui serait issue de la combustion du charbon avec séquestration et captage du CO₂, incluant d'autres modes de production (nucléaire à cycle fermé du combustible dit « Génération IV », par exemple) ;

- une place de la MDE qui devrait devenir essentielle ; des efforts supplémentaires mais probablement accessibles ramèneraient une demande mondiale de 20-24 Gtep en tendancier à environ 15 Gtep, chiffre homogène avec une réduction de l'intensité énergétique de l'ordre de 3,5 % par an pour les pays les plus développés.

Ce scénario n'est évidemment pas le seul possible ! Dans tous les cas, il faudra non seulement déployer massivement les technologies existantes économiquement viables pour réduire la consommation d'énergie pour un usage donné (par exemple remplacer progressivement les réfrigérateurs d'une classe C par ceux d'une classe B moins gourmande en énergie par amélioration de la conception, des matériaux, du compresseur...) mais aussi développer des recherches pour continuer d'améliorer l'efficacité énergétique des procédés industriels existants, réduire la consommation d'énergie des bâtiments et des maisons, sortir progressivement du moteur à essence ou diesel dans le transport automobile notamment. Un premier exemple, majeur, pour la réduction de la demande en énergie est le secteur du bâtiment qui représente 40 % de l'énergie consommée en France comme en Europe, 65 millions de tonnes de CO₂ émises en France !

Directives européennes, Loi d'orientation sur l'énergie, en France, *Energy Efficiency Commitment*, en Angleterre, incitent déjà fortement bon nombre d'acteurs à promouvoir l'efficacité énergétique... fournisseurs d'énergie en

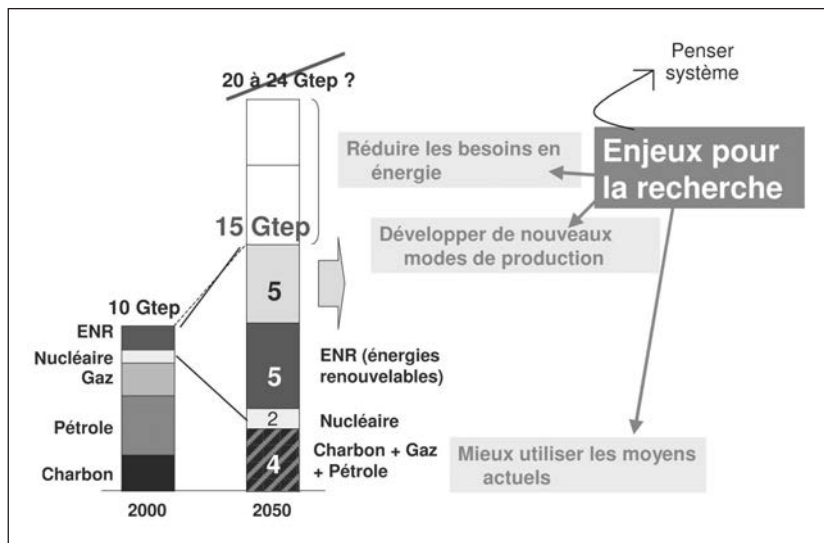


Fig. 1. - Bouquet énergétique soutenable à l'horizon 2050.

tête (exemple des certificats blancs en France).

Comme on ne construit presque plus de neuf en Europe, comme un bâtiment dure près d'une centaine d'années, la réussite ou l'échec de cette maîtrise se jouera donc largement dans les bâtiments existants.

La R&D y est attendue pour lever un certain nombre de verrous technologiques : trouver des super isolants faciles à poser, isoler par l'extérieur à un coût raisonnable, imaginer des fenêtres multi-fonctions, faire installer des pompes à chaleur haute température ou des micro-cogénération, intégrer des énergies renouvelables dans le bâtiment, développer des outils de diagnostic et d'aide à la décision.

Un second exemple, toujours dans le domaine du bâtiment, est la recherche de moyens de chauffage performants puisque plus de 60 % de l'énergie utilisée l'est pour le chauffage en France, davantage dans le Nord de l'Europe.

Ainsi, les pompes à chaleur (PAC) et, plus spécifiquement, celles dites à haute température, offrent une solution technique à haut rendement énergétique, qui durablement répond aux besoins de MDE (voir la figure 2).

Pour les logements neufs, les PAC sont le plus souvent couplées à des planchers à eau qui sont donc des « émetteurs intégrés au bâti ». Mais pour les opérations de rénovation, les PAC viennent se substituer aux chaudières à énergie fossile tout en conservant les

radiateurs à eau chaude classique. Les conserver oblige les PAC destinées à la rénovation à produire une eau de circulation plus chaude : c'est ici qu'intervient cette nouvelle génération de PAC dite « PAC haute température » dont la mise au point à un coût économiquement acceptable reste à achever.

Autre domaine fortement consommateur d'énergie avec un potentiel de MDE important : le transport routier. Selon l'AIE, d'ici 2020, les consommations d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre vont presque doubler sous l'effet de la croissance du trafic des véhicules personnels dans les pays en voie de développement. Dans les pays occidentaux, les investissements dans les infrastructures n'arriveront au mieux qu'à stabiliser les émissions de GES (gaz à effet de serre) à partir de 2015-2020. Leur réduction passe - pour être réaliste à court terme - par l'augmentation forte de l'efficacité énergétique du transport individuel.

Avec un transport traditionnel, le rendement d'un moteur est de 30 % et il lui faut un volume en énergie primaire de 300 pour produire un volume d'énergie utile égal à 100... à comparer aux 250 d'énergie primaire nécessaire à un véhicule hybride de type Prius.

Depuis quelques années, l'émergence du véhicule tout électrique est freinée par la relativement faible autonomie (environ 100 kms) et par le temps de recharge et de disponibilité d'une prise électrique là où stationnent les véhi-

cules. Et ce, malgré un coût compétitif de l'électricité par rapport à l'essence, et un faible nombre de kilomètres quotidiens effectués par la majorité des Français ! Les ruptures technologiques attendues sur les batteries, objets de travaux notamment en France, au Japon, en Chine et ailleurs, permettraient d'accroître l'autonomie du véhicule électrique et de la porter à 150 kms vers 2008 et 200 kms vers 2015. Dans un contexte où le prix du carburant continue à monter, ces ruptures aideraient le développement du véhicule électrique sur le marché des flottes captives et du véhicule utilitaire léger. Les avantages en terme de pollution sonore seraient, en outre, évidemment considérables, notamment en ville !

La R&D pour améliorer les modes de production actuels

Mieux utiliser les modes de production actuels peut se comprendre sous deux angles.

Le premier, c'est d'améliorer le rendement ou les caractéristiques environnementales des procédés utilisés en vue de la construction de nouvelles installations : ainsi en est-il d'une meilleure utilisation du combustible uranium dans les centrales nucléaires à eau pres-

surisée, du charbon dans les centrales thermiques classiques par des travaux de recherche sur la combustion et les brûleurs, de l'usage de l'eau (quantité et qualité de l'eau utilisée et rejetée).

Le second est d'améliorer le rendement et les caractéristiques environnementales des centrales et des installations existantes : il ne faut pas oublier en effet que, comme pour le bâtiment, le parc mondial des centrales électriques existantes, par exemple, a une durée de vie résiduelle moyenne de plusieurs dizaines d'années.

Les travaux de R&D relatifs à ces questions se partagent entre les constructeurs d'installations, les exploitants et les laboratoires universitaires ou publics. Ces recherches vont de la connaissance fine de la combustion de certains gaz à la résistance des matériaux à la fatigue thermique à haute température, de la dégradation des matériaux sous irradiation à la diminution de la quantité de poussières de combustion rejetées, il reste beaucoup de champs de recherche !

Un premier exemple de ce type de travaux concerne les centrales nucléaires d'EDF situées à proximité des cours d'eau. Celles-ci subissent des événements climatiques qui influent sur les conditions d'exploitation. En période chaude, les faibles débits et la température élevée de l'eau sont susceptibles

de créer des situations anormales pour le fonctionnement habituel des organes techniques. Ainsi, dans les années 90, l'exploitant avait constaté une dégradation du vide au condenseur l'obligeant, pour respecter les limites, à réduire la puissance jusqu'à 850 MW pendant plusieurs heures. Ces turbines sont dimensionnées pour fonctionner avec une limite théorique supérieure de 130 mbars de la pression au vide condenseur : cette limite, rarement atteinte, garantit que les aubages terminaux ne sont pas soumis à des vibrations d'amplitudes excessives.

Avec une méthode de mesure originale et une campagne de mesure adaptée, les chercheurs d'EDF ont ré-interrogé cette limite de 130 mbars et montré, avec le constructeur, qu'elle pouvait être, un certain nombre d'heures par an, repoussée à 150 mbars en toute sûreté. Cette disposition s'est révélée particulièrement bénéfique au cours de la période de canicule d'août 2003 (un événement climatique amené à se reproduire plus fréquemment dans les périodes futures). Ainsi, environ 50 % des tranches concernées ont été amenées à franchir ponctuellement le seuil des 130 mbars pour soutenir la production à hauteur de la demande en électricité.

Respecter les contraintes réglementaires et maîtriser les émissions polluantes, tel est l'un des soucis d'un producteur - propriétaire de centrales à charbon de grande puissance dans n'importe quel pays du monde. Avec la maîtrise des poussières et des oxydes de soufre, que l'on obtient en améliorant les dépoussiéreurs électrostatiques et en mettant en place des unités de désulfuration humides, il s'agit aussi d'assurer la maîtrise des oxydes d'azote (NOx) dont les seuils réglementaires passeront de 1000 mg/m³ à 400 mg/m³ par application des Directives européennes.

Le rôle de la R&D, dans ce cas particulier concernant aussi EDF, est de trouver l'équilibre subtil dans les phénomènes de combustion, qui agissent le plus souvent contradictoirement sur les NOx et le carbone imbrûlé. S'appuyant sur l'expérience de l'exploitation de centrales et sur des simulations 3D obtenues à partir du code de mécanique des fluides (*code-Saturne*) et de l'enchaîne-

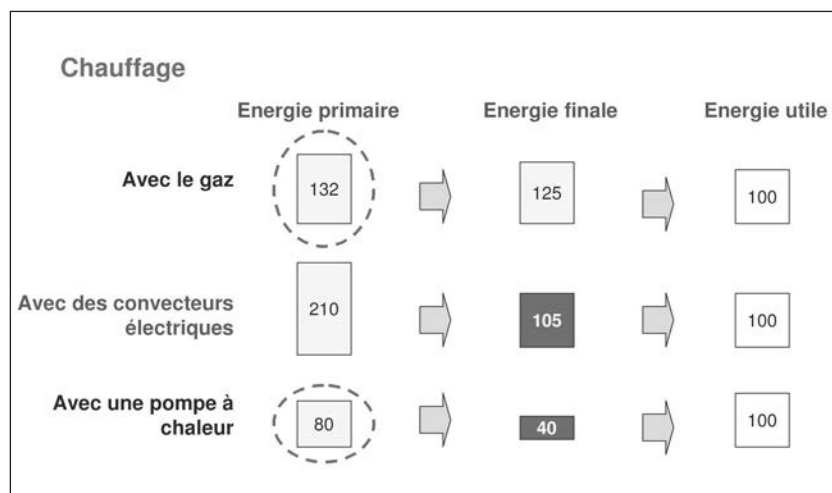


Fig. 2. - Les PAC (pompes à chaleur) utilisent l'énergie thermique contenue dans l'environnement : l'air, le sol et l'eau souterraine emmagasinent une grande quantité d'énergie thermique sans cesse renouvelée grâce au rayonnement solaire et aux pluies. En utilisant cette énergie renouvelable et gratuite, les PAC fournissent un chauffage très économique, grâce à un rendement énergétique inégalé. Comme l'indique le schéma : pour produire une valeur de 100 en énergie utile, il faut, en énergie primaire, respectivement 132, 210 et 80 pour un chauffage au gaz, un chauffage par convecteur et une pompe à chaleur.



ment d'un modèle fin de chimie des NOx appliqué à des zones homogènes de la chaudière, la R&D d'EDF a trouvé plusieurs configurations d'exploitation, qui minimisent la formation des NOx tout en préservant un taux d'imbrûlés cohérent avec la valorisation des cendres. Testées en vraie grandeur, elles ont montré qu'il est possible de réduire d'un facteur 2 le niveau global d'émission des NOx de la chaudière... et ce même en cas d'utilisation d'un charbon d'Afrique du Sud, pourtant réputé pour favoriser la formation des NOx.

Un troisième exemple est le champ des recherches relatives à l'eau. L'eau est une ressource fragile, de plus en plus marquée, du fait du développement de l'activité humaine mais surtout du fait du changement climatique, par ses « excès », les inondations, mais surtout par sa rareté, la sécheresse. L'eau est aussi très convoitée pour des usages variés : pour l'eau potable mais aussi pour les loisirs comme la pêche, le canoë-kayak...sans oublier l'irrigation. L'eau, en quantité et qualité, est une ressource stratégique pour le producteur d'énergie. Pour les ouvrages hydro-électriques bien sûr, mais aussi pour le refroidissement des centrales thermiques à flamme et nucléaires : il ne faut pas moins de 100 litres d'eau pour produire en circuit ouvert 1 kWh d'électricité. 5 litres d'eau sont encore nécessaires quand ces centrales sont équipées de réfrigérants atmosphériques. La qualité de l'eau est également essentielle à la production

d'électricité : sa température conditionne le rendement des centrales thermiques ainsi que ses caractéristiques physico-chimiques et biologiques.

L'impact du changement climatique sur la ressource en eau dans les 50 années à venir est un sujet de recherche important pour un exploitant, car la durée de vie des ouvrages, hydrauliques, thermiques à flamme et nucléaires, est de plusieurs décennies. Ceci le conduit donc à se préoccuper de toute évolution de la ressource en eau qui pourrait intervenir à des échéances de plusieurs dizaines d'années et peser sur l'outil de production : par exemple l'estimation des débits de grands fleuves français et de la température de l'eau en cas d'un réchauffement climatique associé à un doublement du CO₂ dans l'atmosphère, afin d'optimiser l'ensemble des besoins en eau, entre centrales, barrages et parties prenantes.

Plus encore que les valeurs moyennes, c'est l'évolution des extrêmes qui sera la plus préoccupante, la variabilité accrue du climat pourra conduire à un renforcement de l'intensité des crues ou de la durée des étiages contre lesquelles il faudra se prémunir, en termes d'exploitation ou de dimensionnement des ouvrages de protection ; les progrès de la recherche sur les évolutions météorologiques à toutes échelles de temps et d'espace sont attendus, ne serait-ce que pour optimiser sur l'année l'usage des grands barrages qui restent et resteront encore longtemps en ce siècle une source majeure d'énergie renouvelable.

La R&D pour développer de nouveaux modes de production « durables »

Le troisième pôle pour les travaux de recherche dans le domaine de l'énergie est celui de la recherche de nouvelles sources d'énergie et de nouveaux moyens de production.

Au niveau des sources renouvelables on compte l'énergie solaire parvenant à la Terre, mais aussi les énergies liées aux mouvements des astres : énergie des marées, énergie du vent... La biomasse (le bois, la végétation...) est aussi une source à la fois très ancienne et toujours

renouvelée, à condition d'en respecter l'échelle de temps !

Au niveau des énergies renouvelables on peut aussi compter la fusion nucléaire, mais l'approche actuellement envisagée pour l'utiliser (la prochaine étape de recherche étant le réacteur ITER) ne conduira probablement pas à des centrales industrielles avant le dernier quart de ce siècle - ce qui ne signifie pas qu'on ne trouvera pas d'autres façons de la réaliser avant. En ce qui concerne le nucléaire, la mise au point industrielle de réacteur à « cycle fermé » du combustible (dit de quatrième génération) sera un pas significatif, attendu pour 2040 environ.

La conception puis la mise au point et le développement industriel de nouvelles filières de production sont l'objet de nombreuses incitations des gouvernements soit par le canal des budgets de recherche publique, soit par la mise en œuvre de taxes dans les phases finales.

Un premier exemple de moyen de production d'électricité, familier, populaire et prometteur est celui des panneaux photovoltaïques. Depuis près de 30 ans, les recherches dans le domaine du photovoltaïque se sont focalisées sur la technologie des cellules au silicium cristallin. De fait, l'amélioration des procédés de fabrication de ces cellules et modules de première génération



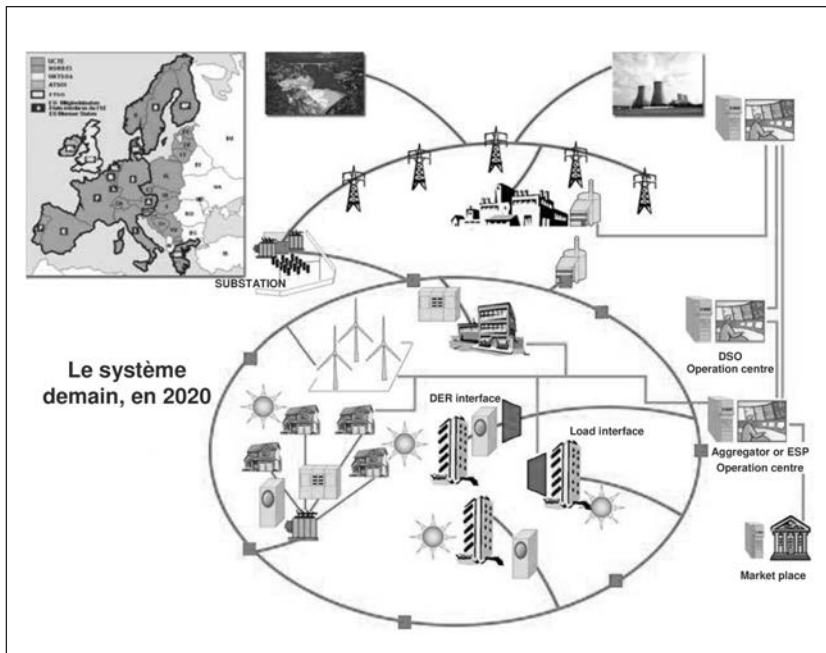


Fig. 3. - Réseau de distribution.

A l'instar des informaticiens qui ont réparti puissance de calcul et capacité de stockage bien au-delà des centres de calcul depuis les années 70, les électriciens vont aussi progressivement enrichir la palette des technologies disponibles dans leur domaine. Autrement dit, à côté des outils de production centralisée comme les centrales nucléaires et thermiques à flamme, les grands barrages, les outils petits ou moyens (du panneau solaire à l'éolienne, de la pile à combustible à la turbine...) vont se multiplier, à des rythmes liés aux incitations réglementaires, aux politiques et cultures locales, aux évolutions technologiques : le Bade-Württemberg, la région lyonnaise et la Catalogne sont dans des situations bien différentes !

Le réseau électrique ne sera plus simplement un réseau de distribution du courant mais aussi un réseau de circulation du courant, le stockant et le mettant à disposition au meilleur moment. Les outils de production décentralisés, les usages pourraient être télécommandés pour gérer les pointes, les transferts d'énergie et les interruptibilités de manière plus sophistiquée.

conjuguée à la croissance du marché des panneaux connectés au réseau (croissance moyenne de 31 % par an sur les 10 dernières années) a conduit à une décroissance régulière des coûts. Mais l'effort régulier sur les coûts, en admettant qu'il reste au même niveau, ne permettra pas au photovoltaïque de devenir compétitif par rapport aux grandes centrales classiques même en intégrant le coût des réseaux : des ruptures technologiques sont nécessaires. Aujourd'hui, deux ruptures sont annoncées à moyen et long terme, avec un coût estimé de production de l'électricité photovoltaïque proche du tarif d'achat des particuliers d'ici 10 à 15 ans et proche du prix de la base d'ici 30 à 50 ans :

- les cellules en couches minces, dites de deuxième génération, sont fabriquées à partir de couches minces de semi-conducteurs, silicium, tellurure de cadmium, ou diséléniure de cuivre et

d'indium, déposés sur un substrat ; selon les experts, elles devraient supplanter la première génération à horizon 10-15 ans ;

- les concepts avancés à très haut rendement, dits de troisième génération, qui sont des cellules encore au stade de la recherche théorique, offrent des perspectives à long terme (30 à 50 ans) et concilient structures en couches minces et très hauts rendements de conversion pouvant atteindre de 40 % à 75 %.

Ces concepts, comme ceux des autres systèmes techniques, sont à examiner non seulement sous l'angle de leur caractéristiques énergétiques et environnementales en fonctionnement mais aussi sur l'ensemble de leur cycle de vie, en incluant notamment l'énergie et les matériaux nécessaires à leur fabrication.

Autre exemple d'énergie renouvelable, l'hydrolienne, qui récupère l'énergie cinétique des courants marins au

moyen de turbines immergées. Cette énergie renouvelable possède les qualités suivantes : prédictibilité (les courants de marées peuvent être parfaitement calculés à l'avance en intensité et en direction), densité (la densité de l'eau permet d'utiliser des turbines plus compactes et plus performantes que celle des éoliennes), impact visuel limité (les machines peuvent être totalement immergées). En revanche, cette technologie présente plusieurs points faibles : la ressource est très localisée et peu de sites sont réellement disponibles, l'espace maritime est à partager entre les utilisateurs, la maintenance sur les appareils est délicate du fait d'une partie totalement immergée.

Le Royaume-Uni et la France possèdent environ respectivement 75 % et 20 % du potentiel de la ressource de l'hydrolien en Europe et 22 TWh/an pourraient être produits par cette filière à moyen terme. Le développement de l'hydrolien s'inscrit dans la stratégie de ces pays et est à l'origine de plusieurs projets : évaluer la maturité des technologies et de la filière hydrolienne en phase de développement, rechercher les sites français les plus prometteurs (caractérisation de la ressource au moyen de mesures en mer et de modélisation).

Enfin, dernier exemple, les éoliennes, pour lesquelles un développement important est attendu en Europe, avec une puissance éolienne installée en augmentation de plusieurs milliers de MW à l'horizon 2010-2015. Le potentiel éolien en France est inégalement réparti sur le territoire, et pour être économiquement rentable dans la durée, il dépend étroitement des conditions de vent, aujourd'hui et demain. Aussi, la recherche d'un producteur d'énergie développe-t-elle, en étroite relation avec Météo-France et des laboratoires spécialisés en météorologie, des cartographies de territoires afin d'identifier les meilleurs lieux pour implanter des éoliennes, ainsi que des modèles pour évaluer le productible, présent et futur, des parcs existants ou à venir. Récemment, EDF R&D a estimé des chroniques de production :

- horaires à partir de mesures de vent effectuées en France de 1993 à 2002 ;

- journalières à partir de reconstitutions (ré-analyses) de l'état de l'atmosphère sur l'Europe de 1950 à 2002.

Après validation sur les données observées dans les parcs éoliens français et allemands, ces chroniques ont été analysées pour connaître la variabilité saisonnière et annuelle, et la distribution des fluctuations. A terme, ceci permettra aussi de déterminer les leviers d'amélioration de la production (disponibilité, télégestion, contrôle commande, acoustique...).

Penser système

Dans tout ce qui précède, on a présenté des exemples « élémentaires » sur lesquels la recherche fondamentale ou appliquée est attendue : le matériau isolant à mettre sous le toit, le cycle combiné à gaz à haut rendement, le panneau solaire peu coûteux composé de matériaux abondants et non nocifs, etc. Pour mieux progresser, tant sur la maîtrise de l'énergie que sur le changement climatique, il est utile de « penser système ». Ainsi, le bâtiment peut être pensé comme un système avec ses murs, ses fenêtres, ses panneaux photovoltaïques, sa pompe à chaleur, son chauffe-eau solaire, l'ensemble des appareils utilisant de l'énergie pour la cuisson, les

loisirs... Il est clair que l'utilisation des technologies de l'information et de la communication pour coupler l'ensemble des éléments du « système bâtiment » est susceptible de permettre de réduire la quantité et la puissance maximale d'énergie utile, mais aussi réduire les rejets. C'est et ce sera l'objet de travaux de recherche et de développement technologiques adaptés à l'environnement et à la culture des pays et des régions.

Autre exemple, le système électrique à l'échelle d'une région ou d'un pays, voire davantage, est un système de « mutualisation de la consommation et de la production » : de la prise électrique de l'utilisateur final au barrage ou à la centrale thermique classique ou nucléaire, via le réseau, ce sont des centaines de milliers d'objets élémentaires qui ont été assemblés pour permettre une utilisation optimale des ressources. Le développement « optimal » des réseaux, leur utilisation quotidienne dans des conditions nouvelles sont aussi l'objet de travaux de recherche débouchant sur les logiciels opérationnels.

Des recherches sur d'autres grands systèmes techniques sont nécessaires pour progresser en matière de MDE et d'environnement : ainsi en est-il du système routier « intelligent » permettant à

l'utilisateur d'être informé en temps réel, via son GPS, de la situation du réseau ; nous n'en sommes certainement qu'au début et les chercheurs ont là un autre beau champ de travail pour les décennies qui viennent.

Vers des sources fiables et non polluantes d'énergie ?

L'évolution des travaux de recherche et développement nous laisse espérer l'avenir d'un monde meilleur. Laissons les derniers mots à Isaac Asimov et Paul Smith qui, il y a une quinzaine d'années, dans la « Marche des millénaires », écrivaient :

« S'il en est bien ainsi, les gens de l'an 3000 auront à leur disposition des sources fiables et non polluantes d'énergie, capables de durer des milliards d'années (c'est-à-dire autant que le Soleil lui-même), et ils vivront dans la paix. Les travaux les plus rebutants seront effectués par des machines, laissant à l'homme le loisir de se consacrer à la création à un niveau et avec une intensité inimaginables de nos jours. Aux humains de la fin du troisième millénaire, l'an 2000 apparaîtra alors comme le moment où notre espèce est sortie de l'enfance pour aborder l'adolescence et préparer l'âge adulte ». ●

Publié par
**ANNALES
 DES
 MINES**
 Fondées en 1794

Fondées en 1794, les Annales des Mines comptent parmi les plus anciennes publications économiques. Consacrées hier à l'industrie lourde, elles s'intéressent aujourd'hui à l'ensemble de l'activité industrielle en France et dans le monde, sous ses aspects économiques, scientifiques, techniques et socio-culturels.

Des articles rédigés par les meilleurs spécialistes français et étrangers, d'une lecture aisée, nourris d'expériences concrètes : les numéros des Annales des Mines sont des documents qui font référence en matière d'industrie.

Les Annales des Mines éditent trois séries complémentaires :

**Réalités Industrielles,
 Gérer & Comprendre,
 Responsabilité & Environnement.**

RÉALITÉS INDUSTRIELLES

Quatre fois par an, cette série des *Annales des Mines* fait le point sur un sujet technique, un secteur économique ou un problème d'actualité. Chaque numéro, en une vingtaine d'articles, propose une sélection d'informations concrètes, des analyses approfondies, des connaissances à jour pour mieux apprécier les réalités du monde industriel.

GÉRER & COMPRENDRE

Quatre fois par an, cette série des *Annales des Mines* pose un regard lucide, parfois critique, sur la gestion « au concret » des entreprises et des affaires publiques. *Gérer & Comprendre* va au-delà des idées reçues et présente au lecteur, non pas des recettes, mais des faits, des expériences et des idées pour comprendre et mieux gérer.

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

Quatre fois par an, cette série des *Annales des Mines* propose de contribuer aux débats sur les choix techniques qui engagent nos sociétés en matière d'environnement et de risques industriels. Son ambition : ouvrir ses colonnes à toutes les opinions qui s'inscrivent dans une démarche de confrontation rigoureuse des idées. Son public : industries, associations, universitaires ou élus, et tous ceux qui s'intéressent aux grands enjeux de notre société.

**ABONNEZ-VOUS
 AUX
 ANNALES DES MINES**

RÉALITÉS INDUSTRIELLES

et

GÉRER & COMPRENDRE

et

RESPONSABILITÉ

& ENVIRONNEMENT

**DEMANDE DE
 SPÉCIMEN**

L'INDUSTRIE
 AU
 CONCRET

BULLETIN D'ABONNEMENT

A retourner accompagné de votre règlement
aux Editions ESKA <http://www.eska.fr>
12 rue du Quatre-Septembre 75002 Paris
Tél. : 01 42 86 55 73 - Fax : 01 42 60 45 35

Je m'abonne pour 2005 aux Annales des Mines :

Réalités Industrielles

4 numéros	France	Etranger
au tarif de :		
Particuliers	<input type="checkbox"/> 72 €	<input type="checkbox"/> 86 €
Institutions	<input type="checkbox"/> 93 €	<input type="checkbox"/> 112 €

Réalités Industrielles + Responsabilité & Environnement

8 numéros	France	Etranger
au tarif de :		
Particuliers	<input type="checkbox"/> 136 €	<input type="checkbox"/> 163 €
Sociétés/Institutions	<input type="checkbox"/> 170 €	<input type="checkbox"/> 222 €

Réalités Industrielles + Gérer & Comprendre

8 numéros	France	Etranger
au tarif de :		
Particuliers	<input type="checkbox"/> 136 €	<input type="checkbox"/> 163 €
Sociétés/Institutions	<input type="checkbox"/> 170 €	<input type="checkbox"/> 222 €

Réalités Industrielles + Gérer & Comprendre + Responsabilité & Environnement

12 numéros	France	Etranger
au tarif de :		
Particuliers	<input type="checkbox"/> 173 €	<input type="checkbox"/> 220 €
Sociétés/Institutions	<input type="checkbox"/> 258 €	<input type="checkbox"/> 308 €

Nom

Fonction

Organisme

Adresse

- Je joins : un chèque bancaire à l'ordre des Editions ESKA
 un virement postal aux Editions ESKA,
 CCP PARIS 1667-494-Z
 je souhaite recevoir une facture

DEMANDE DE SPÉCIMEN

A retourner à la rédaction des Annales des Mines
120, rue de Bercy - Télédod 797 - 75572 Paris Cedex 12
Tél. : 01 53 18 52 68 - Fax : 01 53 18 52 72

Je désire recevoir, dans la limite des stocks
disponibles, un numéro spécimen :

- de la série **Réalités Industrielles**
 de la série **Gérer & Comprendre**
 de la série **Responsabilité & Environnement**

Nom

Fonction

Organisme

Adresse

Publié par
**ANNALES
DES
MINES**
Fondées en 1794

Fondées en 1794, les Annales des Mines comptent parmi les plus anciennes publications économiques. Consacrées hier à l'industrie lourde, elles s'intéressent aujourd'hui à l'ensemble de l'activité industrielle en France et dans le monde, sous ses aspects économiques, scientifiques, techniques et socio-culturels.

Des articles rédigés par les meilleurs spécialistes français et étrangers, d'une lecture aisée, nourris d'expériences concrètes : les numéros des Annales des Mines sont des documents qui font référence en matière d'industrie.

Les Annales des Mines éditent trois séries complémentaires :

**Réalités Industrielles,
Gérer & Comprendre,
Responsabilité & Environnement.**

RÉALITÉS INDUSTRIELLES

Quatre fois par an, cette série des Annales des Mines fait le point sur un sujet technique, un secteur économique ou un problème d'actualité. Chaque numéro, en une vingtaine d'articles, propose une sélection d'informations concrètes, des analyses approfondies, des connaissances à jour pour mieux apprécier les réalités du monde industriel.

GÉRER & COMPRENDRE

Quatre fois par an, cette série des Annales des Mines pose un regard lucide, parfois critique, sur la gestion « au concret » des entreprises et des affaires publiques. Gérer & Comprendre va au-delà des idées reçues et présente au lecteur, non pas des recettes, mais des faits, des expériences et des idées pour comprendre et mieux gérer.

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

Quatre fois par an, cette série des Annales des Mines propose de contribuer aux débats sur les choix techniques qui engagent nos sociétés en matière d'environnement et de risques industriels. Son ambition : ouvrir ses colonnes à toutes les opinions qui s'inscrivent dans une démarche de confrontation rigoureuse des idées. Son public : industries, associations, universitaires ou élus, et tous ceux qui s'intéressent aux grands enjeux de notre société.

L'INDUSTRIE
AU
CONCRET

Bilan énergétique provisoire de la France pour 2004

par Richard Lavergne

Secrétaire général de l'Observatoire de l'énergie, ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie

En résumé : timide reprise de la consommation et meilleure efficacité énergétique

On enregistre une légère reprise de la consommation totale d'énergie primaire, avec +0,7 %, à 276 Mtep (corrigée du climat), après une stabilisation en 2003 et une hausse moyenne de +1,3 % par an depuis 1990.

Par beaucoup d'aspects, la situation énergétique de la France en 2004 se rapproche de la normale, après deux années exceptionnelles (climat proche de la normale, évolution des consommations et productions proches des tendances...). Néanmoins, stimulés par des prix élevés, les progrès d'efficacité énergétique sont notables, avec une baisse de -1,7 % pour l'intensité énergétique finale, contre une baisse moyenne de seulement -0,9 % par an depuis 1990.

Grâce à un moindre appel aux centrales électriques thermiques classiques, notamment au charbon, les émissions de CO₂ dues à l'énergie sont quasiment inchangées (-0,1 %). La France demeure ainsi classée parmi ceux des pays industrialisés dont les performances en termes de faiblesse des émissions sont les meilleures (4^e sur 30 pour le rapport CO₂/PIB et 7^e sur 30 pour le rapport CO₂/population).

Pour l'énergie primaire, la consommation de charbon décroît fortement (-3,5 %), celle de pétrole stagne (-0,2 %), celle de gaz progresse sensiblement (+1,4 %) et l'électricité continue sur sa lancée (+1,4 % pour la consommation intérieure).

La consommation d'énergie finale croît légèrement, de +0,4 %, après une année 2003 en baisse quasi historique de -1,6 % ; presque tous les marchés sont orientés à la hausse, en lien avec le retour de la croissance économique : +0,8 % pour l'industrie, +0,3 % pour le résidentiel - tertiaire, +0,7 % pour les transports (après une baisse historique de -0,9 % en 2003).

L'équilibre de l'offre et de la demande en électricité est assuré par une hausse de la production des centrales nucléaires (+1,6 %) et de l'hydraulique (+0,8 %, mais à un niveau faible), ainsi que par une baisse du solde exportateur (-6,6 %, à 62 TWh), alors que la production thermique classique recule de -4,3 %.

L'appareil de production d'énergie se révèle performant avec des gains de productivité, tant pour les centrales nucléaires que pour les raffineries, mais la production nationale de pétrole brut, gaz et charbon décline, notamment avec la fermeture de la dernière mine de charbon à Creutzwald en avril 2004 ; par contre, la production primaire d'énergies renouvelables croît de +2,1 %, et même de +47 % pour l'éolien qui atteint 573 GWh (millions de kWh).

À noter : sauf mention contraire, toutes les consommations d'énergie indiquées sont corrigées du climat ; l'analyse a été réalisée à partir des données disponibles au 24 mars 2005.

Le contexte macro-économique international

Malgré une forte hausse des prix des énergies et des matières premières, l'économie mondiale se révèle particulièrement dynamique, avec une croissance qui s'accélère depuis trois ans (+4,6 % en 2004, après +3,5 % en 2003 et +2,7 % en 2002). Au sein de l'OCDE (1), dans plusieurs pays, l'expansion s'est trouvée contrariée au second semestre par la crise des prix du pétrole, même amortie par la faiblesse du dollar, mais, de façon générale, la reprise est sensible par rapport à une année 2003 faible, notamment en Europe : +3,6 % pour la zone OCDE et +2,2 % pour l'Union européenne à 15 (après +0,7 % en 2003), la zone euro restant à la traîne avec +1,7 %. L'économie américaine retrouve son dynamisme avec +4,4 %, après +3,0 % en 2003, et le Japon continue de se rétablir avec +2,7 %, après +2,5 % en 2003.

Grâce à l'Asie émergente (+7,5 % pour le PIB, après +7,4 % en 2003) - en particulier la Chine avec sa croissance de +9,5 % - et grâce au retour à une vive croissance en Amérique latine (+5,8 %, après +1,8 %), le commerce mondial

(1) Perspectives économiques de l'OCDE, n° 76, décembre 2004, avec complément d'analyse de l'OE.

TABLEAU I - Evolution de la croissance économique depuis 1997

En %	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
OCDE	+2,7	+3,3	+3,9	+1,1	+1,6	+2,2	+3,6
Union à 15	+2,9	+2,8	+3,7	+1,7	+1,1	+0,7	+2,2
France	+3,6	+3,2	+4,2	+2,1	+1,2	+0,5	+2,3
Etats-Unis	+4,2	+4,4	+3,7	+0,8	+1,9	+3,0	+4,4

(p) estimation à partir des dix premiers mois de l'année, corrigée pour la France.

fait un bond de +10 %, après +5,2 % en 2003 et +3,0 % en 2002. Les importations de biens en provenance de ces zones à forte croissance se sont accélérées aux États-Unis et en Europe, mais le mouvement inverse est également avéré : par exemple, les importations de la seule Chine ont crû de 30 % en 2004.

Le contexte macro-économique national

En moyenne annuelle, le taux de croissance du PIB de la France, à +2,3 %, reprend sa tendance de long terme après deux années de faiblesse (+1,1 % en 2002 et +0,5 % en 2003). Seul le troisième trimestre a marqué le pas, dans un contexte cependant porteur grâce au dynamisme retrouvé de la demande intérieure des ménages, comme des entreprises.

La population française atteint 62,4 millions au 1^{er} janvier 2005 (DOM inclus), en progression de +0,6 % sur un an, et elle continue de vieillir (16,2 % des habitants ont 65 ans ou plus, contre 14,8 % il y a dix ans) ; le nombre de ménages croît à un rythme nettement plus rapide, de +1,3 %.

Les dépenses de consommation (2) des ménages s'accroissent par rapport à 2003, avec une hausse de +2,2 %, après +1,6 %. Elles pâtissent pourtant d'une stagnation, au troisième trimestre, notamment de la consommation en alimentation et en énergie (électricité et gaz, essentiellement). Les produits manufacturés (automobiles, équipements du logement, etc.) voient leurs dépenses faire un bond de +4,4 %, après +0,7 % en 2003. Le pouvoir d'achat des ménages (3) progresse d'en-

viron +1,6 %, après seulement +0,5 % en 2003. Les prix à la consommation croissent à un rythme proche de celui de 2003 (+1,5 %, après +1,8 %).

L'investissement des entreprises est nettement mieux orienté qu'en 2003, avec une progression de +2,8 %, contre -1,6 %, en dépit d'une sévère contraction au troisième trimestre. Le dynamisme des échanges internationaux, malgré la faiblesse relative de l'activité en zone euro, stimule la demande mondiale adressée à la France qui augmente ainsi de +8 %. La production industrielle augmente de +2,4 %, après avoir baissé durant les deux années précédentes. L'industrie manufacturière évolue de manière similaire, soit +2,7 % pour l'IPI (4), après -1,1 % en 2003. La sidérurgie, le ciment, le verre, le papier - carton et l'industrie sucrière figurent, en tant qu'industries grosses consommatrices d'énergie, parmi celles qui sont le plus orientées à la hausse. L'attitude des entrepreneurs vis-à-vis des stocks (en hausse de +0,9 %) est à l'inverse de 2002 et 2003, années où ils avaient préféré puiser dans leurs stocks plutôt qu'accroître leur production. Par ailleurs, la valeur ajoutée dans le secteur tertiaire est en nette reprise, avec +2,0 % (contre +0,7 % en 2003, hors éducation).

Les flux du commerce extérieur qui s'étaient repliés en 2003, tant en importations qu'en exportations, progressent fortement en 2004. Les exportations gagnent +5,6 % et les importations +8,6 %, en raison de l'alourdissement de la facture énergétique, de sorte qu'au total la balance commerciale de la France se trouve déficitaire de -7,8 milliards d'euros (contre un excédent de +1,7 milliard en 2003).

Le contexte énergétique, national et international

Le principal fait marquant de l'année 2004 est le prix élevé atteint par le pétrole brut et, plus généralement, par l'ensemble des matières premières. Le 27 octobre 2004, le prix du brut a atteint en dollar courant son maximum historique, soit 51,94 \$/bl pour le Brent daté vendu à Rotterdam. L'influence de nombreux facteurs, qui en général se cumulent, peut être évoquée : faiblesse des stocks des pays consommateurs, tensions sur l'affrètement des tankers, aléas climatiques, tensions internationales, insuffisance d'investissements, goulets d'étranglement dans l'aval, etc. En moyenne annuelle, le cours du Brent gagne +33 % sur un an, à 38,28 \$/bl ; parallèlement, le dollar perd -9,1 % sur l'euro, à 0,805 euro, ce qui atténue l'effet de la hausse du brut pour les pays de la zone euro.

Du fait de la baisse du cours du dollar, la hausse du prix du brut importé en France (+31 %, en dollars) est amortie lorsqu'il est exprimé en euro/t, pour n'atteindre que +19 % en 2004.

Or, malgré la forte hausse des cours internationaux des énergies, l'inflation en France reste globalement contenue, avec +2,2 %, pratiquement comme en 2003. En moyenne annuelle, seul le gaz voit son prix baisser, de -2,7 % sur un an, en dépit d'une hausse rapide en fin d'année. Toutes énergies confondues, la croissance des prix de +5,0 % apparaît comme la plus importante depuis 2000 qui avait déjà enregistré un bond de +12,8 %. En niveau moyen annuel, par rapport à 1998, le prix global de l'énergie à la consommation est 18 % plus élevé : +31 % pour le pétrole, +18 % pour le gaz, mais -3,8 % pour l'électricité.

La facture énergétique (5) de la France fait un bond de +24 %, à 28,3 milliards d'euros, après une hausse de +5,4 % en 2003 qui avait succédé à deux années

TABLEAU II - Evolution des prix moyens mensuels du brut

Moyennes annuelles	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Brent daté (en \$/bl)	12,78	17,84	28,52	24,44	24,85	28,90	38,28
Panier OPEP (en \$/bl)	12,28	17,47	27,60	23,12	24,36	28,10	36,05
Dollar US (en euro)	0,899	0,939	1,085	1,117	1,062	0,886	0,805

TABLEAU III - Evolution des prix moyens du pétrole brut importé en France

Pétrole brut importé	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Prix moyen en \$/bl	13,0	17,5	28,6	24,8	24,9	29,7	38,8
Prix moyen en euro/t	85	120	228	203	194	193	229

(2) INSEE Conjoncture n° 58 (18 février 2005).

(3) Note de conjoncture de l'INSEE, décembre 2004.

(4) IPI : indice de production industrielle (brut).

(5) Selon le calcul de l'Observatoire de l'énergie, à partir de données des Douanes (voir note spécifique).

de baisse. Elle représente 1,8 % du PIB, ce qui demeure très en deçà des taux de 4 % à 5 % connus au début des années 80.

Le climat moyen de 2004 en France est quasiment normal, légèrement plus doux en température que la normale, avec un indice de rigueur égal à 0,98, après deux années nettement plus « chaudes » : 0,94 en 2003 et, surtout, 0,82 en 2002 ; de plus, l'année 2003 s'était caractérisée par de forts contrastes de températures (janvier, février, octobre froids, canicule en août) que l'on ne retrouve pas en 2004. Il faut remonter à 1996 pour trouver une année à climat plus rigoureux (1,03). Par ailleurs, l'hydraulicité est d'environ 10 % plus faible que la normale, pour la deuxième année consécutive, ce qui se répercute sur la production d'électricité hydraulique. Enfin, l'année 2004 étant bissextile, elle compte un jour de plus que 2003.

Les réserves mondiales prouvées (6) de pétrole brut s'élevaient à 1 280 milliards de barils au 1^{er} janvier 2005, en croissance de seulement +0,8 %. Au rythme de consommation actuel, ces réserves prouvées permettraient de satisfaire la demande mondiale pendant environ 42 années. La part de l'OPEP est estimée à 69 %.

Pour la deuxième année consécutive, la production mondiale de pétrole brut connaît une hausse sensible, de +4,2 %, à 83,0 Mbl/j (millions de barils par jour) (7). Les principales évolutions à la hausse concernent l'Irak, dont la production de 2,0 Mbl/j est en croissance de +51 %, le Venezuela, avec +11 %, à 2,9 Mbl/j, le Nigeria, avec +10 %, à 2,5 Mbl/j, l'ex-URSS, avec +8,4 %, à 11,2 Mbl/j ; à la baisse, on note la chute de -10 % pour le Royaume-Uni, à 2,1 Mbl/j, et celle des États-Unis, de -1,9 %, à 7,7 Mbl/j. La production OPEP croît de +7,5 %, à 33,0 Mbl/j, ce qui représente 39,7 % de la production mondiale, alors que la production OCDE (États-Unis, Norvège, etc.) baisse de -1,6 %, à 21,3 Mbl/j représentant 25,6 % de la production mondiale.

Dans le même temps, la demande mondiale de brut progresse un peu moins vite que sa production, de +3,4 %, à 82,5 Mbl/j, permettant ainsi une légère reconstitution des stocks, bien que très

faible dans les pays OCDE (+0,2 Mbl/j, pour une consommation de 49,5 Mbl/j). L'essentiel de la demande supplémentaire vient des pays en développement ou en transition, notamment de Chine (+15,6 %), d'Inde (+4,8 %) et de l'ex-URSS (+3,8 %).

Comme en 2003, ni l'extension du processus de libéralisation, ni les fortes tensions sur les prix du gaz, notamment en Amérique du Nord, ne modifient significativement les fondamentaux des marchés du gaz naturel, le développement du GNL (8) n'étant pas encore suffisant pour dénaturer la structure régionale de ces marchés. Pour la France, comme pour la plupart des pays consommateurs, les contrats d'approvisionnement à long terme restent la référence, de sorte que les prix du gaz à l'importation suivent grosso modo ceux du pétrole, avec un décalage d'environ cinq mois, et se situent donc en 2004 à un niveau élevé. Les prix *spot* ont été volatils et ont fortement crû au cours du second semestre, au point que, par

exemple, celui du gaz à Londres a dépassé 7 \$/MBtu (9) en fin d'année.

L'évolution à la hausse des prix du pétrole et du gaz se retrouve pour la plupart des matières premières, dont le charbon : les prix *spot* du charbon vapeur (10) en décembre ont frôlé 80 \$/t CAF (11), contre moins de 35 \$/t deux ans plus tôt. Cette augmentation du prix du charbon a commencé dès le début du second semestre 2003 et porte à la fois sur le prix « départ producteur » et sur le coût du fret. Elle reste cependant atténuée en Europe (59 euros/t, soit +70 %), du fait de l'appréciation de l'euro par rapport au dollar US. Ces niveaux, jamais égalés depuis 1980,

(6) Source : Oil & Gas Journal, sables asphaltiques du Canada inclus.

(7) Source : AIE-OCDE, Monthly Oil Market Report, 11 mars 2005 (1 Mbl/j vaut environ 50 Mtep).

(8) GNL : gaz naturel liquéfié.

(9) Btu : British thermal unit

(10) Le charbon vapeur, principalement destiné aux centrales électriques, est le seul à être coté sur les bourses internationales avec le charbon « cokéifiable » destiné à la sidérurgie.

(11) CAF : coût, assurance et fret.

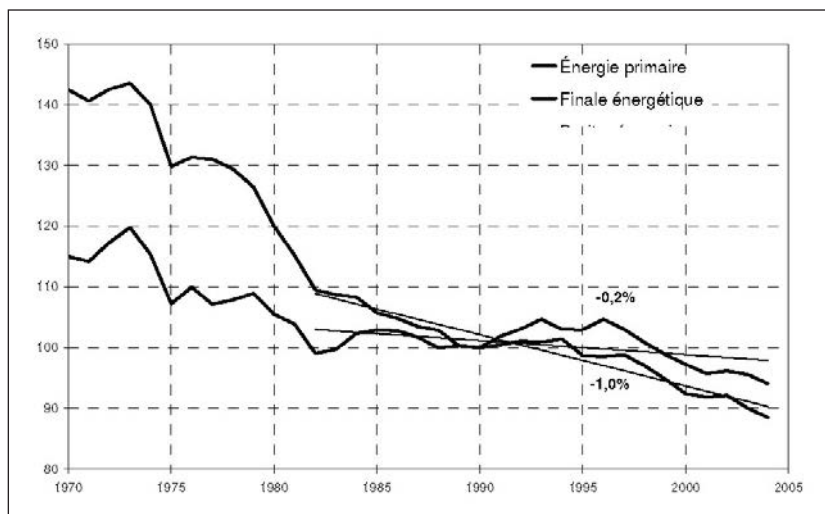


Fig. 1. - Intensité énergétique primaire et finale et taux de croissance annuels moyens sur 1982-2004 (indice base 100 en 1990).

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

En %	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Produits pétroliers	-4,1	+4,7	+21,9	-5,6	-3,2	+3,2	+8,7
Électricité	-2,2	-4,5	-2,1	-0,5	+0,8	+1,2	+1,4
Gaz	+1,8	-5,4	+8,1	+15,4	-0,3	+2,9	-2,7
Ensemble des énergies	-2,9	+0,5	+12,8	-1,8	-1,7	+2,5	+5,0
Ensemble des biens et services	+0,7	+0,6	+1,7	+1,6	+1,9	+2,1	+2,2

Source : Base Pegase, d'après INSEE (indice des prix à la consommation)

s'expliquent par le renchérissement du prix du fret, qui a connu des niveaux records à la fin 2003 (il a fallu débours 29 \$ pour le transport d'une tonne de charbon entre le port de Richards Bay en Afrique du Sud et Rotterdam, contre une moyenne de 6 \$/t en 2002 et environ 20 \$ début 2004), du fait de l'indisponibilité des cargos mobilisés pour le transport de matières premières vers l'Asie. C'est en effet la forte croissance de la Chine qui explique une bonne part de cette flambée des prix, le charbon étant un moteur essentiel à son développement (par exemple, la production d'électricité en est tributaire à hauteur de 77 %). En outre, ce succès du charbon se heurte à une chaîne logistique qui reste sous-dimensionnée tant que les infrastructures en cours de construction, notamment en Australie et en Afrique du Sud, n'ont pas été mises en service.

Pour l'approvisionnement des centrales thermiques françaises, la forte hausse des prix *spot* n'est pas totalement répercutée sur les opérateurs, du fait des conditions contractuelles et de l'appréciation de l'euro vis-à-vis du dollar, mais le prix en euros de la tonne de

charbon vapeur accuse cependant, en moyenne annuelle, un bond de +40 % sur 2003.

Une étape importante de l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz a été franchie le 1^{er} juillet avec la possibilité pour tous les professionnels de choisir le fournisseur de leur choix, c'est-à-dire d'être éligibles, en application de directives européennes et de plusieurs lois de transposition. Ainsi, depuis cette date, sont ouverts, d'une part, 70 % du marché de l'électricité, représentant 300 TWh et 3,5 millions de sites non domestiques, d'autre part, 70 % du marché du gaz, représentant 350 TWh et 530 000 sites non domestiques.

La consommation totale d'énergie primaire

La consommation totale d'énergie primaire croît de +0,7 %, après correction climatique, à 276,2 Mtep, après une stabilité en 2003 (-0,1 %) et une croissance de +1,6 % en 2002. Du fait de la douceur du climat en 2003, l'évolution est sensiblement différente en climat réel : +1,3 %, avec 275,3 Mtep, après

+2,0 % en 2003 et -0,7 % en 2002. Depuis 1990, la consommation totale d'énergie primaire de la France évolue à un taux moyen de +1,4 % par an.

La consommation finale est en léger retrait sur la consommation primaire, avec seulement +0,4 %, à 176,8 Mtep. Contrairement à 2003, année de fort ralentissement économique où toutes les énergies étaient orientées à la baisse, 2004 voit un quasi-arrêt de la baisse de la consommation de pétrole et une sensible progression de celle de gaz, l'électricité continuant sur sa lancée. Les usages non énergétiques sont en légère baisse, retrouvant leur niveau de 2002, principalement en raison d'une mauvaise orientation de la pétrochimie liée à la flambée des prix du pétrole.

La baisse des intensités énergétiques primaire (12) et finale (13), qui s'étaient toutes deux améliorées (c'est-à-dire avaient baissé) en 2003, s'accélère, avec une évolution pratiquement identique de, respectivement, -1,6 % et -1,7 %,

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

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

TABLEAU V - Consommation d'énergie primaire

	1973	1980	1990	2000	2002	2003	2004	04/03	TCAM 04/90
Consommation d'énergie primaire (en Mtep)									
Réelle	182,4	191,7	225,2	263,8	266,3	271,7	275,3	+1,3	+1,4
Avec CC	179,6	189,9	229,8	268,9	274,6	274,3	276,2	+0,7	+1,3
dont									
- Usages énergétiques (avec CC)	133,6	134,1	142,6	158,5	163,3	160,3	161,2	+0,6	+0,9
- Usages non énergétiques	10,9	11,8	12,4	17,4	15,6	15,8	15,6	-1,2	+1,6
Taux de variation annuel (en %)									
Consommation primaire (avec CC)	+7,6	-1,6	+2,2	+2,1	+1,6	+0,1	+0,7		
PIB total (en volume)	+5,4	+1,6	+2,6	+3,8	+1,2	+0,5	+2,3		
CC = correction climatique	TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %								

TABLEAU VI - Production nationale d'énergie primaire

en Mtep	1973	1980	1990	2000	2002	2003	2004	04/03	TCAM 04/90
Charbon	17,3	13,1	7,7	2,3	1,2	1,3	0,4	-69,5	-19,2
Pétrole	2,2	2,4	3,5	1,7	1,6	1,5	1,4	-4,7	-6,1
Gaz naturel	6,3	6,3	2,5	1,5	1,4	1,2	1,1	-9,7	-5,6
Électricité primaire									
- Nucléaire	3,8	16,0	81,7	108,2	113,8	115,0	116,8	+1,6	+2,6
- Hydraulique, éolien, photovoltaïque	4,1	6,1	5,0	6,2	5,7	5,6	5,7	+1,2	+0,9
Energies renouvelables thermiques (*)	9,8	8,7	11,4	11,8	11,7	12,4	12,7	+2,5	+0,8
Total production primaire	43,5	52,5	111,8	131,8	135,5	136,9	138,1	+0,8	+1,5
Taux d'indépendance énergétique	23,9 %	27,4 %	49,7 %	50,0 %	50,9 %	50,4 %	50,2 %	-0,2 pt	+0,5 pt
TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %	(*) Hors électricité primaire								

donc nettement mieux que leurs tendances, tant depuis 1990 (-0,4 % et -0,9 %), que depuis 1982 (-0,2 % et -1,0 %). La reprise économique suscite, notamment dans l'industrie, des économies d'échelle qui compensent le surcroît de demande d'énergie et la hausse des prix entraîne des comportements plus économes dans tous les secteurs, particulièrement dans les transports qui bénéficient d'une conjonction de facteurs favorables.

La consommation par habitant, tant en énergie primaire qu'en énergétique finale, reste quasiment stable avec, respectivement, 4,57 et 2,67 tep, alors que leurs évolutions tendanciennes sont à la hausse, de +1,4 % et +0,6 %, respectivement, depuis 1982.

Production nationale et indépendance énergétique

La production nationale d'énergie primaire croît de +0,8 %, à 138,1 Mtep, après une hausse de +1,1 % en 2003 et une moyenne de +1,5 % depuis 1990. La production d'énergies fossiles continue sa chute générale, au point qu'ensemble elles ne contribuent plus que pour 2,9 Mtep, soit 2,1 % du total, à la production nationale primaire.

Charbon

Avec 0,39 Mtep (soit 872 000 tonnes), la production de houille et produits de récupération décroît de -70 %, mar-

quant ainsi la fermeture en avril de la dernière mine de charbon en France, La Houve, à Creutzwald, en Lorraine. En conséquence, les soldes importateurs, qui avaient pu chuter en 2003 grâce à un recours important aux stocks, bondissent de +12 %. Les importations s'élèvent à 21,1 millions de tonnes, essentiellement de houille et de coke (ce dernier baissant en lien avec la demande de la sidérurgie). Le principal pays fournisseur est l'Australie (29 %), suivie de l'Afrique du Sud (18 %), de la Colombie (13 %) et des États-Unis (11 %). Les cours internationaux du charbon, encore très élevés, n'incitant pas à leur reconstitution, les stocks en fin d'année diminuent très légèrement par rapport à leur niveau d'il y a un an, de -0,2 Mtep.

Pétrole

Bien que les investissements de production développement aient plus que doublé entre 2003 et 2004, ce qui est prometteur pour les prochaines années, en 2004 la production nationale de brut poursuit son déclin (-4,7 %) ; malgré la flambée des prix, avec 85,2 Mtep, les importations de pétrole brut ne baissent que très peu (-0,4 %), se maintenant à un niveau nettement supérieur à celui de 2002 (80,0 Mtep), bien que très en deçà du record (postérieur à 1981) de 90,4 Mtep atteint en 1998. Les principaux fournisseurs sont de nouveau la Mer du Nord (29,9 %), le Moyen-Orient (27,2 %, dont 14,7 % pour l'Arabie

Saoudite et 1,8 % pour l'Irak), l'ex-URSS (22,5 %), l'Afrique du Nord (12,1 %) et le reste de l'Afrique (7,3 %). L'indicateur de dispersion des origines se dégrade légèrement, de -1,6 % sur un an.

Le solde importateur de produits raffinés est tout aussi stable, à 8,3 Mtep. Néanmoins, les volumes en cause sont croissants en raison de l'écart grandissant de structure entre l'offre des raffineries françaises et le marché intérieur, tant pour les carburants (fortes importations de gazole et fortes exportations d'essence) que pour le fioul lourd (fortes exportations de fioul HTS et BTS (14), fortes importations de fioul TBTS). Les stocks de pétrole brut et de produits raffinés ne sont que légèrement entamés, avec -0,6 Mtep fin 2004. Au total, la disponibilité nationale de produits raffinés couvre 91 % de la demande, soutes internationales incluses, comme en 2003.

Le traitement de pétrole brut par les raffineries s'élève à 86,8 millions de tonnes (après 86,1 en 2003 et 81,5 en 2002), ce qui témoigne d'une forte activité, malgré quelques arrêts techniques et des adaptations nécessitées par la mise en place au 1^{er} janvier 2005 de nouvelles normes sur les carburants. Le taux d'utilisation de la capacité de distillation atmosphérique atteint en effet

(14) HTS : haute teneur en soufre ; BTS : basse teneur en soufre ; TBTS : très basse teneur en soufre.

TABLEAU VII - Production totale brute d'électricité

en TWh	1973	1980	1990	2000	2002	2003	2004	TCAM	
								04/03	04/90
Thermique classique	119,5	126,0	48,2	53,1	55,7	60,6	58,0	-4,3	+1,3
Nucléaire	14,8	61,3	313,7	415,2	436,8	441,1	448,2	+1,6	+2,6
Hydraulique, éolien, photovoltaïque	48,1	70,7	58,3	72,5	66,7	65,3	66,0	+1,1	+0,9
Total	182,4	258,0	420,1	540,8	559,2	566,9	572,2	+0,9	+2,2

TCAM (Taux de croissance annuel moyen) en %

TABLEAU VIII - Structure de la production totale brute d'électricité

en %	1973	1980	1990	2000	2002	2003	2004	VAM	
								04/03	04/90
Thermique classique	65,5	48,9	11,5	9,8	10,0	10,7	10,1	-0,6 pt	-0,1 pt
Nucléaire	8,1	23,7	74,7	76,8	78,1	77,8	78,3	+0,5 pt	+0,3 pt
Hydraulique, éolien, photovoltaïque	26,4	27,4	13,9	13,4	11,9	11,5	11,5	-	-0,2 pt
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		

VAM (Variation annuelle moyenne) en points

89 % (+1 point par rapport à 2003 et +6 points par rapport à 2002) et la marge de raffinage 30 euros par tonne, alors qu'elle ne valait que 11 euros par tonne en 2002.

Gaz naturel

Comme pour le pétrole, si ce n'est qu'il s'agit ici de la deuxième année de baisse, les stocks de gaz sont mis à contribution pour alléger les importations de gaz, dont le prix a suivi avec un décalage de quelques mois celui du pétrole. Fin 2004, leur baisse est de -5,7 TWh (-0,4 Mtep), après -8,6 TWh (-0,7 Mtep) fin 2003. Le solde importateur de gaz progresse fortement : +4,2 %, à 499 TWh, après seulement +0,9 % en 2003. Les origines des importations, qui sont délicates à estimer dans un marché libéralisé du fait de la multiplication des acteurs, seraient de 34 % pour la Norvège, 22 % la Russie, 21 % les Pays-Bas et seulement 16 % l'Algérie (-6 points), suite à l'accident du terminal de GNL de Skikda le 19 janvier 2004. L'indicateur de dispersion des origines se dégrade en conséquence de -3,4 % sur un an.

Énergies renouvelables

La production d'énergies renouvelables thermiques (bois, déchets, biogaz, bio-carburants, etc.) est estimée à 12,7 Mtep, en hausse de +2,5 %, dans la limite des données disponibles sur ces formes d'énergies très diverses et difficiles à recenser. En ajoutant l'électricité hydraulique, éolienne et photovoltaïque, la production totale d'énergies renouvelables s'élève à 18,5 Mtep, maintenant ainsi la France au rang de premier producteur d'énergies renouvelables en Europe.

Electricité

La croissance de la production totale brute d'électricité (d'une part primaire, sous forme de nucléaire, hydraulique, éolien et photovoltaïque, d'autre part secondaire, en thermique classique) continue de ralentir, avec seulement +0,9 %, à 572 TWh (milliards de kWh), contre +1,4 % en 2003 et une moyenne de +2,2 % par an depuis 1990 ; cette production est à 78 % d'origine nucléai-

re, 12 % hydraulique, éolienne ou photovoltaïque et 10 % thermique classique. En soustrayant la consommation des « auxiliaires » des centrales, on obtient la production totale nette d'électricité qui s'élève, toutes origines confondues, à 547,6 TWh. La figure 3 permet de rapprocher la consommation de cette production nette, sur très longue période.

Les trois principaux producteurs d'électricité en 2004 sont EDF, de loin le plus gros, suivi de la CNR et de la SNET. Les principaux déterminants de l'offre d'électricité peuvent être décrits comme suit.

La production brute des centrales nucléaires augmente de +1,6 %, à 448,2 TWh, après +1,0 % en 2003, bien qu'il n'y ait aucune entrée en service de nouvelle unité (15) ; ce sont

les centrales du « palier N4 » (Chooz et Civaux), les plus récentes du parc, qui progressent le plus, suivies des « 900 MW », alors que les « 1 300 MW » baissent légèrement. Au total, le taux moyen de disponibilité du parc en service continu est quasiment stable (+0,1 point), à 82,8 %. EDF a réussi à augmenter sa production par une meilleure gestion du parc qui se constate par exemple avec le couplage réussi, mi décembre 2004, de l'ensemble de ses 58 réacteurs en même temps au réseau et à fournir de cette façon 62 180 MW de puissance, ce qui représente un nouveau record.

(15) Depuis 2002, la totalité du parc construit est en service industriel, ce qui représente 63,1 GW de puissance totale installée, avec 58 réacteurs, non compris le surgénérateur PHénix (qui a redémarré en 2002 et produit peu d'électricité).

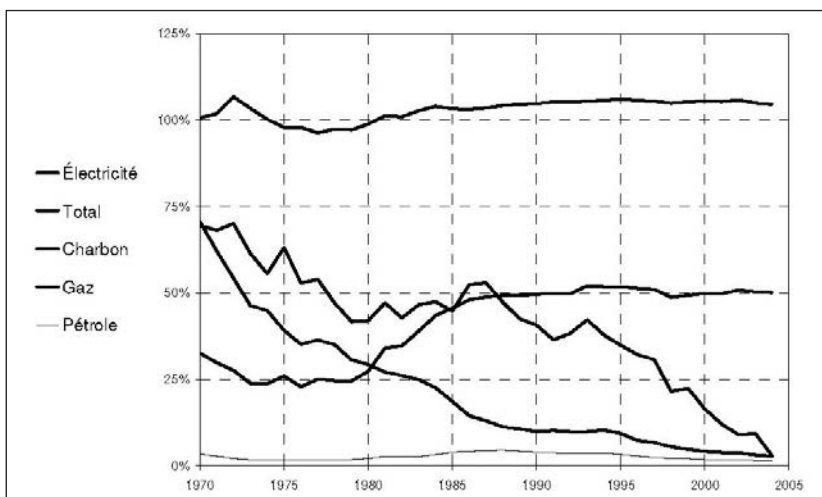


Fig. 2. - Indépendance énergétique, totale et par forme d'énergie depuis 1970 (en %)

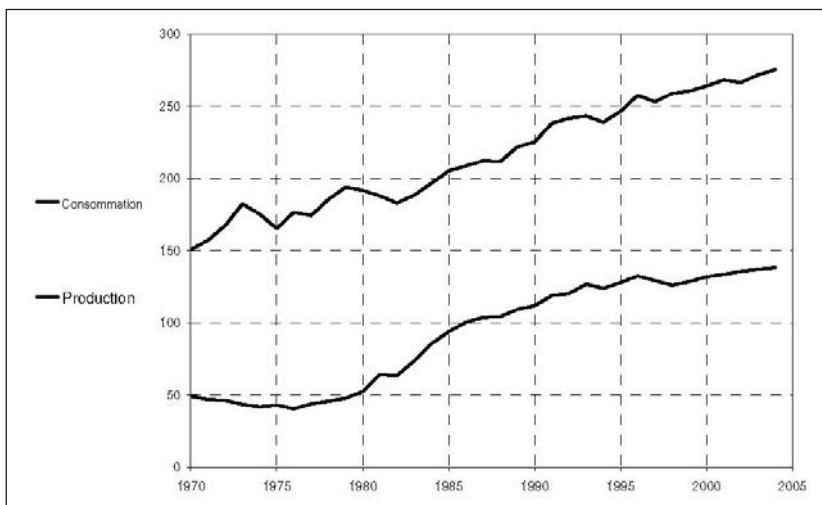


Fig. 3. - Production et consommation totale d'énergie primaire, hors corrections climatiques (en Mtep)

TABLEAU IX - Consommation d'énergie primaire (corrigée du climat) par forme d'énergie

en Mtep	1973	1980	1990	2000	2002	2003	2004	04/03	TCAM 04/90
Charbon	27,8	31,1	19,2	14,2	12,9	13,6	13,1	-3,5	-2,7
Pétrole	121,3	107,1	88,8	95,5	94,2	93,0	92,8	-0,2	+0,3
Gaz	13,3	21,2	26,4	37,4	40,3	39,8	40,3	+1,4	+3,1
Électricité primaire	7,7	22,2	83,4	109,2	114,2	115,2	117,3	+1,8	+2,5
Énergies renouvelables thermiques (*)	9,5	8,4	12,1	12,6	13,1	12,7	12,7	-0,5	+0,3
Total	179,6	189,9	229,8	268,9	274,6	274,3	276,2	+0,7	+1,3

(*) Hors hydraulique, éolien et photovoltaïque TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %

TABLEAU X - Structure de la consommation d'énergie primaire (corrigée du climat)

en %	1973	1980	1990	2000	2002	2003	2004	04/03	VAM 04/90
Charbon	15,5	16,4	8,3	5,3	4,7	5,0	4,8	-0,2 pt	-0,3 pt
Pétrole	67,6	56,4	38,6	35,5	34,3	33,9	33,6	-0,3 pt	-0,4 pt
Gaz	7,4	11,1	11,5	13,9	14,7	14,5	14,6	+0,1 pt	+0,2 pt
Électricité primaire	4,3	11,7	36,3	40,6	41,6	42,0	42,5	+0,5 pt	+0,4 pt
Énergies renouvelables thermiques (*)	5,3	4,4	5,3	4,7	4,8	4,6	4,6	-0,1 pt	-
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		

(*) Hors hydraulique, éolien et photovoltaïque VAM (variation annuelle moyenne) en points

L'électricité d'origine renouvelable :

- l'hydraulique (y compris marémotrice, hors éolien et photovoltaïque) évolue peu, de +0,8 %, à un niveau faible, de 65,4 TWh, quasiment stable sur les trois dernières années, après une année 2001 abondante ; la consommation des stations de pompage reste en conséquence à un niveau élevé, de 7,3 TWh ;

- l'électricité éolienne progresse de façon vigoureuse avec une production, pour la métropole, de 0,6 TWh (plus précisément 573 GWh), soit une croissance de +47 % (après +45 % en 2003) ; en puissance installée, la progression est de +61 % (comme en 2003), avec 356 MW fin 2004 (386 MW en incluant les DOM) ; l'afflux de mises en service à la fin de 2004 explique la différence d'évolution entre production et puissance. ; le respect de l'objectif de 2 000 à 6 000 MW installés (16) d'ici le 1^{er} janvier 2007 conduirait ainsi à une croissance du parc de +128 % par an sur 2005 et 2006 ;

- l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables thermiques (donc autres que l'hydraulique et l'éolien), essentiellement à partir de déchets urbains, de déchets de bois et de biogaz, progresse doucement, pour atteindre 5,2 TWh ;

- au total, toutes énergies renouvelables confondues, la part de l'électricité d'origine renouvelable dans la consommation intérieure brute (17) d'électricité,

calculée pour la seule Métropole selon la méthode (18) retenue par l'Observatoire de l'énergie, est stable, à 12,9 % ; cette stabilité s'explique par la faiblesse de la production hydraulique et la croissance de la consommation d'électricité, en dépit de la progression de l'électricité produite d'origine renouvelable non hydraulique.

Le thermique classique total (y compris d'origine renouvelable) s'inscrit en baisse, de -4,3 %, à 58,0 TWh de production brute (dont 52,8 TWh à partir de combustibles fossiles : charbon, fioul, gaz). Il s'agit d'un niveau de production élevé, puisqu'en dehors de 2003, il faut remonter à 1991 pour retrouver un niveau supérieur (61,3 TWh). Le besoin d'équilibrer l'offre et la demande, dans un contexte de faible hydraulité, explique un appel croissant aux turbines à combustion (TAC), tandis que la cogénération semble être du même ordre de grandeur qu'en 2003, confirmant le ralentissement alors observé. Au total, la production brute par cogénération s'élève à environ 24 TWh, soit 41 % de la production thermique classique, dont les trois-quarts sont vendus dans le cadre du système d'« obligation d'achat ».

Le solde exportateur d'électricité recule pour la deuxième année, de -6,6 %, à 62,0 TWh (soit près de 15 TWh en moins par rapport au record de 2002). Ce solde est en baisse pour tous les

pays voisins de la France, sauf le Royaume-Uni. En 2004, le principal pays client est l'Italie, à 16,5 TWh, suivie de l'Allemagne, à 15,2 TWh, ces positions étant inversées par rapport à 2003.

Au total, pour une consommation intérieure d'énergie primaire, non corrigée du climat, qui augmente de +1,3 %, la production nationale d'énergie primaire ne croissant que de +0,8 % et malgré un apport en provenance des stocks de +1,2 Mtep, le taux d'indépendance énergétique de la France apparaît en très légère baisse, de -0,2 point, à 50,2 %. Il demeure cependant au niveau voisin de 50 % connu depuis la mise en place du programme nucléaire dans les années 80.

Consommation d'énergie, par forme d'énergie

De façon synthétique, le charbon diminue fortement (-3,5 %), le pétrole stagne (-0,2 %), tandis que l'électricité

(16) Arrêté du 7 mars 2003 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (J.O. du 18 mars 2003).

(17) Consommation intérieure brute : production totale brute + importations - exportations.

(18) Méthode conforme à la directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.

primaire (19) et le gaz progressent modérément (+1,8 % et +1,4 %, respectivement). Pour chaque énergie, l'évolution est en retrait sur sa tendance de moyen terme, tant en volume qu'en intensité énergétique.

Charbon : rechute, après deux années de hausse (-3,5 %)

La consommation primaire de charbon, qui avait crû en 2002 et 2003, renoue avec la baisse qu'elle connaît tendanciellement depuis la fin des années 70, avec -3,5 %, à 13,1 Mtep. Sa part dans la consommation totale d'énergie primaire demeure en dessous de 5 %, contre plus de 15 % il y a trente ans. Le profil de consommation du charbon en France est très dépendant de celui de la production d'électricité thermique classique. En 2004, la consommation de charbon à cet effet (y compris les centrales industrielles) s'élève à 5,5 Mtep, en baisse de -6,9 % (après des hausses supérieures à 10 % en 2002 et 2003) et représente 42 % des différents usages. L'activité des centrales avait été soutenue en 2003 du fait de la vague de chaleur en été, alors qu'en 2004 seules les centrales de la SNET trouvent motif à progression. Parmi les combustibles fossiles ou renouvelables (dont les déchets urbains) utilisés pour la production d'électricité, le charbon perd un point de part de marché, à 51 %.

La consommation énergétique finale de charbon baisse nettement moins que la consommation primaire, avec -0,8 %, à 6,3 Mtep. Son profil est fortement corrélié à la demande du secteur de la sidérurgie qui représente, depuis trois ans, près des trois quarts de la consommation finale et renoue avec la croissance, comme en témoigne la production d'acier brut qui s'établit à 20,8 Mt, presque au même niveau que 2000, soit un bond de +5,1 %. Cette progression touche particulièrement la filière à oxygène qui gagne 6,4 % et voit sa part de marché monter à 61,4 %, contre 60,7 % un an auparavant, sans pour autant freiner les efforts de maîtrise des consommations de charbon puisqu'elles baissent de -1,1 %, après -4,1 % en 2003. Avec un total de 4,6 Mtep, la sidérurgie représente 72 % de la consommation finale de charbon.

Quant aux autres secteurs industriels, et selon les estimations basées sur l'évolution de leur activité, la consommation connaît, en 2004, une progression de +1,8 %, à 1,3 Mtep. Enfin, dans le secteur résidentiel-tertiaire, la demande demeure faible, à 0,4 Mtep, en baisse de -6,2 %, avec une utilisation principalement tournée vers les réseaux de chaleur.

Pétrole : stabilisation, après quatre années de baisse (-0,2 %)

La consommation primaire de pétrole reste quasiment stable, à 92,8 Mtep, soit une légère baisse de -0,2 %, qui succède à quatre baisses successives plus prononcées. Depuis 1990, son taux de croissance annuel moyen n'est que de +0,3 %.

La part des usages non substituables (transports et usages non énergétiques) représente 67 % de la consommation totale de pétrole et 72 % de la consommation finale, en très légère hausse dans les deux cas.

La consommation finale énergétique de produits raffinés demeure également stable (-0,2 %), à 73,2 Mtep, en ligne avec sa tendance depuis 1990 (+0,2 % par an). La consommation finale totale de produits raffinés (à usage énergétique ou non) diminue de -0,4 %, à 86,5 Mtep, après -2,0 % en 2003. L'industrie et, surtout, le résidentiel tertiaire sont les deux principaux secteurs orientés à la baisse.

Usages non énergétiques (essentiellement pétrochimie et lubrifiants) : après une relance de +1,8 % en 2003, la consommation de cette branche renoue avec la baisse, avec -1,5 %, à 13,2 Mtep. L'activité de la pétrochimie a été, semble-t-il, pénalisée par celle, plus profitable en 2004, du raffinage et handicapée par des arrêts techniques.

Industrie (sidérurgie incluse, mais pas la pétrochimie) : en diminution tendancielle d'environ -2,9 % par an depuis 1990, ce secteur limite sa baisse, avec -1,3 %, à 6,1 Mtep. Les cimenteries, dont l'activité est soutenue par la vigueur de l'immobilier (+16 % pour les mises en chantier d'habitations), augmentent leur consommation de coke de pétrole et autres produits pétroliers, au détriment du gaz et du charbon

dont les prix sont élevés. La meilleure orientation de l'activité industrielle, de façon générale, contribue à ce mouvement par un effet de structure. Enfin, les substitutions de fioul par du gaz semblent arriver en bout de course.

Résidentiel tertiaire : en diminution tendancielle de -1,2 % par an depuis 1990, ce secteur connaît une baisse sensible, de -2,8 %, à 15,4 Mtep, mais qui succède à une chute de -6,7 % en 2003. Comme pour l'industrie, la relance du tertiaire a pu atténuer la baisse ; pour les ménages, peuvent être évoqués des effets, difficiles à quantifier, liés aux prix élevés du fioul domestique en novembre et décembre, qui ont pu retarder les démarrages de chaudière.

Agriculture : sous l'influence d'un climat plus favorable qu'en 2003, ce secteur connaît une hausse de son activité et de sa consommation de fioul, avec +2,2 %, à 2,3 Mtep.

Transports : alors que la tendance de la consommation de carburants pétroliers est à la hausse de +1,3 % par an depuis 1990, sa croissance est inférieure de moitié en 2004, avec +0,7 %, à 49,4 Mtep, mais après une baisse de -1,1 % en 2003, d'une ampleur qui n'avait pas été connue depuis le premier choc pétrolier. Ce redressement tient, d'une part, à la convalescence des transports aériens qui, en 2003, avaient été confrontés à des mouvements sociaux, des difficultés pour plusieurs compagnies intérieures, l'effet des attentats du 11 septembre 2001, le marasme économique, la guerre en Irak et l'incertitude quant à la sécurité sanitaire (SRAS) ; d'autre part, à la relance du transport routier (et fluvial), tirés par la reprise économique, ainsi qu'à la dégradation du fret ferroviaire. Ces facteurs de hausse sont limités par la forte baisse des consommations unitaires depuis deux ans (20) (-1,5 % en litres/100 km, pour l'ensemble des véhicules particuliers, essence et diesel, après -1,8 % en 2003), en raison de la diésélisation accrue du parc mais aussi du meilleur respect des vitesses limites par les conducteurs.

(19) Électricité nucléaire + hydraulique + éolienne + photovoltaïque - solde des échanges.

(20) Source : SECODIP.

Centrales électriques : après une hausse de +2,3 % en 2003, en raison de la vague de chaleur en été, la consommation de fioul est stable, à 1,4 Mtep.

Gaz : légère reprise qui efface la baisse de 2003 (+1,4 %)

La consommation primaire de gaz annule sa baisse de l'année dernière pour atteindre 524 TWh (40,3 Mtep), en hausse de +1,4 %, contre une diminution de -1,3 % en 2003, mais reste loin de sa tendance en croissance de +3,1 % par an depuis 1990. La consommation finale énergétique de gaz naturel et industriels est un peu plus dynamique, avec +1,9 %, à 457 TWh (35,2 Mtep), contre -2,3 % en 2003, et les usages non énergétiques (fabrication d'ammoniac, d'azote pour les engrais, etc.) gagnent +1,4 %, à 28 TWh. L'essentiel de cette reprise de la consommation tient aux évolutions suivantes.

Dans l'industrie (sidérurgie incluse, mais hors production d'électricité et non énergétique), la consommation de gaz naturel et industriels est en croissance de +1,8 %, à 160 TWh (12,3 Mtep), soit un rythme légèrement inférieur à sa tendance depuis 1990 de +2,2 % par an en moyenne. Elle avait accusé une chute en 2003, estimée à -5,5 %, en raison du ralentissement économique. La reprise de la croissance de la production industrielle explique ce retournement, en particulier la chimie (hors production d'engrais), qui consomme le quart du gaz, le papier-carton, qui en consomme près de 11 % ou l'agroalimentaire, qui en consomme près de 20 %.

Dans le résidentiel tertiaire, la consommation de gaz naturel croît de +1,9 %, à 293 TWh (22,5 Mtep), nettement en retrait sur sa tendance depuis 1990, de +3,4 % par an en moyenne ; non corrigée, elle augmente de +5,0 %, le climat de l'année 2004 étant plus rigoureux. En 2003, la consommation avait stagné (-0,4 %). Cette modération des deux dernières années peut s'expliquer par le ralentissement économique, notamment dans le tertiaire en 2003, par la faible croissance du pouvoir d'achat des ménages, par des prix élevés du gaz

(malgré la baisse en moyenne annuelle de 2003 à 2004) et par une amorce de modification des comportements des ménages et des gestionnaires de chauffage (collectif et secteur tertiaire) qui ont tendance à retarder l'allumage de leur chauffage et à moins chauffer. Pourtant, les placements en gaz dans les constructions neuves et la substitution des chaudières au fioul par des chaudières à gaz continuent. De 2002 à 2003 (21), le nombre de consommateurs dits « résidentiels à usage individuel » a augmenté de +1,4 %, passant de 10,4 millions à 10,6 millions, le nombre de consommateurs du secteur tertiaire de +3,9 % (à 525 000), tandis que le nombre de consommateurs dits « résidentiels à usage collectif » restait stable à 43 700. En 2004, 236 600 clients supplémentaires de GDF ont choisi le gaz pour leur chauffage, en ligne avec les objectifs commerciaux du Groupe pour la période 2003-2007. Fin 2004, environ 9 000 communes, rassemblant plus de 75 % de la population française, sont raccordées au gaz.

La production d'électricité, après avoir progressé considérablement en 2002, grâce à la mise en service de nouvelles centrales à cogénération et aux prix relatifs favorables au gaz, n'augmente plus que d'environ +2 % en 2004, comme en 2003. En 2004, il n'y a pratiquement plus de mise en service de nouvelles centrales ; 26,4 TWh de gaz naturel et 9,8 TWh de gaz industriels sont consommés dans les centrales électriques (22), après respectivement 25,8 TWh et 9,6 TWh en 2003.

Pour ce qui concerne les transports, 35 communes sont équipées de transports en commun consommant du GNV (23) ; ce qui représente environ 1 300 bus et 5 500 véhicules utilitaires, mais au total la consommation du secteur des transports reste très faible : 550 GWh, contre 490 GWh en 2003.

Électricité primaire : une reprise qui s'affirme (+2,1 %)

La consommation d'électricité primaire (24) s'élève à 454 TWh, en hausse (25) de +2,1 %, après +0,8 % en 2003. Cependant, la consommation intérieure

d'électricité (26) (ou « énergie appelée ») s'établit à 480 TWh, en hausse de seulement +1,4 %, un rythme inférieur à la moyenne observée depuis 1990 de +2,2 % par an. Elle avait crû de +1,8 % en 2003. En données non corrigées, la consommation intérieure croît de +2,1 % en 2004, en lien avec la différence de climat entre 2003 et 2004.

Le maximum de puissance appelée de l'année a été atteint le mercredi 22 décembre 2004, avec 81,4 GW. Il ne s'agit pas d'un maximum absolu de consommation, puisque qu'un record de consommation en puissance avait précédemment été atteint le 8 janvier 2003, avec 83,1 GW.

Le réseau de lignes à haute et très haute tension, géré à 94 % par RTE, est le plus important des pays d'Europe et forme un total de près de 106 000 km de lignes aériennes et souterraines.

Au titre de l'obligation d'achat (énergies renouvelables, petite cogénération, etc.), EDF a acheté 24,2 TWh d'électricité (+5,7 %, après +4,1 % en 2003), dont 71 % à partir de cogénération, 15 % d'hydraulique et 9 % d'usines d'incinération d'ordures ménagères (UIOM) ; la part de l'éolien s'élève à un peu plus de 2 %.

Avec 14,2 TWh négociés en 2004, la Bourse française d'électricité, Powernext, a presque doublé son activité sur un an (+89 %), avec des prix plus « sages » et moins volatils qu'en 2003, en partie du fait de conditions climatiques plus normales. Le prix moyen s'établit à 28,1 euros/MWh en « base » (-3,7 %) et à 33,7 euros/MWh en « pointe » (-11 %). Par ailleurs, l'impact des VPP (Virtual Power Plants) continue de s'accroître, avec 42 TWh en 2004 (+24 %).

(21) Résultats des enquêtes annuelles de l'industrie gazière réalisées par l'Observatoire de l'énergie.

(22) Non compris le gaz utilisé pour produire de la chaleur dans les centrales à cogénération.

(23) GNV : gaz naturel pour véhicules.

(24) Production brute d'électricité nucléaire, hydraulique, éolienne et photovoltaïque, diminuée du solde exportateur d'électricité.

(25) Exprimée en Mtep, du fait de l'application de coefficients d'équivalence différents selon l'origine de l'électricité, cette consommation primaire évolue de façon légèrement différente avec +1,8 % en 2003 (à 117,3 Mtep) et +0,9 % en 2003.

(26) Production nette d'électricité de toute origine diminuée de la consommation absorbée pour pompage et du solde exportateur d'électricité.

Energies renouvelables (27) thermiques

Sur la production primaire de 12,7 Mtep d'énergies renouvelables thermiques, 73 % est formée de bois et déchets de bois (9,2 Mtep), 17 % de déchets urbains solides (2,1 Mtep) et les 10 % restants se répartissent entre bio-carburants (0,45 Mtep), biogaz (0,4 Mtep), pompes à chaleur (0,3 Mtep) et géothermie (0,1 Mtep). Les résidus de récolte et le solaire thermique n'ont encore qu'une production marginale.

La consommation primaire totale, soit 12,7 Mtep, apparaît quasiment stable (-0,5 %), après une baisse de -2,5 % en 2003. En raison de la différence de climat entre 2003 et 2004, la consommation totale progresse en réel de +1,6 %. La consommation du résidentiel-tertiaire s'effrite légèrement, de -1,0 % en 2004, à 8,7 Mtep, et en moyenne de -0,7 % par an depuis 1990. Cette tendance à la baisse résulte d'un recul du chauffage au bois, en lien avec la réduction du parc d'appareils traditionnels fonctionnant au bois (poêles et cuisinières), non compensée totalement par l'accroissement de l'utilisation d'inserts ou d'équipements performants. En 2004, le secteur résidentiel-tertiaire représente 68 % de la consommation

primaire d'énergies renouvelables thermiques et 83 % de leur consommation finale.

En agrégeant l'ensemble des énergies renouvelables, thermiques ou non (hydraulique, éolien, etc.), leur production primaire atteint 18,3 Mtep, en hausse de +2,1 %, et représente 6,6 % de la consommation totale d'énergie primaire. Cette hausse se constate principalement dans l'usage du bois de chauffe par les ménages (7,3 Mtep), liée au contraste de climat avec 2003, et dans l'augmentation des quantités de déchets urbains solides incinérés.

Consommation finale (28), par secteur

La consommation finale, énergétique et non énergétique (engrais, plastiques, goudrons...), ne croît que de +0,4 %, à 176,8 Mtep, un rythme inférieur de moitié à sa tendance depuis 1990 (+0,9 % par an), mais qui contraste avec la baisse sensible connue en 2003 (-1,6 %).

Pour les seuls usages énergétiques, la consommation finale est légèrement plus dynamique, avec +0,6 %, à 161,2 Mtep, contre -1,8 % en 2003. Ce sont encore l'électricité et le gaz qui tirent à la hausse cette consommation, mais le

gaz (+1,9 %) évolue plus rapidement que l'électricité (+1,4 %), contrairement au cas de la consommation primaire. En climat réel, 2004 étant moins clémente que 2003, la croissance est de +1,7 % (après +1,8 % en 2003, année au climat également moins clémente que l'année précédente).

Industrie : début de reprise, avec +0,8 %

Hors usages non énergétiques (plastiques, engrais...), la consommation de l'industrie croît de +0,8 %, à 37,7 Mtep, contre une chute de -3,2 % en 2003 et une légère baisse tendancielle de -0,1 % par an en moyenne depuis 1990. L'indice de production manufacturière progresse de +2,7 %, après deux années de baisse, et la production des IGCE (industries grosses consommatrices d'énergie) évolue de la même façon. Les secteurs les plus dynamiques sont l'industrie sucrière (+4,9 %), la sidérurgie (+4,8 % qui la rapproche de

(27) Les estimations de production et de consommation de ces formes d'énergie, dont une bonne part n'est pas commercialisée, sont à prendre avec précaution en raison des incertitudes de mesure, tant en niveau qu'en évolution.

(28) Il s'agit de la consommation totale d'énergie primaire diminuée de la consommation de la « branche énergie » (centrales électriques, raffineries, consommations internes, pertes).

TABLEAU XI - Consommation d'énergie finale par secteur (corrigée du climat)

en Mtep	1973	1980	1990	2000	2002	2003	2004	04/03 TCAM	04/90
Industrie	48,0	44,8	38,5	39,2	38,7	37,4	37,7	+0,8	-0,1
dont sidérurgie	12,5	10,7	7,0	6,2	6,0	5,8	5,8	-0,3	-1,3
Résidentiel-tertiaire	56,2	54,0	59,3	66,9	70,7	69,6	69,8	+0,3	+1,2
Agriculture	3,0	3,2	3,1	3,0	3,0	2,9	2,9	+1,4	-0,4
Transports	26,3	32,1	41,7	49,4	50,9	50,4	50,8	+0,7	+1,4
Total énergétique	133,6	134,1	142,6	158,5	163,3	160,3	161,2	+0,6	+0,9
Non énergétique	10,9	11,8	12,4	17,4	15,6	15,8	15,6	+1,2	+1,6
Total	144,5	145,8	155,0	175,9	178,9	176,1	176,8	+0,4	+0,9
TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %									

TABLEAU XII - Structure sectorielle de la consommation énergétique finale (corrigée du climat)

en %	1973	1980	1990	2000	2002	2003	2004	04/03	VAM 04/90
Industrie	35,9	33,4	27,0	24,7	23,7	23,3	23,4	-	-0,3 pt
dont sidérurgie	9,4	8,0	4,9	3,9	3,7	3,6	3,6	-	-0,1 pt
Résidentiel-tertiaire	42,1	40,2	41,6	42,2	43,3	43,4	43,3	-0,1 pt	+0,1 pt
Agriculture	2,3	2,4	2,2	1,9	1,9	1,8	1,8	-	-
Transports	19,7	24,0	29,3	31,2	31,2	31,4	31,5	-	+0,2 pt
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
VAM (variation annuelle moyenne) en points									

son « haut de cycle » atteint en 2000), les cimenteries (+6,2 %), certains secteurs de la chimie et le papier-carton (+2,7 %). Contrairement aux trois années précédentes, les industriels ont également produit pour reconstituer leurs stocks.

Selon une première estimation, la consommation d'électricité croît de +1,2 % et celle de gaz de +1,8 %, alors que les consommations de pétrole et de charbon ralentissent leurs baisses tendancielle, avec -1,3 % et -0,3 %, respectivement. Ces évolutions sont favorables à la baisse de l'intensité énergétique, mais un peu moins à la réduction des émissions de CO₂ (qui stagnent). L'écart de croissance entre consommation d'énergie et activité industrielle témoigne de gains d'efficacité énergétique. Ils peuvent s'expliquer par des effets de structure et par une sensibilisation croissante au développement durable, mais aussi, surtout en période de prix élevés, par la recherche de compétitivité qui incite l'industrie, pour faire face à une concurrence toujours plus vive, à renforcer ses efforts d'économies d'énergie et à substituer du pétrole et du charbon par de l'électricité ou du gaz, lorsque les techniques le permettent.

Résidentiel tertiaire : stagnation (+0,3 %)

Nettement en retrait sur sa tendance de +1,2 % par an depuis 1990, la consommation d'énergie du résidentiel-tertiaire stagne, avec seulement +0,3 %, à 69,8 Mtep, après une baisse de -1,5 % en 2003. Comme pour l'industrie, seules les consommations d'électricité et de gaz croissent, respectivement de +1,5 % et +1,9 %, alors que le pétrole (fioul domestique ou pour chauffage urbain et GPL (29) accentue sa baisse tendancielle, avec -2,8 %.

Les prix élevés des énergies, la progression limitée du pouvoir d'achat et une prise de conscience croissante des français pour la préservation de l'environnement et la maîtrise de l'énergie, expliquent vraisemblablement une évolution positive du comportement des ménages que l'on constate également dans les réponses au « Baromètre d'opinion sur l'énergie » CREDOC-

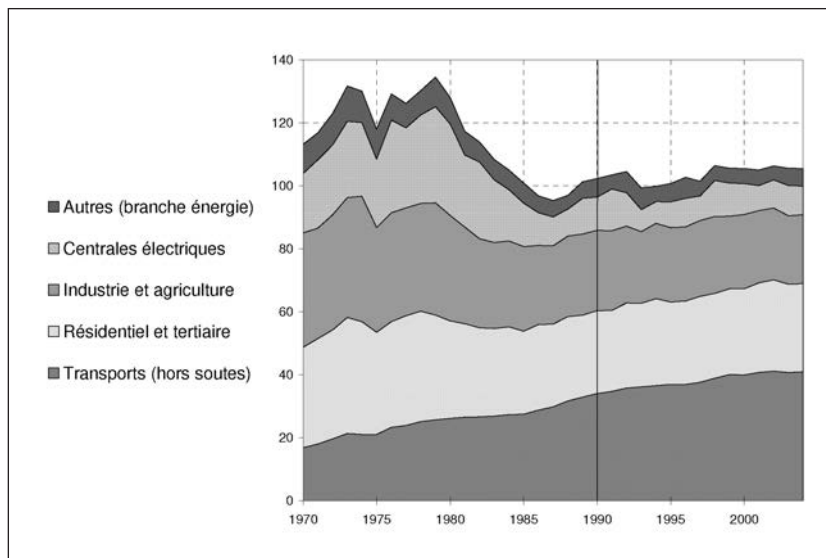


Fig.4. - Émissions de CO₂ de la France dues à l'énergie (en millions de tonnes de carbone, selon la méthode OE qui inclut une correction climatique).

Observatoire de l'énergie (30). Les campagnes d'information de l'ADEME (« Parole, parole... », « Faisons vite, ça chauffe ») auraient ainsi commencé à porter leurs fruits. Par ailleurs, y concourt l'amélioration continue des équipements (meilleur rendement des chaudières, doubles vitrages...). Néanmoins, l'engouement pour les appareils électroniques grand public, ainsi que le développement de la climatisation et du multi-équipement en électroménager, ne se démentent pas, ce qui explique la progression plus rapide de l'électricité.

Dans le secteur tertiaire, même si globalement son activité est soutenue, notamment pour les services aux entreprises qui bénéficient de la reprise industrielle, certaines branches demeurent moroses, notamment l'hôtellerie, la restauration et, plus généralement, les services aux particuliers (-0,6 % pour la valeur ajoutée). Ainsi s'agissant de l'électricité, la plus forte hausse apparaît dans les services non marchands, avec +2,8 %.

Transports : croissance retrouvée, mais amortie (+0,7 %)

Après la baisse exceptionnelle (la première depuis 1974) de -0,9 % connue en 2003, la consommation d'énergie des transports est de nouveau orientée à la hausse, avec +0,7 %, à 50,8 Mtep, mais il s'agit d'une évolution de moitié

inférieure à la tendance observée depuis 1990 (+1,4 % par an en moyenne). La consommation de carburants pétroliers (essence, gazole, GPLc, carburateurs) constitue 97,2 % de la consommation totale de ce secteur.

Les ventes de carburants routiers sont globalement stables, avec +0,2 %, contre une baisse de -1,0 % en 2003, mais encore sensiblement en deçà de sa moyenne depuis 1990 de +1,3 % par an. Néanmoins, la consommation de gazole rebondit, avec +2,3 %, après +1,4 % en 2003, du fait d'une toujours plus forte diésélisation du parc automobile et du développement du parc de véhicules utilitaires légers. À l'inverse, la consommation d'essence continue de chuter, de -4,9 %, après -6,3 % en 2003. Les ventes de GPLc restent sur leur tendance baissière, avec environ -9 %, au niveau désormais très faible de 151 000 t (après -12 % en 2003).

La consommation de carburateurs, qui étaient en baisse depuis 2001 à la suite des attentats terroristes du 11 Septembre, renoue avec une forte hausse, de +5,1 %, retrouvant pratiquement son niveau de 2000.

Le parc de véhicules particuliers continue de ralentir légèrement sa croissance, avec +1,3 %, après +1,5 % en 2003

(29) Gaz de pétrole liquéfié.

(30) Chaque vague semestrielle du baromètre fait l'objet d'une note de synthèse consultable sur le site Internet de la DGEMP www.industrie.gouv.fr/energie.

TABLEAU XIII - Consommation énergétique finale par énergie (corrigée du climat)

en Mtep	1973	1980	1990	2000	2002	2003	2004	04/03	TCAM 04/90
Charbon	17,7	13,2	10,3	7,4	6,6	6,4	6,3	-0,8	-3,4
Pétrole	85,2	78,4	71,3	73,9	75,3	73,4	73,2	-0,2	+0,2
Gaz	8,8	16,5	23,3	32,5	35,4	34,6	35,2	+1,9	+3,0
Électricité	13,0	18,1	26,5	34,0	35,2	35,6	36,1	+1,4	+2,2
Énergies renouvelables thermiques (*)	9,0	7,9	11,2	10,6	10,8	10,5	10,4	-0,6	-0,5
Total énergétique	133,6	134,1	142,6	158,5	163,3	160,3	161,2	+0,6	+0,9
(*) Hors hydraulique, éolien et photovoltaïque		TCAM (taux de croissance annuel moyen) en %							

TABLEAU XIV - Structure par énergie de la consommation énergétique finale (corrigée du climat)

en %	1973	1980	1990	2000	2002	2003	2004	04/02	VAM 02/90
Charbon	13,2	9,9	7,2	4,7	4,0	4,0	3,9	-0,1 pt	-0,2 pt
Pétrole	63,8	58,5	50,0	46,6	46,1	45,8	45,4	-0,3 pt	-0,3 pt
Gaz	6,6	12,3	16,4	20,5	21,7	21,6	21,8	+0,3 pt	+0,4 pt
Électricité	9,7	13,5	18,6	21,5	21,5	22,2	22,4	+0,2 pt	+0,3 pt
Énergies renouvelables thermiques (*)	6,7	5,9	7,9	6,7	6,6	6,5	6,4	-0,1 pt	-0,1 pt
Total énergétique	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
(*) Hors hydraulique, éolien et photovoltaïque		VAM (variation annuelle moyenne) en points							

(et +1,9 % en 2002), à 29,74 millions de voitures particulières mi-2004 (31), soit un taux d'équipement de 1,15 véhicule par ménage. On constate par ailleurs une forte croissance des ventes de motocycles neufs, de +4,3 %, comme en 2003, ainsi qu'un doublement du nombre de quadricycles lourds (« quads »).

Les immatriculations de voitures neuves se stabilisent, avec +0,2 %, à 2,014 millions de véhicules, après deux années de chute, dont -6,3 % en 2003. Parmi ces immatriculations, 69,2 % sont des diesel, soit un niveau record après 67,4 % en 2003 (et seulement 56,2 % en 2001). Pourtant, l'écart de prix entre le super SP95 et le gazole a continué de se réduire, de -4,7 c€/l par rapport à 2003, notamment en raison du relèvement de la TIPP sur le seul gazole. Ce paradoxe s'explique par les prix élevés des carburants et, de nouveau, par les importants efforts commerciaux des constructeurs, notamment nationaux, qui proposent systématiquement une version diesel, donc moins consommatrice, même pour les petites cylindrées. Ainsi, les immatriculations de « petits » véhicules diesel (moins de 1,5 l) bondissent de +30 %, après +48 % en 2003, même s'il s'agit de la seule catégorie à progresser. La diésélisation du parc automobile se poursuit donc à un rythme toujours soutenu : en moyenne

sur 2004, 44,2 % des véhicules roulent au gazole, contre 41,8 % à la mi-2003 (et seulement 36,8 % en 2001).

Sur l'année 2004, les consommations unitaires en litres/100 km des véhicules particuliers poursuivent leur baisse soutenue (32), de -1,5 % pour l'ensemble des véhicules essence et diesel, après -1,8 % en 2003. Tous véhicules, elle s'élève à 7,2 l/100 km (7,8 essence et 6,6 diesel). Comme en 2003, cette baisse s'explique par le phénomène de diésélisation ainsi que par un meilleur respect des vitesses limites par les conducteurs : le taux de dépassement de plus de 10 km/h des vitesses limites s'est réduit de façon spectaculaire, d'abord de -8,4 points en 2003 puis de -4,2 points en 2004, pour toutes les catégories de véhicules ; en 2003 il n'y avait pas de report apparent sur le taux des « petits » dépassements (inférieurs à 10 km/h), mais cela semble moins vrai en 2004 ; selon une étude (33) d'Armines, réalisée en 2000, une réduction de la vitesse limite de 130 à 120 km/h, sur les seules autoroutes, permet d'obtenir une économie d'énergie de l'ordre de 0,7 Mtep, soit environ -1,4 % sur la consommation totale de carburants routiers.

Tous modes confondus, sous l'effet de la reprise économique et, notamment, du bâtiment, les transports terrestres de marchandises rebondissent, avec +2,7 % en tonnes-km, après trois années de

baisse ou stagnation ; la chute persistante du fret SNCF, avec -3,7 %, après -6,4 % en 2003, profite au trafic poids lourd (34) qui gagne +4,1 % en tonnes-km, ainsi qu'au trafic fluvial (+6,2 %, par rapport à une année 2003 faible du fait des conditions climatiques).

Au total, avec un parc de véhicules particuliers et de véhicules utilitaires légers qui ralentit sa progression, mais avec un trafic « poids lourd » qui s'accélère, la circulation totale maintient sa croissance (35) avec +1,6 %, comme en 2003. Le trafic voyageurs de la SNCF rebondit, après une année 2003 en creux, avec +3,7 % en passagers-km. Pour la seule région Île-de-France, la fréquentation des transports collectifs, dont la croissance était en ralentissement continu depuis 2000 et même en baisse de -2,2 % en 2003, le rebond est encore plus spectaculaire, avec +7,2 % pour le trafic de la seule RATP.

Pour le transport aérien de passagers, le trafic international enregistré en France, qui avait stagné en 2003 avec +0,5 % en nombre de passagers, rebondit avec +9,4 %, tandis que le trafic intérieur continue sa chute avec -2,3 % (après

(31) Source : CCFA.

(32) Source : SECODIP.

(33) Pour le compte de l'Observatoire de l'énergie et de la DIREM.

(34) Source : DAEI/SES, METATTM.

(35) Source : SETRA.

-4,3 % en 2003, en relation avec la liquidation d'Airlib et les difficultés financières de petites compagnies). Au total, la hausse du trafic aérien est estimée à +6,5 %, en nombre de passagers, après deux années de marasme.

Émissions de CO₂

Sans prétendre à la précision des calculs que demandent les accords inter-

nationaux en la matière, les émissions de CO₂ peuvent être estimées de manière approximative à partir des bilans de l'énergie. Selon cette estimation, les émissions de CO₂ restent quasiment inchangées par rapport à 2003 (-0,1 %, mais +0,7 % en climat réel).

Le moindre recours aux centrales électriques thermiques classiques, notamment au charbon (-4,4 % pour les

émissions correspondantes), a neutralisé la légère hausse des émissions dues aux transports (+0,7 %), alors que le résidentiel tertiaire et l'industrie évoluent peu (-0,4 % et +0,4 % respectivement). Si l'on ne tenait compte ni des « puits de carbone », ni des autres gaz à effet de serre, le niveau des émissions de la France en 2004 serait de 3,1 % au-dessus du niveau de 1990 (mais de -23 % en dessous de celui de 1980). ●

« Equivalences »

L'Observatoire de l'énergie convertit les différentes formes d'énergie en tonnes d'équivalent pétrole (tep), en utilisant les coefficients suivants :

	Unité physique	tep PCI		Unité physique	tep PCI
Charbon			Bois	1 stère	0,147
Houille.....	1 t	0,619	Gaz naturel et industriel	1 MWh PCS	0,077
Coke de houille.....	1 t	0,667	Produits pétroliers		
Agglomérés et briquettes de lignite	1 t	0,762	Pétrole brut, gazole, fuel domestique, produits à usages non énergétiques..	1 t	1
Lignite et produits de récupération	1 t	0,405	GPL.....	1 t	1,095
Electricité			Essences moteur et carburéfacteur .	1 t	1,048
- d'origine nucléaire.....	1 MWh	0,2606	Fuel lourd	1 t	0,952
- d'origine géothermique.....	1 MWh	0,86	Coke de pétrole.....	1 t	0,762
- autres origines, exports, imports, consommation	1 MWh	0,086			

PCI = Pouvoir calorifique inférieur.
PCS = Pouvoir calorifique supérieur.

Bilan rénové de l'énergie 2002

(unité : Mtep)

	Charbon		Pétrole		Gaz		Électricité		Énergies renouvelables thermiques	Total
	Houille Lignite PR	Coke Agglom.	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consommation		
APPROVISIONNEMENT										
Production énergie primaire (P)	1,15		1,32	0,29	1,44		H: 5,74 N: 113,82		11,73	135,49
Importations	11,24	0,96	80,02	32,09	37,31	-	0,32		-	161,94
Exportations	- 0,08	- 0,24	-	- 19,20	- 0,75	-	- 6,94			- 27,23
Stocks (+ = déstockage, - = stockage)	- 0,37	+ 0,12	+ 0,23	- 0,71	- 0,70	-				- 1,43
Soutes maritimes internationales				- 2,44						- 2,44
TOTAL disponibilités (D) ..	12,78		81,57	10,03	37,30	-	112,94		11,71	266,33
Indépend. énerg. (P/D)	9,0 %		1,8 %		3,9 %		105,9 %		100,2 %	50,9 %
EMPLOIS										
Consommation de la branche énergie										
Raffinage			81,54	- 76,92			- 0,13	0,30		4,79
Production d'électr. therm.	5,39	-		1,32	1,95	0,81	- 4,66		1,21	6,02
Usages internes de la branche	4,02	- 3,15	-	0,10	0,32	- 0,39		1,87	0,22	5,71
				0,00				2,72		
Pertes et ajustement	-0,07	- 0,06	0,03	- 0,37	-0,02	0,01		78,91	0,79	79,22
TOTAL (A)	9,34	- 3,21	81,57	- 75,87	2,25	0,43	- 4,79	83,80	2,22	95,74
Consommation finale énergétique (corrégée du climat)										
Sidérurgie	1,55	3,27		0,08	0,58	0,99		0,97	-	6,02
						- 1,42				
Industrie	0,77	0,50		6,46	12,66	-		11,01	1,26	32,66
Résidentiel Tertiaire	0,34	0,16		16,83	22,20	-		21,99	9,16	70,68
Agriculture	-	-		2,39	0,32	-		0,26	0,06	3,03
Transports (*)	-	-		49,58	0,03	-		0,93	0,35	50,89
TOTAL (B)	2,66	3,93		75,34	35,79	- 0,43		35,16	10,83	163,28
Consommation finale non énergétique										
TOTAL (C)	-	0,14		13,20	2,23	-				15,57
Consommation totale d'énergie primaire (corrégée du climat)										
TOTAL corrigé (A+B+C)	12,86		94,24		40,27		114,17		13,05	274,59
<i>Dont corrections climatiques</i>	<i>0,08</i>		<i>2,64</i>		<i>2,97</i>		<i>1,23</i>		<i>1,34</i>	<i>8,26</i>
Indice de rigueur climatique = 0,95 (*) hors soutes maritimes internationales PR : produits de récupération H : Hydraulique N : Nucléaire Energies renouvelables thermiques : autres que l'hydraulique, l'éolien et le photovoltaïque Source : Observatoire de l'Énergie										

Bilan rénové de l'énergie 2003

(unité : Mtep)

	Charbon		Pétrole		Gaz		Électricité		Énergies renouvelables thermiques	Total
	Houille Lignite PR	Coke Agglom.	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consommation		
APPROVISIONNEMENT										
Production énergie primaire (P)	1,28		1,22	0,28	1,24		H : 5,61 N : 114,95		12,36	136,94
Importations	10,40	1,07	85,46	29,05	37,79	-	0,60		-	164,37
Exportations	- 0,05	- 0,28	-	- 20,68	- 0,90	-	- 6,31			- 28,27
Stocks (+ = déstockage, - = stockage)	+ 1,23	- 0,05	- 0,50	+ 0,01	+ 0,66	-				+ 1,33
Soutes maritimes internationales				- 2,63						- 2,63
TOTAL disponibilités (D) ..	13,60		86,18	6,01	38,79	-	114,85		12,31	271,74
Indépend. énerg. (P/D)	9,4 %		1,6 %		3,2 %		105,0 %		100,4 %	50,4 %
EMPLOIS										
Consommation de la branche énergie										
Raffinage			86,15	- 81,25			- 0,13	0,32		5,09
Production d'électr. therm.	5,93	-		1,35	1,99	0,74	- 5,08		1,25	6,18
Usages internes de la branche	3,79	- 3,18	-	0,10	0,43	- 0,37		2,02	0,23	5,77
				0,00				2,75		
Pertes et ajustement	0,43	0,12	0,03	- 0,18	0,21	0,05		79,74	0,80	81,20
TOTAL (A)	10,15	- 3,06	86,18	- 79,98	2,63	0,42	- 5,21	84,83	2,28	98,24
Consommation finale énergétique (corrigée du climat)										
Sidérurgie	1,51	3,11		0,06	0,56	0,93		1,00	-	5,82
						- 1,35				
Industrie	0,86	0,44		6,21	11,96	-		10,86	1,28	31,61
Résidentiel Tertiaire	0,35	0,09		15,84	22,11	-		22,44	8,76	69,59
Agriculture	-	-		2,23	0,30	-		0,29	0,06	2,88
Transports (*)	-	-		49,01	0,04	-		1,02	0,35	50,42
TOTAL (B)	2,72	3,64		73,35	34,97	- 0,42		35,61	10,45	160,32
Consommation finale non énergétique										
TOTAL (C)	-	0,16		13,44	2,15	-				15,75
Consommation totale d'énergie primaire (corrigée du climat)										
TOTAL corrigé (A+B+C)	13,61		92,99		39,75		115,23		12,73	274,31
<i>Dont corrections climatiques</i>	<i>0,01</i>		<i>0,80</i>		<i>0,96</i>		<i>0,38</i>		<i>0,42</i>	<i>2,57</i>
Indice de rigueur climatique = 0,94 (*) hors soutes maritimes internationales PR : produits de récupération H : Hydraulique N : Nucléaire Énergies renouvelables thermiques : autres que l'hydraulique, l'éolien et le photovoltaïque Source : Observatoire de l'Énergie										

Bilan rénové de l'énergie 2004

(unité : Mtep)

	Charbon		Pétrole		Gaz		Électricité		Énergies renouvelables thermiques	Total
	Houille Lignite PR	Coke Agglom.	Brut	Raffiné	Naturel	Industriels	Production brute	Consommation		
APPROVISIONNEMENT										
Production énergie primaire (P)	0,39		1,14	0,29	1,12		H: 5,68 N: 116,81		12,67	138,10
Importations	12,21	0,92	85,17	29,63	38,79	-	0,56	-		167,28
Exportations	- 0,06	- 0,56	-	- 21,31	- 0,35	-	- 5,90			- 28,27
Stocks (+ = déstockage, - = stockage)	+ 0,17	- 0,05	- 0,35	+ 0,24	+ 0,44	-				+ 1,18
Soutes maritimes internationales				- 2,97						- 2,97
TOTAL disponibilités (D) ..	13,12		86,66	5,88	40,00	-	117,15		12,51	275,32
Indépend. énerg. (P/D)	3,0 %		1,5 %		2,8 %		104,6 %		101,3 %	50,2 %
EMPLOIS										
Consommation de la branche énergie										
Raffinage			86,83	- 81,82			- 0,13	0,32		5,20
Production d'électr. therm.	5,53	-		1,35	2,03	0,75	- 4,86		1,26	6,06
Usages internes de la branche	3,79	- 3,22	-	0,10	0,54	0,32		2,07	0,24	5,95
				0,00				2,75		
Pertes et ajustement	0,62	- 0,04	- 0,17	0,05	- 0,06	-		81,02	0,77	82,19
TOTAL (A)	9,94	- 3,26	86,66	- 80,32	2,51	0,43	- 4,99	86,16	2,27	99,40
Consommation finale énergétique (corrégée du climat)										
Sidérurgie	1,57	3,00		0,07	0,58	0,98		1,01	-	5,80
						- 1,41				
Industrie	0,88	0,45		6,12	12,17	-		10,99	1,31	31,92
Résidentiel Tertiaire	0,34	0,07		15,40	22,54	-		22,78	8,67	69,80
Agriculture	-	-		2,28	0,30	-		0,28	0,06	2,92
Transports (*)	-	-		49,35	0,04	-		1,04	0,35	50,78
TOTAL (B)	2,79	3,52		73,22	35,63	- 0,43		36,10	10,39	161,22
Consommation finale non énergétique										
TOTAL (C)	-	0,14		13,24	2,18	-				15,56
Consommation totale d'énergie primaire (corrégée du climat) TOTAL corrigé (A+B+C)	13,13		92,80		40,32		117,27		12,66	276,18
<i>Dont corrections climatiques</i>	<i>0,01</i>		<i>0,26</i>		<i>0,32</i>		<i>0,12</i>		<i>0,15</i>	<i>0,86</i>
Indice de rigueur climatique = 0,98 (*) hors soutes maritimes internationales PR : produits de récupération H : Hydraulique N : Nucléaire Énergies renouvelables thermiques : autres que l'hydraulique, l'éolien et le photovoltaïque Source : Observatoire de l'Énergie										

L'évolution annuelle de l'énergie en France depuis 1973

par **Louis Meuric**
Adjoint du Secrétaire général
de l'Observatoire de l'Énergie,
DGEMP, Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie

Evolution du bilan de l'énergie

(en Mtep)

	1973	1980	1990	2000	2002	2003	2004
APPROVISIONNEMENT							
Production énergie primaire (P)	43,5	52,5	111,8	131,8	135,5	136,9	138,1
Importations	159,7	163,8	138,2	165,1	161,9	164,4	167,3
Exportations	-14,8	-15,7	-20,0	-27,0	-27,2	-28,3	-28,3
Stocks $\left\{ \begin{array}{l} + = \text{déstockage} \\ - = \text{stockage} \end{array} \right.$	-0,7	-5,1	-2,3	-3,1	-1,4	1,3	1,2
Soutes maritimes internationales	5,3	3,9	2,5	3,0	2,4	2,6	3,0
Total disponibilités (D)	182,4	191,7	225,2	263,8	266,3	271,7	275,3
Indépendance énergétique (P/D)	23,9 %	27,4 %	49,7 %	50,0 %	50,9 %	50,4 %	50,2 %
EMPLOIS							
Consommation de la branche énergie							
Raffinage	8,8	7,8	5,3	5,2	4,8	5,1	5,2
Production d'électricité thermique	17,1	19,3	6,9	6,8	6,0	6,2	6,1
Usages internes de la branche	2,2	3,6	4,3	5,4	5,7	5,8	6,0
Pertes et ajustement	7,0	13,4	58,3	75,6	79,2	81,2	82,2
Total (A)	35,1	44,0	74,8	93,0	95,7	98,2	99,4
Consommation finale énergétique (corrigée du climat)							
Sidérurgie	12,5	10,7	7,0	6,2	6,0	5,8	5,8
Industrie	35,5	34,1	31,5	33,1	32,7	31,6	31,9
Résidentiel tertiaire	56,2	54,0	59,3	66,9	70,7	69,6	69,8
Agriculture	3,0	3,2	3,1	3,0	3,0	2,9	2,9
Transports (*)	26,3	32,1	41,7	49,4	50,9	50,4	50,8
Total (B)	133,6	134,1	142,6	158,5	163,3	160,3	161,2
Consommation finale non énergétique							
Total (C)	10,9	11,8	12,4	17,4	15,6	15,8	15,6
Consommation totale d'énergie primaire (corrige du climat)							
Total corrigé (A + B + C)	179,6	189,9	229,8	268,9	274,6	274,3	276,2
dont : corr. climat	-2,8	-1,8	4,6	5,1	8,3	2,6	0,9
Indice de rigueur climatique	1,07	1,05	0,88	0,88	0,82	0,94	0,98
(*) hors soutes maritimes internationales. Source : Observatoire de l'Énergie							

Evolution de l'approvisionnement en énergie primaire de la France

(en Mtep)

	1973	1980	1990	2000	2002	2003	2004
Production primaire nationale							
Charbon	17,29	13,11	7,73	2,34	1,15	1,28	0,39
Gaz naturel	6,26	6,29	2,50	1,50	1,44	1,24	1,12
Pétrole	2,22	2,38	3,46	1,74	1,61	1,50	1,43
Electricité hydraulique (brute)	4,14	6,08	5,02	6,23	5,74	5,61	5,68
Electricité nucléaire (brute)	3,84	15,96	81,74	108,20	113,82	114,95	116,81
Energies renouvelables thermiques	9,77	8,65	11,38	11,77	11,73	12,36	12,67
Total	43,52	52,47	111,83	131,78	135,49	136,94	138,10
Importations (1)							
Combustibles minéraux solides	10,41	20,45	12,91	12,83	12,20	11,47	13,13
Gaz naturel	7,60	16,20	24,54	36,28	37,31	37,79	38,79
Pétrole brut (y c. autres produits à distiller (APD)	134,92	113,56	73,31	85,63	80,02	85,46	85,17
Produits pétroliers raffinés (2)	6,32	12,25	26,83	30,01	32,09	29,05	29,63
Electricité	0,40	1,34	0,57	0,32	0,32	0,60	0,56
Total	159,65	163,80	138,16	165,08	161,94	164,37	167,28
Exportations (1)							
Combustibles minéraux solides	-1,25	-0,85	-0,63	-0,55	-0,32	-0,33	-0,62
Gaz naturel	-0,08	-0,13	-0,29	-0,68	-0,75	-0,90	-0,35
Produits pétroliers raffinés (3)	-12,85	-13,62	-14,53	-19,50	-19,20	-20,68	-21,31
Electricité	-0,66	-1,08	-4,51	-6,29	-6,94	-6,31	-5,90
Total	-14,84	-15,68	-19,96	-27,02	-27,23	-28,27	-28,27
Variations de stock, déstockage (+), stockage (-)	-0,69	-5,05	-2,32	-3,07	-1,43	1,33	1,18
Soutes maritimes internationales	5,30	3,90	2,50	3,00	2,40	2,60	3,00
Ressources énergétiques nettes	182,35	191,68	225,21	263,81	266,33	271,74	275,32

(1) Importations et exportations de tous produits (primaires ou non).
(2) Tous produits raffinés, déduction faite des autres produits à distiller (APD) et des rachats sur façonnage.
(3) Hors avitaillement et y compris produits issus du façonnage.
Source : Observatoire de l'énergie.

Taux d'indépendance énergétique (1)

(en %)

Type d'énergie	1973	1980	1990	2000	2002	2003	2004
Charbon	61,5	42,0	40,7	16,5	9,0	9,4	3,0
Pétrole (2)	1,8	2,2	4,0	1,9	1,8	1,6	1,5
Gaz	46,4	29,3	9,9	4,2	3,9	3,2	2,8
Electricité primaire	103,4	98,8	104,8	105,5	105,9	105,0	104,6
Energies renouvelables thermiques	100,0	100,0	100,0	99,9	100,2	100,4	101,3
Toutes énergies (2)	23,9	27,4	49,7	50,0	50,9	50,4	50,2

(1) Rapport (en %) entre la production et la consommation d'énergie primaire (non corrigée du climat).
(2) Hors soutes maritimes internationales.
Source : Observatoire de l'énergie.

Commerce extérieur (1) de produits énergétiques

	Unité	1973	1980	1985	1990	2000	2002	2003	2004
Importations CAF (2) (a)	en G€	3,08	23,13	32,56	18,33	32,56	29,64	30,92	37,52
Exportations FAB (3) (b)	en G€	0,51	2,87	5,03	4,16	9,01	7,97	8,08	9,17
Facture énergétique (a) - (b)	en G€	2,57	20,26	27,53	14,17	23,54	21,67	22,84	28,35
Part des importations d'énergie dans les importations totales CAF (1) (2)	%	12,4	26,4	22,1	9,4	9,6	9,0	9,4	10,5
Part de la facture énergétique dans le PIB total	%	1,45	4,61	3,78	1,40	1,66	1,42	1,47	1,75
Nombre de jours d'exportations totales couvrant la facture énergétique			99	73	29	26	24	26	30

(1) Les DOM sont inclus dans toutes les statistiques de commerce extérieur à partir de 1994.
(2) CAF = coût assurance-frêt.
(3) FAB = franco à bord
Source : Observatoire de l'énergie d'après DGDDI-DSEE et INSEE.

Consommation finale énergétique par secteur économique et par type d'énergie

(en Mtep)

Energie x secteur	1973	1980	1990	2000	2002	2003	2004
Charbon							
Sidérurgie	9,5	8,2	5,5	5,1	4,8	4,6	4,6
Industrie	2,6	1,8	2,9	1,7	1,3	1,3	1,3
Résidentiel et tertiaire	5,6	3,2	1,9	0,7	0,5	0,4	0,4
<i>dont : corrections climatiques</i>	-0,3	-0,1	0,2	-	0,1	-	-
Agriculture	-	-	-	-	-	-	-
Transports	-	-	-	-	-	-	-
Total charbon	17,7	13,2	10,3	7,4	6,6	6,4	6,3
<i>dont : corrections climatiques</i>	-0,3	-0,1	0,2	-	0,1	-	-
Pétrole							
Sidérurgie	2,3	1,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1
Industrie	21,8	17,4	9,1	7,1	6,5	6,2	6,1
<i>dont : corrections climatiques</i>	-0,3	-0,2	0,2	0,2	0,3	0,1	-
Résidentiel et tertiaire	32,5	25,4	18,1	16,2	16,8	15,8	15,4
<i>dont : corrections climatiques</i>	-1,6	-0,8	1,7	1,5	2,4	0,7	0,2
Agriculture	2,9	2,9	2,7	2,4	2,4	2,2	2,3
Transports (*)	25,7	31,5	41,0	48,2	49,6	49,0	49,4
Total produits pétroliers	85,2	78,4	71,3	73,9	75,3	73,4	73,2
<i>dont : corrections climatiques</i>	-1,9	-1,0	1,9	1,7	2,6	0,8	0,3
Gaz							
Sidérurgie	-0,3	0,2	0,3	0,1	0,2	0,1	0,2
Industrie	3,5	6,5	8,9	12,1	12,7	12,0	12,2
Résidentiel et tertiaire	5,5	9,6	14,1	20,1	22,2	22,1	22,2
<i>dont : corrections climatiques</i>	-0,2	-0,3	1,2	1,8	3,0	1,0	0,3
Agriculture	-	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Transports	-	-	-	-	-	-	-
Total gaz	8,8	16,5	23,3	32,5	35,4	34,6	35,2
<i>dont : corrections climatiques</i>	-0,2	-0,3	1,2	1,8	3,0	1,0	0,3
Electricité							
Sidérurgie	1,0	1,1	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0
Industrie	6,2	7,1	9,0	11,0	11,0	10,9	11,0
Résidentiel et tertiaire	5,1	9,2	15,7	21,0	22,0	22,4	22,8
<i>dont : corrections climatiques</i>	-	-0,1	0,6	0,7	1,2	0,4	0,1
Agriculture	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
Transports	0,6	0,6	0,7	0,9	0,9	1,0	1,0
Total électricité	13,0	18,1	26,5	34,0	35,2	35,6	36,1
<i>dont : corrections climatiques</i>	-	-0,1	0,6	0,7	1,2	0,4	0,1
Energies renouvelables							
Industrie	1,4	1,3	1,6	1,3	1,3	1,3	1,3
Résidentiel et tertiaire	7,6	6,5	9,5	9,0	9,2	8,8	8,7
<i>dont : corrections climatiques</i>	-0,3	-0,3	0,7	0,9	1,3	0,4	0,2
Agriculture	-	-	-	0,1	0,1	0,1	0,1
Transports	-	-	-	0,4	0,4	0,4	0,4
Total énergies renouvelables	9,0	7,9	11,2	10,6	10,8	10,5	10,4
Consommation finale énergétique							
Sidérurgie	12,5	10,7	7,0	6,2	6,0	5,8	5,8
Industrie	35,5	34,1	31,5	33,1	32,7	31,6	31,9
<i>dont : corrections climatiques</i>	-0,3	-0,2	0,2	0,2	0,3	0,1	-
Résidentiel et tertiaire	56,2	54,0	59,3	66,9	70,7	69,6	69,8
<i>dont : corrections climatiques</i>	-2,5	-1,6	4,4	4,9	8,0	2,5	0,9
Agriculture	3,0	3,2	3,1	3,0	3,0	2,9	2,9
Transports	26,3	32,1	41,7	49,4	50,9	50,4	50,8
Total consommation finale	133,6	134,1	142,6	158,5	163,3	160,3	161,2
<i>dont : corrections climatiques</i>	-2,8	-1,8	4,6	5,1	8,3	2,6	0,9
<i>Indice de variations (base 100 en 1973)</i>	100,0	100,4	106,7	118,6	122,2	120,0	120,7
<i>Taux de variations annuel (en %)</i>	7,3	-2,3	2,6	1,1	1,4	-1,8	0,6
(*) hors soutes maritimes internationales. Source : Observatoire de l'énergie.							

La facture énergétique de la France en 2004

Le pétrole flambe et la facture énergétique s'envole

(+24,1 % à 28,35 Md€)

par **Louis Meuric**,
Adjoint au secrétaire général de l'Observatoire de l'Énergie, DGEMP,
Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie

A 28,35 milliards d'euros (Md€) en 2004, la facture énergétique de la France s'envole : +24,1 %, après déjà un rebond de +5,4 % en 2003. Elle représente 1,75 % du PIB (après 1,47 % en 2003 et 1,66 % en 2000, dernière année de prix élevés), un niveau élevé comparable à 1986, mais bien inférieur à celui de 1981 (5 %). Cette hausse contribue pour plus de moitié (52 %) à la dégradation du solde des échanges FAB-FAB de la France (-9,45 Md€ entre 2003 et 2004) (1). Les importations d'énergie ont représenté 37,52 Md€ (+21,3 % par rapport à 2003) et les exportations 9,17 Md€ (+13,4 %).

En moyenne sur les cinq années 2000 à 2004, le poids de la facture énergétique de la France se situe à un niveau élevé de 1,57 point de PIB, en hausse de 0,52 point par rapport à l'année 1997, dernière année représentative d'un marché pétrolier moins heurté (avant l'effondrement des cours du pétrole puis leur envolée avec le profond changement de stratégie de l'OPEP).

La hausse de la facture tient donc à celle des importations nettes et surtout à celle des cours internationaux des énergies fossiles :

- forte hausse des cours du pétrole brut (+30,4 % pour le Brent daté, à 38,7 \$/bl) et du prix du gaz importé (+13,5 %, libellé en dollar), le gaz suivant avec 5 mois de retard l'évolution du pétrole brut ;
- et +36,9 % pour l'ensemble des combustibles minéraux solides importés (en dollar).

Le solde importateur en quantités augmente de +7,5 %, sous l'effet des facteurs suivants :

- légère hausse de la consommation finale (+0,4 % en Mtep, y compris non énergétique) ;
- climat moins doux cette année (indice de rigueur de 0,98 contre 0,94 en 2003), qui accroît la consommation finale de combustibles fossiles et celle d'électricité de pointe (nécessitant une sollicitation plus importante des centrales thermiques) ;
- forte baisse de l'extraction de combustibles fossiles, charbon essentielle-

ment : la fermeture de la mine de La Houve en avril 2004 a marqué l'arrêt définitif de l'extraction charbonnière en France.

A l'inverse, la hausse de la production électro-nucléaire de la France tend à contenir la baisse de ses exportations d'électricité et la hausse de ses importations de charbon.

Poussée de fièvre des prix des énergies importées

Produits pétroliers

Tandis que le dollar chutait à 0,805 € (-9 %), le cours du pétrole (Brent daté) (2) a bondi à 38,28 \$/bl en moyenne sur 2004 (+33 %), sous l'effet des principaux facteurs suivants :

- des stocks des industriels OCDE souvent sous leur niveau saisonnier selon l'AIE, à 51-52 jours de consommation (3), en raison d'une demande plus forte que prévu (+3,4 % par rapport à 2003,

TABLEAU I

Évolution de la facture énergétique de 2003 à 2004	En %
Effet prix total (en €) :	+ 15,5
- dépréciation du dollar	- 9,1
- prix des énergies importées et exportées (US \$)	+ 27,1
Solde importateur en quantités	+ 7,5
Total	+ 24,1

(1) Avec des termes de l'échange de +1,69 Mde en 2003 et -7,76 Mde 2004.

(2) Prix du pétrole « physique » vendu spot à Rotterdam ; à l'inverse, le « Brent IPE » correspond aux prix futurs du pétrole « papier », pour des achats à terme qui ne se concrétisent pas obligatoirement.

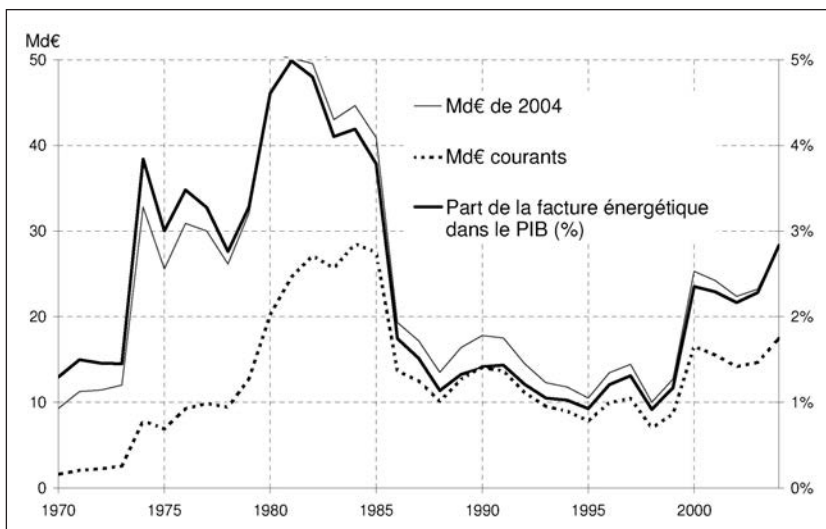
(3) Source : OCDE-AIE, Monthly Oil Market Report, 11 mars 2005 (1 Mbl/j équivaut environ à 50 Mtep/an).

TABLEAU II - Prix moyen annuel par type de pétrole brut (\$/bl)

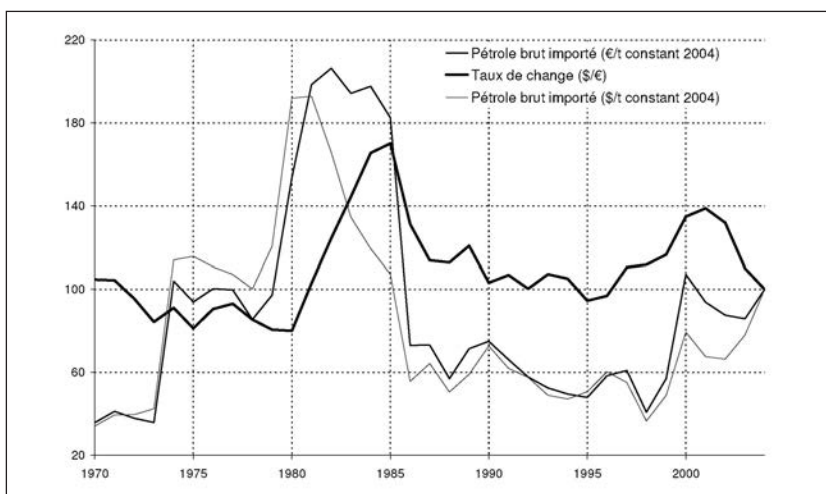
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Dubaï	16,10	18,54	18,15	12,23	17,21	26,33	22,82	24,09	26,78	33,79
Panier OPEP	16,86	20,29	18,68	12,28	17,47	27,60	23,12	24,36	28,10	36,05
Brent daté	17,04	20,65	19,12	12,78	17,84	28,52	24,44	24,95	28,90	38,28
WTI	18,41	22,15	20,62	14,45	19,32	30,35	26,09	26,19	31,07	41,52

TABLEAU III - Prix moyen annuel du Brent daté, en €

	1990	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
En €/t	177,3	105,4	134,5	90,1	131,2	239,0	207,2	197,4	187,6	221,4
En €/bl	19,64	12,96	17,00	11,50	16,82	30,95	27,31	26,49	25,60	30,81



Facture énergétique de la France (import. CAF - export FAB).



Prix moyen du pétrole brut importé et cours du dollar (indices base 100 en 2004).

soit la plus forte hausse depuis 1978), notamment en Amérique du Nord et en Asie, Chine (4) essentiellement ; la raison principale en est la forte accélération de la croissance économique (+4,5 % en 2004, après +3,5 % en 2003 et +2,7 % en 2002) ;

- face à cela, une offre certes en forte augmentation (+4,2 %), mais soumise à des aléas (ouragans dans le Golfe du Mexique, sabotages en Irak) et suscitant certaines inquiétudes qui tendent les prix : très faibles capacités de production additionnelles (restant inutili-

sées) pour l'OPEP en raison d'investissements tardifs, y compris hors OPEP d'ailleurs, tensions géopolitiques (Irak, Venezuela, attentats à Madrid, en Arabie Saoudite...) et sociales (Nigeria, Norvège...);

- des investissements insuffisants ou tardifs également dans le raffinage et le transport, avec une envolée des taux de fret (+40 à +50 % en moyenne) et des goulets d'étranglement récurrents dans le raffinage américain, confronté de plus à une offre trop riche en bruts lourds ; on assiste en effet au déclin de

la Mer du Nord, de -0,30 Mbl/j, et à la montée des bruts du Moyen-Orient, avec comme conséquence une forte décote pour ceux-ci ;

- enfin, la politique de quotas des pays de l'OPEP visant à maintenir un prix du pétrole leur assurant un revenu suffisant en monnaie nationale, malgré la baisse du dollar.

Exprimé en \$/bl, le prix moyen annuel CAF (5) du pétrole brut importé s'est donc envolé (+30 %), comme le cours du Brent daté (+33 %), tandis que celui du dollar perdait -9,1 %, d'où un prix du brut importé en forte hausse de +18,5 % à 229 €/t (après -0,5 % en 2003, -4,5 % en 2002 et -10,8 % en 2001), soit un niveau comparable à celui de 2000.

En moyenne sur les cinq années 2000 à 2004, ce prix avoisine 217 €/t, en hausse de 53 % par rapport à l'année 1997 (139 €/t, euros constants de 2004).

Les prix moyens des produits pétroliers raffinés à l'import augmentent quant à eux de +13,4 % à 281 €/t (5) (après déjà +6,9 % en 2003 et contre une baisse de -7,5 % en 2002), et ceux à l'export sont quasiment stables, avec -0,2 % à 233 €/t, après -5,1 % en 2002.

Gaz naturel

Le coût CAF (6) du gaz naturel importé a suivi le mouvement, avec un retard d'environ 5-6 mois et augmente légèrement : +3,2 % en moyenne sur 2004 (après une hausse de +9 % en 2003), mais avec un fort rebond en fin d'année.

(4) En Chine, la croissance économique s'est accélérée et s'est avérée encore plus « énergivore » que les années antérieures, avec la préparation des JO de 2008 et, de façon générale, la construction d'infrastructures et le boom des immatriculations automobiles. Par ailleurs, face à une demande d'électricité elle aussi en pleine accélération, les centrales au fioul et les petits groupes électrogènes ont tourné à plein.

(5) Prix CAF : coût, assurance, fret. Source Douanes, Département des statistiques et des études économiques

(6) Ratio « facture gazière source douanes / quantités importées, source OE, bilan gazier 2004 » : le ratio de deux statistiques aussi hétérogènes ne peut donner qu'un ordre de grandeur de l'évolution des prix.

Charbon

Depuis le second semestre 2003, les prix spot des charbons vapeurs et cokéfiabiles (7) n'ont cessé de s'envoler : livrée sur le marché de Rotterdam à la fin de l'année 2003, une tonne de charbon vapeur se négociait à plus de 61\$ la tonne CAF (8), contre 35\$/t un an auparavant, soit une progression de près de 75 %. A la fin décembre 2004, l'effervescence du marché charbonnier ne s'est pas démentie, confirmant la persistance du haut de cycle pour ce combustible ; ainsi, le prix du charbon vapeur frôlait les 80 \$/t, soit plus qu'un doublement depuis décembre 2002 ; exprimée en euros, l'évolution est atténuée en Europe (+70 % à 59 €/t) du fait de l'appréciation de l'euro par rapport au dollar US. Ces niveaux jamais égalés depuis 1980 s'expliquent par le renchérissement du prix du fret, qui a connu des niveaux records à la fin 2003 (il a fallu déboursier 29\$ pour le transport d'une tonne de charbon entre le port de Richards Bay en Afrique du Sud et Rotterdam, contre une moyenne de 6\$/t en 2002 et environ 20\$ en ce début d'année), en raison du boom du transport de matières premières et énergétiques vers l'Asie, particulièrement à destination de la Chine. Outre sa production d'électricité, tributaire du charbon à hauteur de 77 %, la Chine a vu sa production d'acier progresser de 23 % en 2004, après +21 % en 2003. Elle est ainsi devenue un importateur net de charbon cokéfiabiles, contribuant à l'assèchement du marché mondial. Du côté de l'offre, les capacités portuaires ont été rapidement saturées. Dans ce contexte, plusieurs projets à travers le monde, notamment en Australie et en Afrique du Sud, visent à mettre sur le marché des quantités supplémentaires de charbon, mais en attendant leur disponibilité, la fièvre des prix ne s'atténue guère.

Le prix de l'ensemble des combustibles minéraux solides importés, à 51 €/t, s'envole (+24,4 %), mais de façon

moins spectaculaire que les cours internationaux. Pour l'approvisionnement des centrales thermiques françaises et des gros industriels, la forte hausse des prix spot n'est en effet pas totalement répercutée sur les opérateurs, du fait des conditions contractuelles et de la dépréciation du dollar ; le prix de la tonne de charbon vapeur libellé en euros bondit pourtant de +40 % (9) en moyenne annuelle sur 2003. Le coke renchérit lui aussi, de +12,6 %.

Electricité

A 3,47 c€/kWh (10) en 2004, le prix de l'électricité exportée rebondit (+4,5 %), après plusieurs années de baisses (-8,4 % en 2003), mais reste inférieur à ses niveaux antérieurs. Cette hausse survient à un moment où les volumes d'exportations nettes de la France tendent à se réduire depuis le record historique de 2002.

Croissance soutenue des importations de combustibles fossiles⁹

Les quantités importées de **pétrole brut** sont quasi stables par rapport à 2003 (-0,3 %, après une forte hausse de +6,8 % en 2003), à l'instar du raffinage qui continue de tourner à plein régime. La Mer du Nord reste le principal fournisseur de la France, avec une part de marché de 29,9 % ; elle continue cependant de reculer (contre un plus haut historique de 37,2 % en 2000), tout comme sa production totale, au profit surtout du Moyen-Orient (Arabie Saoudite, Irak) et de la CEI (principalement le Kazakhstan) ; l'Algérie et la Libye continuent de s'imposer progressivement tandis que le Nigéria voit sa part divisée par deux, même si ses exportations mondiales s'accroissent de 10 %.

Le solde importateur de **produits raffinés** (11) est tout aussi stable : 8,3 Mtep en 2004, après 8,4 Mtep en 2003 et

contre 12,9 Mtep en 2002. L'écart ne cesse de se creuser entre la structure de l'offre par produit des raffineurs et celle de la demande intérieure, tant pour le couple gazole / essence que pour le couple fioul lourd TBTS / BTS-HTS ; ceci contribue toujours plus à accroître le volume des importations et des exportations.

Les exports de FOL HTS et BTS vers les grands ports nord-européens (Pays-Bas...) explosent, les soutes maritimes restant le seul usage encore possible de ces catégories de FOL. Néanmoins, avec notamment les réductions de la teneur en soufre du FOL marine à 1,5 % en mai 2006 pour la Baltique et plus tard pour la Manche, la Mer du Nord et peut-être la Méditerranée, les investissements de Total à Gonfreville et d'Esso à Port-Jérôme-Gravenchon pour des capacités de conversion supplémentaires du FOL permettront de trouver une solution moins provisoire à cette question.

S'agissant du couple essence-FOD/gazole en revanche, en 2002, il s'est consommé 788 tonnes d'essence dans le monde pour 1 000 tonnes de FOD/gazole (contre 868 pour 1 000 en 1990), et les chiffres préliminaires 2004, Chine incluse, laissent prévoir une dégradation de ce ratio ; au-delà de la multiplication des échanges mondiaux, la mise en place de capacités de craquage supplémentaires est inéluctable.

Pour faire face à la hausse de la consommation réelle (+3,1 %) et à la chute de la production nationale, les importations nettes de **gaz** progressent de manière soutenue : +4,2 %, à 499 TWh, après +0,9 % en 2003. Les ori-

(7) Seuls les charbons vapeurs et cokéfiabiles (respectivement pour les centrales électriques et la sidérurgie), sont cotés sur les marchés internationaux, contrairement aux produits à bas pouvoir calorifique (lignite...).

(8) Coût, assurance et fret.

(9) Source Observatoire de l'Energie

(10) Source Douanes, Département des statistiques et des études économiques

(11) données estimées majoritairement à partir de celles des Douanes.

TABLEAU IV - Prix moyen annuel du pétrole brut importé

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
En \$/bl	17,3	20,9	19,4	13,0	17,5	28,6	24,8	24,9	29,7	38,7
En €/t	97	120	126	85	120	228	203	194	193	229

Tableaux relatifs à la facture énergétique (données provisoires pour 2004)

Commerce extérieur de l'énergie en 2004 (en M€, données brutes)

	Importations (CAF)			Exportations (FAB)			Facture (Import-Export)			
	2003	2004	03-04 (%)	2003	2004	03-04 (%)	2003	2004	03-04 (%)	03-04 (M€)
CMS ⁽¹⁾	955	1 445	+51,3	66	156	+135,5	889	1 289	+45,0	+400
Pétrole brut	16 244	19 754	+21,6	17	0	-99,9	16 226	19 754	+21,7	+3 528
Produits pétroliers raffinés	6 871	8 978	+30,7	4 859	5 589	+15,0	2 012	3 389	+68,4	+1 377
Total pétrole	23 115	28 732	+24,3	4 876	5 589	+14,6	18 239	23 143	+26,9	+4 905
Gaz	6 277	6 649	+5,9	334	427	+28,0	5 943	6 222	+4,7	+279
Total pétrole et gaz	29 392	35 381	+20,4	5 210	6 016	+15,5	24 182	29 365	+21,4	+5 184
Électricité	577	690	+19,6	2 807	2 998	+6,8	-2 230	-2 308	+3,5	-78
TOTAL	30 924	37 516	+21,3	8 083	9 170	+13,4	22 841	28 346	+24,1	+5 506

Comparaison de la facture avec quelques agrégats économiques

	1973	1980	1985	1990	1997	2000	2002	2003	2004
Facture énergétique CAF/FAB									
Md€ courants	2,57	20,26	27,53	14,17	13,12	23,54	21,67	22,84	28,35
Md€ constants 2003	12,02	45,84	40,91	17,82	14,46	25,31	22,39	23,25	28,35
Part des importations d'énergie CAF dans les importations totales (CAF)	12,4 %	26,4 %	22,1 %	9,4 %	8,0 %	9,6 %	9,0 %	9,4 %	10,5 %
Nombre de jours d'exportations FAB couvrant la facture énergétique	#N/A	99	73	29	19	26	24	26	30
Part de la facture énergétique dans le PIB total	1,45 %	4,61 %	3,78 %	1,40 %	1,05 %	1,66 %	1,42 %	1,47 %	1,75 %
Cours du dollar US (en euro) (*)	0,679	0,644	1,370	0,830	0,890	1,085	1,062	0,886	0,805

(*) au taux fixe de 1 euro pour 6,55957 FF avant 1999.

Prix moyens (CAF) des énergies importées, en € ou US \$ courants

	1973	1980	1985	1986	1990	1995	1997	2000	2002	2003	2004
CMS (en €/t)	22	42	80	67	55	48	55	49	56	51	64
Pétrole brut :											
- en €/t	18	155	281	118	136	97	126	228	194	193	229
- en \$/bl	3,5	32,9	28,0	15,3	22,4	17,3	19,4	28,6	24,9	29,7	38,7
Produits pétroliers raffinés (en €/t)	31	160	295	150	172	132	174	278	232	248	281
Gaz naturel (en c€/kWh) (*)	0,09	0,73	1,77	1,26	0,79	0,68	0,82	1,02	1,16	1,28	1,32

(*) Ratio « facture gazière source Douanes : quantités importées, source OE, bilan gazier 2004 » : le ratio de deux statistiques aussi hétérogènes ne peut donner qu'un ordre de grandeur de l'évolution des prix.

Prix moyens (CAF) des énergies importées, en € constants 2004 ⁽²⁾

	1973	1980	1985	1986	1990	1995	1997	2000	2002	2003	2004
CMS (en €/t)	103	95	118	95	69	55	61	53	58	52	64
Pétrole brut (€/t)	82	351	417	167	172	110	139	245	200	196	229
Produits pétroliers raffinés (en €/t)	143	362	439	212	217	149	191	299	240	252	281
Gaz naturel (en c€/kWh)	0,41	1,65	2,64	1,79	1,00	0,77	0,90	1,09	1,19	1,30	1,32

(1) CMS : combustibles minéraux solides. (2) Déflateur utilisé : prix du PIB total.

gines des importations, qui sont délicates à estimer dans un marché libéralisé, seraient de 27 % pour la Norvège, 22 % la Russie, 20 % les Pays-Bas et seulement 12 % l'Algérie (-10 points), suite à l'accident du terminal de GNL de Skikda le 19 janvier 2004.

Les importations de **CMS** (12) progressent d'environ 15 % par rapport à 2003. S'agissant de l'origine géographique des importations en 2004, l'Australie conforte sa première place, avec 6 Mt, loin devant l'Afrique du Sud (3,8 Mt), la Colombie (2,8 Mt) et les Etats-Unis (2,2 Mt). A eux seuls, ces quatre pays assurent plus des trois quarts de l'approvisionnement français de houille. Le solde importateur s'accroît de 12 %, principalement pour faire face à l'arrêt définitif de l'extraction charbonnière en France avec la fermeture de la mine de La Houve en avril 2004. Pour mémoire, les importations nettes de 2003 avaient pu être limitées grâce à un important appel aux stocks. Le **solde exportateur d'électricité** recule pour la deuxième année, de -6,6 %, à 62,0 TWh (soit près de 15 TWh en moins par rapport au record de 2002). Ce solde est en baisse pour tous les pays voisins de la France, sauf le Royaume-Uni. En 2004, le premier pays client est l'Italie, à 16,5 TWh, suivie de l'Allemagne, à 15,2 TWh, ces positions étant inversées par rapport à 2003.

Cette évolution résulte surtout d'une baisse de -6,5 % des exportations (-4,8 TWh), qui fait suite à un recul de -9,1 % en 2003. De 72,9 TWh en 2001, les exportations avaient en effet atteint un niveau particulièrement élevé en 2002, avec 80,7 TWh, avant de reculer à 73,4

TWh en 2003, puis à 68,6 TWh en 2004. En 2004, elles représentent ainsi 12,5 % de la production totale nette française d'électricité, après 13,5 % en 2003 et 15,1 % en 2002.

Après avoir quasiment doublé en 2003, les importations reculent de 5,9 % en 2004, s'établissant à 6,5 TWh : il s'agit encore d'un niveau élevé puisque, hormis l'année 2003, il faut remonter à l'année 1990 pour observer un niveau d'importation supérieur (6,7 TWh). Elles représentent ainsi 1,4 % de l'énergie appelée en 2004, après 1,5 % en 2003 et 0,8 % en 2002.

Deux éléments participent indubitablement à l'explication du recul du solde des échanges, malgré la hausse des prix de l'électricité exportée : le dynamisme de la consommation intérieure et l'hydraulicité quasiment aussi faible en 2004 qu'en 2003.

La facture par type d'énergie : pétrole et charbon plombent les comptes de la France en 2004

Les évolutions des volumes et surtout des prix décrites ci-dessus se traduisent en valeur par des hausses pour toutes les énergies (13) :

- forte hausse de la facture pétrolière et gazière, de 21,4 % à 29,36 Md€ (avec une envolée pour la facture pétrolière globale (pétrole brut et produits raffinés : +26,9 %) à 23,14 Md€ et une hausse continue pour la facture gazière, de 4,7 % à 5,89 Md€, après déjà +10,2 % en 2003) ;

- boom de la facture charbonnière, de +45,0 % à 1,29 Md€, avec un niveau comparable à 1991 en euros constants ;
- légère hausse des exportations nettes d'électricité en valeur, de +3,5 %, à 2,31 Md€, qui n'efface pas la chute connue en 2003, de -21 %.

Le poids de la facture

La facture énergétique pèse 1,75 % du PIB français (source INSEE), après 1,47 % en 2003, un niveau élevé comparable à 1986, mais bien inférieur à celui de 1981 (5 %). En moyenne, sur les cinq années 2000 à 2004, le poids de la facture énergétique de la France se situe à un niveau élevé de 1,57 point de PIB, en hausse de 0,52 point par rapport à l'année 1997, dernière année représentative d'un marché pétrolier moins heurté (avant l'effondrement des cours du pétrole puis leur envolée avec le profond changement de stratégie de l'OPEP).

Le poids relatif de la facture énergétique dans les importations s'accroît également fortement : les importations d'énergie CAF ont représenté 10,5 % des importations de toute nature (9,4 % en 2003), niveau en-deçà de celui de 1991 (9,6 %) mais bien inférieur à ceux des années 1974 à 1985, qui dépassaient 20 %.

La facture équivaut à 30 jours d'exportations totales FAB, contre 26 jours en 2003 et 12 jours en 1998 (au plus bas). ●

(12) CMS : Combustibles minéraux solides.

(13) Sauf indication contraire, les chiffres cités dans la présente note (prix et valeurs, y compris le matériel militaire) proviennent des Douanes - Département des statistiques et des études économiques (les données sont incluses à partir de 1994) ; les bilans de l'énergie (en quantités) faisant appel à des sources parfois différentes, des écarts peuvent en résulter.

L'électricité

par Sylvie Scherrer

Observatoire de l'Énergie, DGEMP, Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie

La consommation

La consommation d'électricité primaire corrigée du climat progresse : +2,1 % avec 453,7 TWh. Après le ralentissement des années précédentes, sa croissance reprend : +0,8 % en 2003, +1,2 % en 2002, +2,0 % en 2001, +3,2 % en 2000. L'indice de rigueur est de 0,98, après 0,94 en 2003 et 0,82 en 2002 ; proche de la normale, il entraîne une correction climatique modérée de +1,5 TWh, après +4,4 TWh en 2003 et +14,3 TWh en 2002.

La consommation réelle d'électricité primaire progresse : +2,8 %, après +3,2 % en 2003 et -1,3 % en 2002. Cette hausse a été acquise grâce à la poursuite du recul du solde des échanges (après le pic de 2002) conjuguée à la croissance de la production d'origine nucléaire et, dans une moindre mesure, hydraulique.

La consommation finale énergétique corrigée du climat croît : +1,4 %, après +1,3 % en 2003 et +2,0 % en 2002. Mesurée en données réelles, elle décélère légèrement : +2,1 %, après la forte hausse de l'année précédente (+3,9 %), qui faisait elle-même suite à un recul de 0,8 % en 2002.

Cette hausse est en premier lieu imputable à la consommation du *résidentiel-tertiaire* (les deux-tiers de l'ensemble)

qui, en données corrigées du climat, progresse : +1,5 % après +2,1 % en 2003 et +3,3 % en 2002. Exprimée en termes réels, la consommation dans le résidentiel-tertiaire augmente encore de +2,7 %, après le bond de +6,3 % enregistré en 2003.

L'industrie, hors sidérurgie, progresse : +1,2 %, après deux années de recul (-1,4 % en 2003 et -1,0 % en 2002).

Dans la sidérurgie, la consommation s'accroît modérément, avec une hausse de +0,5 %.

Dans les transports ferroviaires et urbains, la consommation d'électricité est également dynamique : +2,5 %.

La production

La production brute d'électricité primaire s'établit à 514,2 TWh, après 506,3 TWh l'an dernier.

Elle est assurée à 87 % par le nucléaire et à 13 % par l'hydraulique et l'éolien. Après la forte hausse de 1999 (+3,9 %), son rythme de croissance est resté soutenu pendant deux ans (+3,3 % en 2000 et +2,6 % en 2001), avant de décélérer nettement ensuite : +0,6 % en 2002 comme en 2003. En 2004, elle accélère à nouveau légèrement, avec une hausse de 1,6 % (+7,9 TWh).

La contribution du parc nucléaire atteint 448,2 TWh et gagne encore 1,6 %, après +1,0 % en 2003 et +3,7 % en 2002.

La production hydraulique a encore pâti d'un fort déficit d'hydraulicité et ne se reprend que très modérément : +0,8 %, après un recul de 2,3 % en 2003. Elle atteint ainsi à peine les 65,4 TWh.

La production éolienne passe de 0,4 TWh en 2003 à 0,6 TWh en 2004.

La production brute thermique classique recule : -4,3 %. Cette baisse fait suite à deux années de fortes progressions : +8,8 % en 2003 et +12,9 % en 2002, qui compensaient la faiblesse de l'énergie hydraulique. Malgré le recul, la production thermique classique demeure en 2004 à un haut niveau, avec 58,0 TWh. La part de l'électricité thermique à flamme dans la production totale atteint 10 %.

La production totale nette d'électricité s'élève à 547,6 TWh, soit +1,0 % par rapport à 2003 (542,3 TWh).

Elle se répartit en 427,7 TWh nucléaires (78 %), 65,2 TWh hydrauliques et éoliens (12 %) et 54,7 TWh thermiques classiques (10 %).

Le solde des échanges

Avec 62,0 TWh, soit -6,6 %, le solde des échanges s'inscrit en recul de 4,4 TWh par rapport à l'an passé. ●

Bilan statistique

Production brute et consommation d'électricité (Unité : TWh¹)

	1973	1979	1985	1990	1995	2000	2002	2003	2004 p
PRODUCTION NATIONALE	182,4	241,4	344,3	420,1	493,2	540,8	559,2	566,9	572,2
Hydraulique ²	48,1	67,8	64,3	58,3	76,7	72,5	66,7	65,3	66,0
Thermique nucléaire	14,8	40,0	224,1	313,7	377,2	415,2	436,8	441,1	448,2
Thermique classique	119,5	133,6	55,9	48,2	39,2	53,1	55,7	60,6	58,0
SOLDE DES ECHANGES	-3,0	5,7	-23,4	-45,8	-69,8	-69,5	-77,0	-66,4	-62,0
Importations	4,7	16,4	5,5	6,7	2,9	3,7	3,7	7,0	6,5
Exportations	-7,6	-10,8	-28,9	-52,4	-72,7	-73,2	-80,7	-73,4	-68,6
POMPAGES	-0,2	-1,0	-2,5	-4,9	-4,2	-6,6	-7,5	-7,3	-7,3
CONSOMMATION DES AUXILIAIRES	-7,9	-10,4	-15,7	-19,9	-21,8	-24,1	-24,2	-24,6	-24,6
CONSOMMATION INTERIEURE³	171,3	235,6	302,7	349,6	397,3	440,6	450,5	468,6	478,2
dont :									
Pertes de réseau	11,4	16,3	23,3	26,6	29,4	29,9	30,9	31,7	32,1
Tarif Bleu ⁴	45,1	79,1	113,8	127,9	145,5	159,7	166,0	175,7	181,4
Tarifs Vert + Jaune ⁵	114,8	140,2	165,6	195,1	222,4	250,9	253,6	261,1	264,8

p : provisoire
 1 : 1 TWh = 1 milliard de kWh
 2 : Y compris éolien et solaire photovoltaïque
 3 : Consommation intérieure ou Energie appelée (non corrigée du climat) = Production nationale + Solde des échanges - Pompages - Consommation des auxiliaires.
 4 : Jusqu'en 1985, consommation « basse tension »
 5 : Jusqu'en 1985, consommation « haute tension »
 Source : Observatoire de l'Energie d'après RTE, EDF, SNET, CNR, SHEM, ...

Capacité de production d'électricité Puissance maximale en MW (1) en service au 31/12

	2001	2002	2003	2004
Thermique	90 194	90 990	91 082	91 382
nucléaire	63 183	63 273	63 363	63 363
thermique classique	27 011	27 717	27 719	28 019
Hydraulique, éolien et photovoltaïque	25 582	25 803	25 656	25 796

1 : 1 MW = 1 millier de kW
 Source : Observatoire de l'Energie

Consommation finale d'électricité par secteur (Unité : TWh¹)

	1973	%	1979	1985	1990	1995	2000	2002	2003	2004 p	%
Sidérurgie	11,7	7,8	12,6	9,9	10,5	10,4	11,1	11,2	11,7	11,7	2,8 %
Industrie	72,3	48,0	82,6	86,6	105,0	114,1	127,4	128,0	126,2	127,8	30,5 %
Résidentiel-Tertiaire ²	59,2	39,3	102,1	144,1	182,3	212,5	243,7	255,6	261,0	264,9	63,1 %
Agriculture	1,1	0,7	1,5	1,4	2,0	2,5	2,7	3,0	3,4	3,2	0,8 %
Transports	6,4	4,2	6,9	7,4	8,3	8,6	10,4	10,8	11,8	12,1	2,9 %
TOTAL²	150,7	100	205,7	249,4	308,1	348,2	395,4	408,7	414,1	419,7	100 %

p : provisoire
 1 : 1 TWh = 1 milliard de kWh
 2 : corrigée du climat
 Source : Observatoire de l'Energie

Prix de l'électricité dans l'habitat (tarif bleu d'EDF)*Prix de 100 kWh pour une consommation type donnée¹*Unité : euro courants TTC²

			1985	1990	1995	2000	2002	2003	2004
Puissance souscrite	Consommation annuelle	dont en heures creuses							
Simple tarif									
3 kVA	1 200 kWh	-	14,12	14,53	15,57	14,40	14,49	14,67	14,87
6 kVA	1 700 kWh	-	14,55	14,37	15,38	13,68	13,75	13,91	14,10
Double tarif									
6 kVA	3 500 kWh	1 300 kWh	12,16	12,26	13,19	11,68	11,72	11,85	12,01
9 kVA	7 500 kWh	2 500 kWh	11,38	11,70	12,72	11,36	11,40	11,53	11,69
12 kVA	13 000 kWh	5 000 kWh	10,61	10,99	11,97	10,75	10,79	10,91	11,06

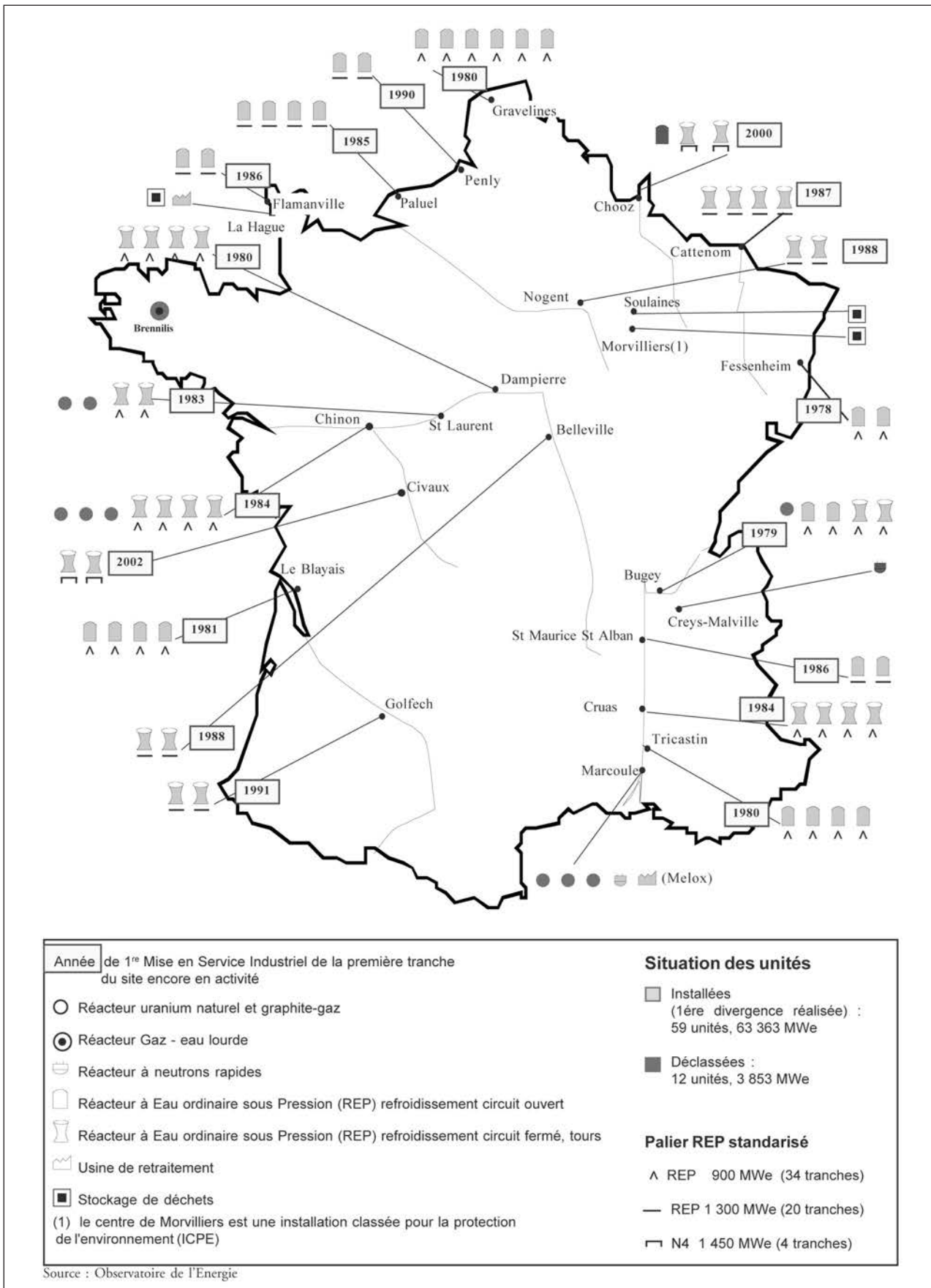
1 : Le prix comprend l'abonnement et les kWh consommés. Il est obtenu par moyenne annuelle des prix en région parisienne.
2 : TVA et taxes perçues pour le compte des collectivités locales incluses.
Source : Observatoire de l'Energie d'après EDF

Prix de l'électricité dans l'industrie (tarif vert A d'EDF)*Prix de 100 kWh pour une consommation type donnée¹*Unité : euro courants hors TVA²

	1985	1990	1995	2000	2002	2003	2004
Client du tarif « A5 » - option base, moyennes utilisations 15 kV - 1 000 kW pendant 3 000 heures Pointe=230, HPH=1 080, HCH=350, HPE=1 060, HCE=280	7,63	7,79	7,90	6,63	6,64	6,74	6,83
Client du tarif « A5 » - option base, longues utilisations 60/90 kV - 10 000 kW pendant 6 000 heures Pointe=340, HPH=1 610, HCH=1 250, HPE=1 700, HCE=1 100	5,56	5,81	6,05	5,13	5,14	5,21	5,28

1 : Le prix comprend les primes fixes et les kWh consommés. Il est obtenu par moyenne annuelle des prix en région parisienne.
HPH = Heures Pleines Hiver, HCH = Heures Creuses Hiver, HPE = Heures Pleines Eté, HCE = Heures Creuses Eté.
2 : Taxes perçues pour le compte des collectivités locales incluses.
Source : Observatoire de l'Energie d'après EDF

LES SITES NUCLÉAIRES EN FRANCE : SITUATION AU 1^{er} JANVIER 2005



Le gaz naturel en France : les principaux résultats en 2004

par Véronique Paquel

Observatoire de l'énergie, DGEMP, Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie

Environnement de l'économie gazière

Ouverture à la concurrence du marché du gaz le 1^{er} juillet 2004 pour tous les professionnels

C'est l'événement majeur de l'année 2004.

Le nombre de clients éligibles est passé de 1 200 au 30 juin à 530 000 le 1^{er}

juillet 2004 en supprimant tout seuil de consommation pour les clients « autres que domestiques ».

Fin 2004, sur l'ensemble des sites éligibles, la part de marché (en volume) des fournisseurs alternatifs est de 15 %. Pour les sites du Sud-Ouest de la France, l'accès des nouveaux fournisseurs demeure difficile, d'où la mise en œuvre des programmes de cession de gaz dits de « *gas release* » : en attendant que les nouvelles infrastructures (Fos 2

et interconnexions avec l'Espagne) créent les conditions nécessaires à un approvisionnement diversifié, Gaz de France et Total se sont engagés à céder pendant trois ans des volumes de gaz à des fournisseurs alternatifs.

Poursuite de la mise en place de textes de référence

De nouveaux décrets sont émis qui concernent le transport (décret n°

Industrie du gaz

Production, disponibilité et répartition du gaz (*)

(unité : GWh)

	1973	1979	1985	1990	2001	2002	2003	2004 (p)
A. Production (a)	156 328	146 590	102 581	68 954	47 573	46 894	43 463	42 161
Gaz naturel	79 979	82 499	57 198	31 282	17 751	17 227	14 596	13 137
Grisou	1 298	1 581	1 434	1 227	1 755	1 506	1 500	1 400
Gaz manufacturé	2 731	109	-	-	-	-	-	-
Gaz de cokerie	26 954	26 347	20 006	15 590	10 974	9 657	9 769	9 370
Gaz de haut fourneau et de convertisseur	45 366	36 054	23 943	20 855	17 093	18 504	17 597	18 254
B. Importations	98 704	192 080	263 693	318 765	461 981	484 517	490 834	500 163
dont :								
- des Pays-Bas	80 704	110 644	76 510	42 326	55 482	57 955	78 300	98 800
- d'Algérie	18 000	33 164	88 183	104 399	111 744	116 570	108 652	62 897
- de Norvège	-	21 746	27 362	63 117	137 276	143 542	142 245	134 521
- de la Russie	-	26 197	71 187	108 923	115 099	117 417	114 622	106 920
- divers	0	329	451	--	42 380	49 033	47 016	97 026
C. Variation des stocks + pertes à la transformation	4 193	3 089	7 035	22 074	- 25 561	9 128	- 8 589	- 5 700
D. Disponible brut (A + B + C)	250 839	335 581	359 239	365 645	535 114	522 283	542 886	548 024
E. Chauffage des fours et autres usages internes	33 383	28 418	21 211	15 445	14 160	14 406	16 224	17 924
F. Gaz non comptabilisé	30 184	3 945	4 320	6 991	8 285	1 769	4 687	- 1 489
G. Disponible net (D - E - F)	187 272	303 218	333 708	343 209	512 669	506 108	521 975	531 599
Répartition du gaz disponible								
Usages domestiques	45 185	69 549	85 948	85 138	142 564	130 778	140 351	147 369
dont : Gaz naturel	37 681	69 316	85 942	85 138	142 564	130 778	140 351	147 369
Usages commerciaux et assimilés	24 420	50 667	75 735	78 879	121 798	121 350	135 380	124 149
dont : Gaz naturel	21 860	50 608	75 732	78 879	121 798	121 350	135 380	142 149
Usages industriels (b)	116 509	181 014	169 128	175 342	237 679	243 888	234 113	237 009
Gaz carburant	137	62	16	2	300	350	490	550
Exportations	1 021	1 926	2 881	8 460	10 328	9 741	11 640	4 522
Total réparti	187 272	303 218	333 708	456 489	512 669	506 108	521 975	531 599
(*) Ce tableau concerne tous les gaz combustibles à l'exclusion des gaz de pétrole liquéfié (GPL) et des gaz de raffinerie. (a) Cette répartition entre industries productrices s'entend après échanges entre ces industries. (b) La répartition des consommations industrielles figure à la page suivante.								
Source : Observatoire de l'Énergie.								

Industrie du gaz

Répartition des consommations industrielles

(unité : GWh)

	1973	1979	1985	1990	2001	2002	2003	2004 (p)
Electricité	43 816	36 575	14 178	12 401	35 533	35 791	35 439	36 086
dont : Gaz naturel	24 872	17 862	2 661	257	21 653	25 318	25 836	26 353
Gaz de cokerie	5 410	5 141	2 355	3 114	2 987	2 326	2 046	2 490
Gaz de haut fourneau et de convertisseur	13 534	13 572	9 162	9 030	7 321	8 146	7 557	7 243
Sidérurgie	23 284	27 389	19 356	17 809	14 185	14 668	13 786	14 582
dont : Gaz naturel	8 766	12 741	8 906	8 615	7 556	7 483	7 333	7 553
Gaz de cokerie	5 902	8 751	7 393	7 494	5 155	5 521	5 101	5 365
Gaz de haut fourneau et de convertisseur	8 616	5 897	3 057	1 760	1 473	1 663	1 351	1 663
Industries mécaniques et constructions électriques	6 557	13 778	15 969	17 380	22 354	20 521	21 279	nd
Industries chimiques et parachimiques	26 744	55 416	63 028	56 584	63 009	57 522	64 516	nd
dont : Gaz naturel	24 749	53 908	60 320	56 056	63 009	57 522	64 516	nd
Gaz de cokerie	1 983	1 507	2 708	528	0	0	0	0
Autres industries	16 108	47 856	56 587	71 108	106 163	115 663	97 492	nd
dont : Gaz naturel	13 984	47 540	56 544	71 939	105 856	115 348	97 453	nd
Ensemble	116 509	181 014	169 128	175 342	237 679	243 888	234 113	237 009
dont : Gaz naturel	72 371	132 051	128 631	136 867	220 427	226 192	216 417	220 247

Source : Observatoire de l'énergie.

2004-994 du 21 septembre 2004), la fourniture (décret n° 2004-250 du 19 mars 2004) ou la distribution (décret n° 2005-22 du 11 janvier 2005, arrêté du 14 janvier 2005). Les tarifs de transport et de distribution transmis par la CRE devraient entrer en vigueur au cours du premier semestre 2005 ; il devrait en être de même pour les tarifs de stockage.

Rationalisation des infrastructures de transport

Depuis le 1^{er} janvier 2005, l'accord entre Total et Gaz de France visant à dénouer leurs participations conjointes dans CFM et dans GSO a pris effet. Cela permet notamment une simplification de la tarification du transport de gaz avec le passage de trois à deux gestionnaires de réseaux de transport et la suppression de deux zones d'équilibre.

La consommation

La consommation totale d'énergie primaire corrigée du climat progresse légèrement : + 1,5 %, mais moins que la croissance de l'économie française, contre +3,2 % en moyenne annuelle depuis 1995.

La consommation réelle d'énergie primaire progresse : de +3,1 % par rapport à 2003 avec 519,6 TWh, la progression étant de 3,5 % en moyenne annuelle depuis 1995.

La production d'électricité au gaz marque le pas : 26,4 TWh de gaz naturel et 9,8 TWh de gaz industriels ont été consommés dans les centrales électriques, contre respectivement 25,8 TWh et 9,6 TWh en 2003 ; il n'y a plus de mise en fonctionnement de nouvelles centrales.

La consommation finale énergétique corrigée du climat augmente : +3,8 % avec 453,0 TWh contre 436,5 TWh en 2003, soit une progression en moyenne annuelle de 3,3 % depuis 1995.

Dans le secteur résidentiel et tertiaire : augmentation de la consommation corrigée du climat : +1,9 %, soit 292,7 TWh contre 287,1 TWh en 2003 ; non corrigée, elle augmente de 5,0 %, l'année 2004 étant marquée par des conditions climatiques plus froides que 2003 pendant les mois où le chauffage fonctionne. Entre 2002 et 2003 le nombre total de clients « résidentiel à usage individuel » a augmenté de 1,4 %, passant de 10,4 millions à 10,6 millions, le nombre de clients du secteur tertiaire a augmenté de 3,9 % (à 525 000) tandis que le nombre de clients « résidentiel à usage collectif » restait stable à 43 700 (résultats des Enquêtes annuelles de l'industrie gazière, réalisées par l'Observatoire de l'énergie). *Dans l'industrie (hors sidérurgie, production d'électricité et usage non énergétique)* : légère croissance (+1,7 %) de la consommation de gaz naturel, qui reflète à la fois la reprise de la croissance de la production industrielle et la substitution du gaz aux produits pétroliers dans certains secteurs. La production de l'agroali-

mentaire, qui consomme près de 20 % du gaz du secteur industriel, n'est en croissance que de 0,7 %, tirée par la production sucrière (+4,9 %) ; la production chimique hors production d'engrais, qui consomme le quart du gaz, progresse de 1,8 % en 2004, la production de papier et carton (près de 11 % de la consommation de gaz) progresse de 2,8 %.

Dans la sidérurgie : forte augmentation de la consommation en gaz naturel : +3 %.

Dans le secteur des transports : trente cinq communes sont équipées de transports en commun consommant du GNV, soit 1 300 bus ; le parc de véhicules utilitaires est d'environ 5 500 pour toute la France. La consommation GNV du secteur (550 GWh contre 490 GWh en 2003) reste encore extrêmement faible par rapport à la consommation totale toutes énergies de ce secteur.

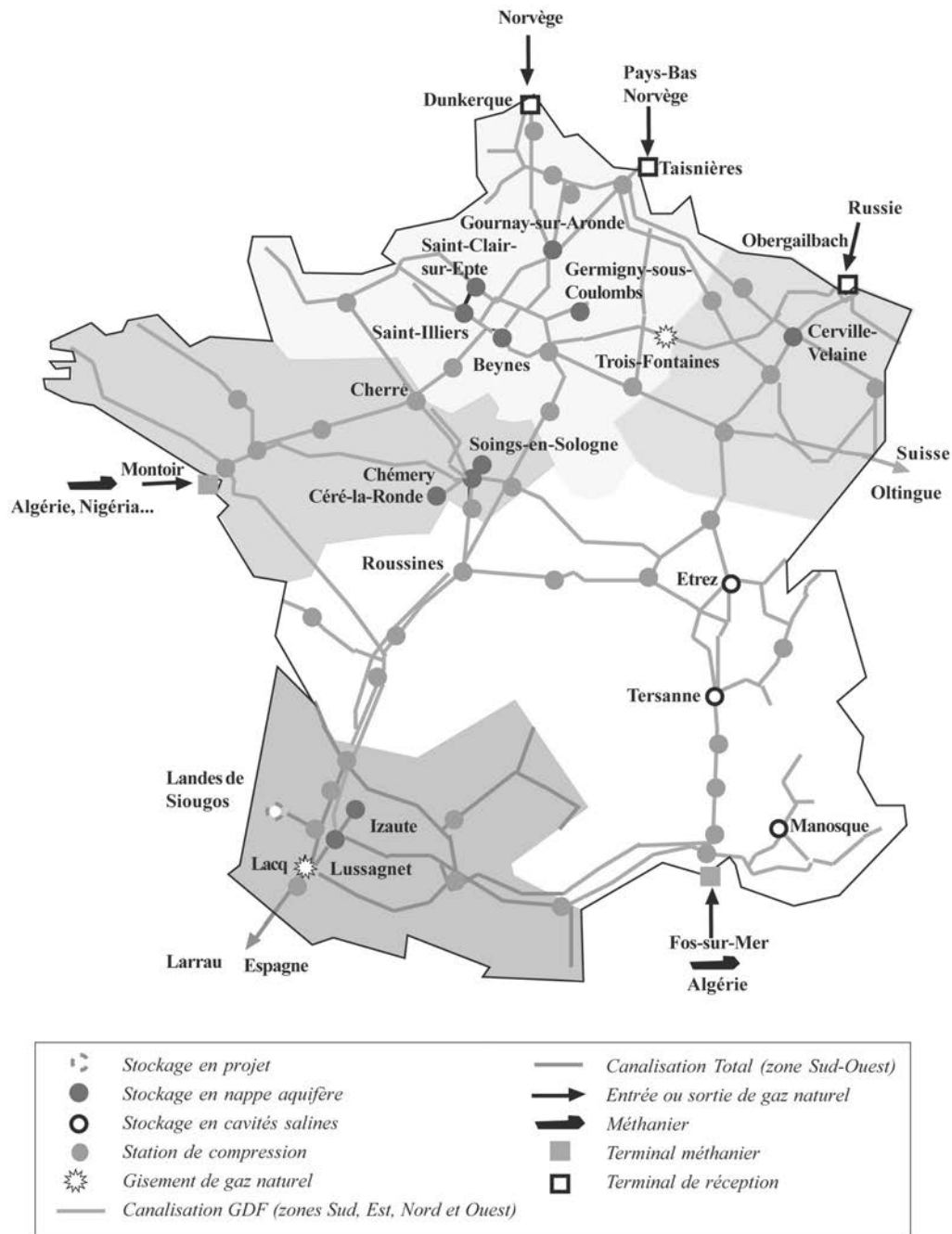
La consommation finale non énergétique progresse légèrement : +1,7 % soit 28,3 TWh, en liaison avec la production des secteurs consommateurs de gaz à l'état de matière première (azote).

Les importations

Les importations (1) ont peu augmenté en 2004 : +2,6 % pour l'ensemble, soit 503,7 TWh contre 490,8 TWh en 2003. Les importations en provenance d'Algérie ont fortement chuté (environ

(1) Il s'agit des seules importations sur le territoire français, contrairement à ce qui était indiqué dans les précédents bilans.

RÉSEAUX DE TRANSPORT, STOCKAGE, COMPRESSION ET PRODUCTION DE GAZ NATUREL DÉBUT 2005



Sources : OE

-28 %) suite à l'accident du 19 janvier 2004 au cours duquel le site de gaz naturel liquéfié (GNL) de Skikda a été partiellement détruit par une explosion. L'approvisionnement de cette provenance a connu des problèmes qui continuent en 2005.

Les importations en provenance des Pays-Bas ont fortement augmenté

(plus de 30 %) du fait de nouveaux contrats entre Gaz de France et Gasunie début 2004. Le poste « autres » paraît particulièrement important en 2004 : l'origine des approvisionnements d'une part des contrats de court terme, qui sont en croissance, et d'autre part, surtout, des fournisseurs alternatifs est mal connue.

Les exportations

Une grande incertitude existe sur le niveau des exportations physiques de gaz depuis le territoire français ; elles sont estimées à 4,5 TWh. Ce niveau n'est pas comparable aux exportations indiquées dans les bilans des années précédentes puisqu'il s'agissait des

ventes à l'étranger dans le cadre de contrats de long terme.

Au total, le solde importateur progresse : +4,2 %, soit 499,2 TWh contre 0,9 % en 2003.

La production

La production nationale continue à diminuer : -9,7 % contre -14,1 % en

2003 et ne représente plus que 2,8 % des disponibilités en gaz naturel.

Les stocks

Les stocks, qui avaient baissé de 8,6 TWh en 2003, ont encore baissé en 2004 de 5,7 TWh, tant en liaison avec l'accroissement de la consommation

réelle due à un climat plus rigoureux en 2004 qu'en 2003 qu'avec la croissance des importations.

Fin décembre 2004, les stocks sont certes à un niveau plus bas qu'en 2003 ; ils représentent cependant 5,7 mois de consommation annuelle moyenne contre 6,2 mois fin 2003, ou encore 3,3 fois la consommation du mois de décembre (contre 3,8 en 2003). ●

Les combustibles minéraux solides

par Sami Louati

Observatoire de l'énergie, DGEMP,

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

Le charbon en France : les principaux résultats provisaires 2004

La consommation

La consommation totale d'énergie primaire corrigée du climat (13,1 Mtep, après 13,6 Mtep en 2003), montre un retrait de -3,6 %, contre +3,5 % en données réelles et ce, après deux hausses consécutives. Cette baisse est à mettre à l'actif des centrales thermiques. Dans le secteur de la production d'électricité (y compris les centrales industrielles) : une baisse de -6,9 %, à 5,5 Mtep, après +10,2 % en 2003 et +15,2 % en 2002. La part des centrales électriques dans la consommation primaire totale de charbon est ramenée à 42 %, après 44 % un an auparavant.

La consommation finale corrigée du climat a connu une légère baisse de -0,9 %, soit près de 6,3 Mtep. Dans la sidérurgie on note une diminution de -1,1 %, à 4,6 Mtep, en dépit du dynamisme dans ce secteur qui voit sa production d'acier brut gagner 5,1 % (61,4 % de parts de marché pour l'acier à oxygène, contre 60,7 % en 2003). Depuis trois ans, la sidérurgie absorbe près des trois quarts de la consommation finale de charbon. Dans l'industrie (hors sidérurgie) on enregistre une hausse, de +1,8 %, à 1,3 Mtep. Dans le résiden-

tiel-tertiaire (y compris les réseaux de chaleur) on note une nouvelle décroissance, -6,2 %, avec 0,41 Mtep.

La production

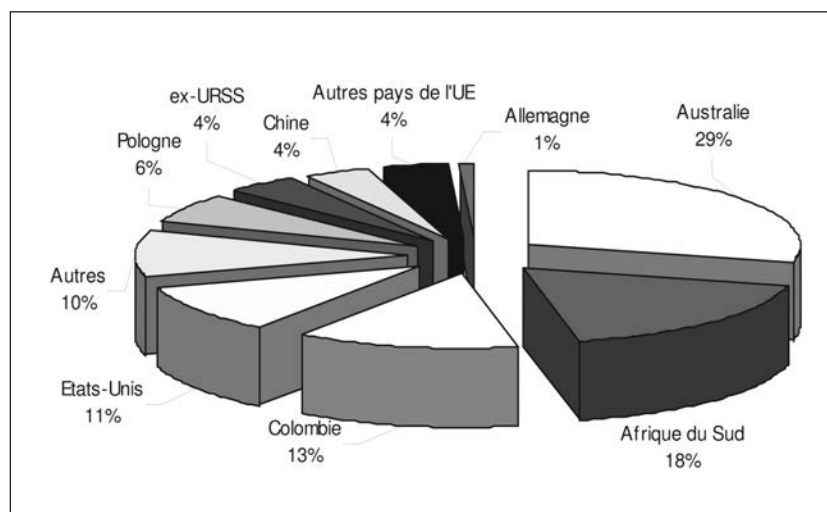
La production primaire de CMS affiche une forte baisse, de -70 %, liée à l'arrêt de l'extraction de charbon en France ; en effet, en application du pacte charbonnier de 1994, la dernière mine exploitée, celle de La Houve dans le bassin lorrain, a cessé toute activité au mois d'avril. La production totalise **387 ktep**, essentiellement *des produits de récupération* valorisés dans les centrales thermiques. Rappelons que l'activité de lignite a été arrêtée depuis la fin janvier 2003.

L'importation

Les importations totales de CMS, à 13,1 Mtep, affichent une forte progression de **+14,5 %**, après -6,0 % en 2003. L'Australie conforte sa première place de premier fournisseur, avec une part de marché de 29 %, suivie de l'Afrique du Sud (18 %), de la Colombie (13 %) et des Etats-Unis (11 %). A eux seuls, ces quatre pays assurent plus des trois quarts de l'approvisionnement français de houille.

Les stocks

Au total pour l'ensemble des produits charbonniers, le déstockage est nettement inférieur à celui de 2003 : -220 ktep, contre -1,18 Mtep un an auparavant. ●



Importations de CMS en 2004 par pays d'origine (13,1 Mtep).

Bilans des combustibles minéraux solides (CMS)

(milliers de tonnes)

	1970	1975	1980	1990	2000	2002	2003	2004 (p)
	RESSOURCES							
Variations des stocks (déstockage).....	1 388	-	-	-	-	-	1 945	380
Importations								
Houille	13 715	17 420	29 424	19 389	18 980	18 142	16 768	19 697
Lignite	-	-	12	69	52	23	42	40
Coke	3 384	2 772	3 018	1 109	1 493	1 347	1 520	1 287
Agglomérés (y compris briquettes de lignite)...	501	221	286	178	80	77	68	76
Total	17 600	20 413	32 740	20 745	20 605	19 589	18 398	21 100
Production primaire								
Extraction de houille	37 354	22 414	18 135	10 487	3 165	1 483	1 730	160 (*)
Produits secondaires récupérés (PR)	484	1 230	2 058	712	638	437	504	712
Extraction de lignite	2 785	3 186	2 585	2 333	297	148	9	-
Total	40 623	26 830	22 778	13 532	4 100	2 068	2 243	872
Total des ressources	59 611	47 243	55 518	34 277	24 706	21 657	22 586	22 352
	EMPLOIS							
Variations des stocks (stockage)	-	4 710	2 479	1 732	720	475	-	
Exportations								
Houille	1 161	518	401	585	89	123	84	94
Lignite	-	-	31	-	-	-	-	-
Coke	853	730	871	383	721	357	417	846
Agglomérés	81	43	6	14	12	6	-	-
Total	2 095	1 291	1 309	982	822	486	501	940
Consommation								
Branche énergie (1)	23 152	19 010	31 294	15 614	11 562	10 476	12 078	11 487
Finale énergétique (2)	34 150	22 024	20 171	15 683	11 440	10 062	9 832	9 774
Finale non énergétique	214	208	265	266	162	158	175	151
Total	57 516	41 242	51 730	31 563	23 164	20 696	22 085	21 412
Total des emplois	59 611	47 243	55 518	34 277	24 706	21 657	22 586	22 352
	VARIATIONS DES STOCKS (3)							
Houille	- 2 132	+ 3 156	+ 2 024	+ 1 212	+ 962	+ 509	- 1 900	- 218
Lignite	+ 479	+ 589	+ 185	+ 308	- 7	- 13	-	-
Coke	+ 251	+ 946	+ 246	+ 209	- 148	- 185	+ 84	- 72
Agglomérés	+ 14	+ 19	+ 24	+ 3	- 17	+ 4	- 6	- 3
Produits récupérés	-	-	-	-	- 70	+ 160	- 123	- 87
Total CMS	- 1 388	+ 4 710	+ 2 479	1 732	+ 720	+ 475	- 1 945	- 380
<p>(1) Y compris centrales électriques industrielles et écart statistique. (2) Consommation non corrigée du climat. (3) Signe += stockage, signe -= déstockage. (P) Résultats provisoire. (*) Arrêt définitif de l'extraction de charbon, en avril 2004, avec la fermeture de la dernière mine située dans le Bassin lorrain. Pour des informations complémentaires en rapport avec la production de charbon (production par bassin, rendements), se reporter aux éditions précédentes. Source : Observatoire de l'énergie.</p>								

Consommation finale énergétique de CMS

(milliers de tonnes)

	1970	1975	1980	1990	2000	2002	2003	2004 (p)
Consommation finale de houille et lignite								
Sidérurgie	1 778	1 516	968	1 729	2 462	2 506	2 439	2 531
Industrie hors centrales	4 944	1 855	1 814	4 043	2 085	1 248	1 409	1 432
Résidentiel, tertiaire	6 277	3 456	2 725	1 725	733	471	545	539
Transports	265	17	9	-	-	-	-	-
Total houille et lignite	13 264	6 844	5 516	7 497	5 280	4 225	4 393	4 502
Consommation finale de coke								
Sidérurgie	13 153	10 680	11 394	6 665	5 327	4 902	4 668	4 503
Industrie hors centrales	1 876	1 196	1 008	670	585	753	659	671
Résidentiel, tertiaire	1 715	913	263	157	50	39	29	21
Transports	29	6	5	-	-	-	-	-
Total coke	16 773	12 795	12 670	7 492	5 962	5 694	5 356	5 195
Consommation finale d'agglomérés								
Sidérurgie	3	1	-	-	-	-	-	-
Industrie hors centrales	29	-	2	-	-	-	-	-
Résidentiel, tertiaire	4 025	2 369	1 979	694	198	143	83	77
Transports	56	13	6	-	-	-	-	-
Total agglomérés *	4 113	2 385	1 985	694	198	143	83	77
Consommation finale de CMS (H, L, C, A)								
Sidérurgie	14 934	12 197	12 362	8 394	7 789	7 408	7 107	7 034
Industrie hors centrales	6 849	3 053	2 822	4 713	2 670	2 001	2 068	2 103
Résidentiel, tertiaire	12 017	6 738	4 967	2 576	981	653	657	637
Transports	350	36	20	-	-	-	-	-
Total CMS	34 150	22 024	20 171	15 683	11 440	10 062	9 832	9 774

* Y compris briquettes de lignite.
Source : Observatoire de l'énergie.

Transformation

(milliers de tonnes)

	1970	1975	1980	1990	2000	2002	2003	2004 (p)
Enfournement de houille								
Cokéfaction	18 745	15 221	14 781	9 515	7 229	6 405	6 062	6 077
Agglomération	4 116	2 698	1 649	383	115	68	43	39
Production de coke et d'agglomérés								
Production de coke	14 152	11 445	11 118	7 197	5 235	4 552	4 601	4 616
Production d'agglomérés	4 302	2 795	1 757	554	121	70	41	35
dont : usines minières (1)	3 503	2 300	1 338	430	70	18	4	-
usines non minières	799	495	419	124	51	52	37	35
Consommation de houille et lignite des centrales électriques								
Centrales minières (2)	6 652	5 949	8 285	5 002	3 582	2 027	3 343	3 496
Centrales EDF	10 062	8 840	18 744	7 783	6 287	6 310	5 908	5 180
Centrales sidérurgiques	590	182	62	86	-	-	-	-
Centrales industrielles	445	99	548	221	556	505	496	525
Total centrales électriques	17 749	15 070	27 639	13 092	10 425	8 842	9 747	9 201
dont lignite	2 306	2 597	2 381	1 843	267	160	9	-

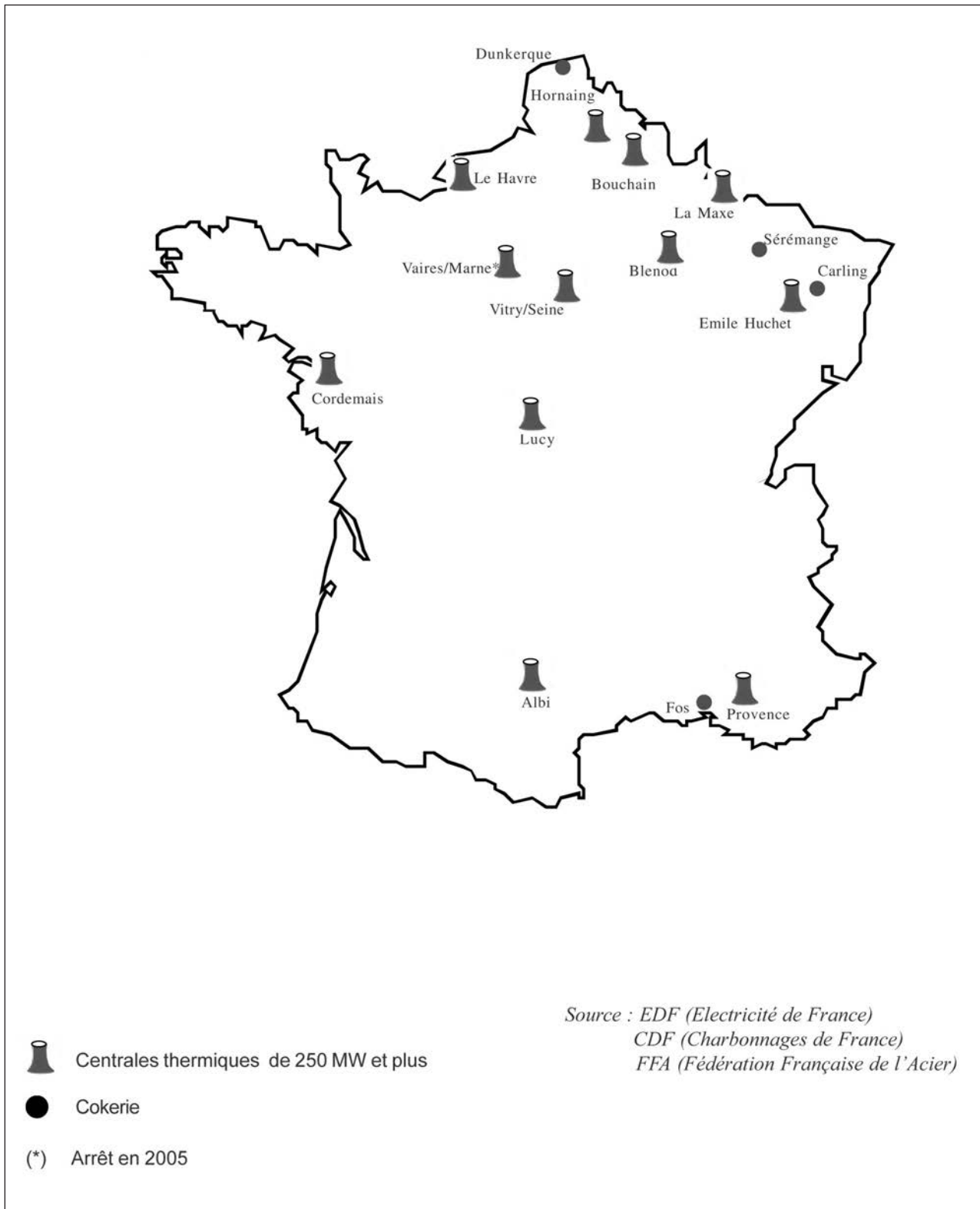
(1) Y compris Agglocentre et Agglonord (filiales de Charbonnages de France) fermés respectivement en 2002 et 2000.
(2) Y compris des produits de récupération.
Source : Observatoire de l'énergie.

Importations de combustibles minéraux solides

Provenances		1970	1975	1980	1990	2000	2002	2003	2004 (p)
Allemagne (RF)	Houille	6 100	5 521	5 376	1 536				
	Coke	3 085	2 246	2 344	434				
	Agglomérés	14	29	104	110				
	Lignite	301	182	156	131				
	Total	9 500	7 978	7 980	2 211	190	390	183	175
Pologne	Houille	1 533	3 745	3 449	395	} 1 645	1 143	869	1 357
	Coke	-	-	-	-				
Pays-bas	Houille	495	9	-	32				
	Coke	162	338	284	206				
	Agglomérés	134	-	-	-				
	Lignite	-	-	-	-				
	Total	791	347	284	238	56	222	84	84
Belgique	Houille	108	174	61	191				
	Coke	87	89	167	283				
	Agglomérés	52	10	21	1				
	Total	247	273	249	475	581	394	406	446
Italie	Coke	45	41	24	34				
	Agglomérés	-	-	5	-				
	Total	45	41	29	34	48	47	68	69
Royaume-Uni	Houille	500	795	1 462	311				
	Coke	-	35	19	-				
	Agglomérés	-	-	-	-				
	Total	500	830	1 481	311	108	89	88	74
Espagne Portugal Divers	Coke	-	-	-	9	} 86	63	57	134
	Coke	-	-	-	-				
	Houille	-	-	-	-				
Ensemble des pays de l'UE	Houille	7 203	6 499	6 899	2 070				
	Coke	3 379	2 749	2 838	966				
	Agglomérés	200	39	130	111				
	Lignite	301	182	156	131(2)				
	Total	12 616	13 214	13 472	3 673	2 714	2 347	1 758	2 360
Afrique du Sud	Houille	111	704	9 139	864	4 523	4 869	4 030	3 812
Australie	Houille	46	1 136	1 646	3 552	3 841	4 589	4 527	6 014
Canada	Houille	-	323	-	688	} 625	403	250	365
	Coke	-	-	19	-				
Viêt-Nam	Houille	-	-	-	15	130	115	229	231
CEI	Houille	1 454	1 683	781	777	375	347	373	917
Etats-Unis	Houille	3 340	3 328	7 376	6 604	} 3 356	1 890	2 109	2 236
	Coke	5	18	158	-				
Colombie	Houille	-	-	-	2 033	} 1 914	1 611	2 331	2 840
	Coke	-	-	-	-				
Venezuela	Houille	-	-	-	560	748	772	427	450
Chine	Houille				1 776	} 1 541	1 335	1 303	838
	Coke				108				
Pays divers	Houille	28	2	146	57	} 838	1 310	1 061	1 037
	Coke	-	5	3	34				
	Agglomérés	-	-	-	-				
	Brique de lignite	-	-	-	5				
Ensemble tous pays	Houille	13 715	17 420	29 436	19 390				
	Coke	3 384	2 772	3 018	1 107				
	Agglomérés	200	39	130	111				
	Lignite	301	182	156	136				
	Total	17 600	20 413	32 740	20 745	20 605	19 589	18 398	21 100

Source : Observatoire de l'énergie.

L'industrie charbonnière en France : extraction de charbon, production de coke et d'électricité Situation au 1^{er} janvier 2005

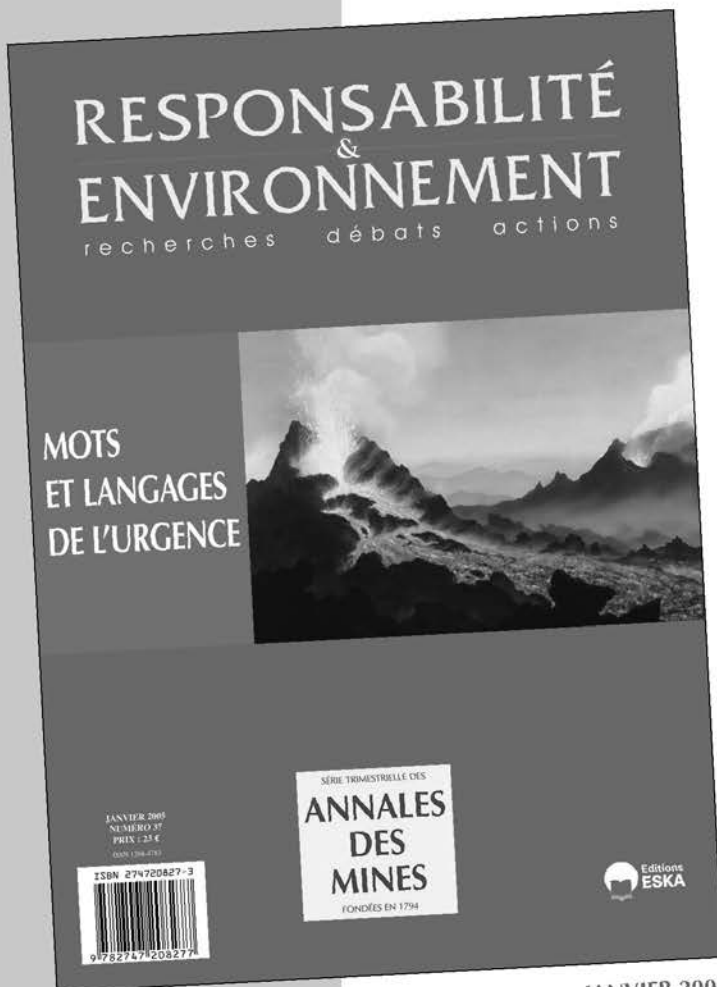


RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

recherches débats actions

SOMMAIRE

- Le Tsunami, l'urgence et le temps long
Paul-Henri Bourrelier
- Effet de serre : est-il urgent d'attendre ?
Jean-Louis Zentelin
- Les nouveaux horizons de la sécurité industrielle
Raphaël Baumler
- Les urgences à l'aéroport Paris-Charles De Gaulle
Philippe Bargain
L'aide médicale d'urgence en France : une belle histoire mais...
Jean-Claude Deslandes
- Le langage de et dans l'urgence
Marie Berchoud
- Urgence et retour d'expériences : un apport stratégique
Danièle Trauman
- Urgence et médias. La gestion des médias en situation de crise
Philippe Madelin
- L'usage de la modélisation d'accompagnement dans la gestion de l'eau à l'épreuve du modèle des forums hybrides : le projet Phylou
Annabelle Boutet, Olivier Barreteau, Flavie Cernesson, Patrice Garin
- L'urgence au miroir de la philosophie
Kenneth Helt



JANVIER 2005
ISSN 1268-4783
ISBN 2-7472-0827-3

BULLETIN DE COMMANDE

A retourner aux Éditions ESKA, 12, rue du Quatre-Septembre, 75002 PARIS

Tél. : 01 42 86 55 73 - Fax : 01 42 60 45 35 - <http://www.eska.fr>

Je désire recevoir exemplaire(s) du numéro de Responsabilité & Environnement janvier 2005 - numéro 37 (ISBN 2-7472-0827-3) au prix unitaire de 23 € TTC.

Je joins un chèque bancaire à l'ordre des Éditions ESKA
 un virement postal aux Éditions ESKA CCP PARIS 1667-494-Z

Nom Prénom

Adresse

Code postal Ville

Les hydrocarbures

par Louis Meuric

Adjoint au secrétaire général de l'Observatoire de l'énergie, DGEMP,
Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie

Le pétrole en France : les principaux résultats en 2004

Prix à la consommation

Fioul domestique : +15,3 % (+6,5 % en 2003) ;
Gazole : +11,4 % (+2,7 % en 2003) ;
Essence : +4,3 % (+0,2 % en 2003) ;
Sous les effets contraires de la forte baisse du dollar et de l'envolée du pétrole, les prix à la consommation des produits raffinés ont amplifié leur hausse en 2004.

La consommation

En 2004, la consommation totale primaire corrigée du climat stagne : -0,2 % à 92,8 Mtep, alors que de 2000 à 2003 un certain recul d'environ 1 % par an s'était amorcé.

La consommation totale primaire avait progressé d'environ 0,9 % par an depuis le contre-choc pétrolier de 1985, à l'exception d'une courte stagnation en 1995-1996.

La consommation finale énergétique (1) de produits raffinés hors usages non énergétiques et branche énergie, stagne, elle aussi : -0,2 % à 73,2 Mtep.

Le secteur de l'industrie y compris sidérurgie (et hors pétrochimie) atténue la chute de sa consommation en 2004 de -1,3 %, à 6,1 Mtep après une baisse tendancielle d'environ -4,5 % depuis 1999, avec même une forte consommation de coke de pétrole et de brais par les cimenteries dont l'activité est tirée par celle de la construction ; la relance de l'activité industrielle hors énergie (2) contribue aussi à ce mouvement, avec un effet de structure global de +2,5 % ; les dernières substitutions massives aux fiouls lourds (FOL) souffrés semblent avoir été effectuées : les ventes de FOL HTS et BTS s'établissent à envi-

ron 230 kt en 2004 (7,8 % du marché), contre 590 kt en 2003 et encore 1 652 kt en 2002 et 2 014 kt en 2001.

Le secteur résidentiel-tertiaire atténue lui aussi sa chute, de -2,8 %, à 15,4 Mtep, après -6,7 % en 2003, en partie du fait de la relance des commerces-services (+2,0 %, hors éducation, après +0,7 % en 2003) (3).

Le secteur de l'agriculture relance légèrement sa consommation : +2,2 % à 2,3 Mtep, après une forte baisse en 2003 du fait de la sécheresse (-6,7 %).

Dans le secteur des transports, la consommation en produits pétroliers a connu un rebond technique de +0,7 % à 49,35 Mtep après la baisse historique de 2003 (-1,2 %), surtout du fait des transports aériens (+5,1 % pour les carburateurs) qui, en 2003, avaient été marqués par des mouvements sociaux, les difficultés de plusieurs compagnies intérieures, le marasme économique, la guerre en Irak et l'incertitude quant à la sécurité sanitaire (SRAS) ; la relance du transport routier et fluvial, tirée par la reprise économique et la chute du fret ferroviaire, contribue également à ce redressement.

Pour l'ensemble des véhicules particuliers (essence et diesel) on note par ailleurs la forte baisse des consommations unitaires depuis deux ans : -1,5 % (3) en litres/100km (-1,8 % en 2003, -0,9 % en 2002, -0,3 % en 2001), du fait de la diésélisation accrue du parc, bien sûr, mais aussi en raison du respect toujours plus strict des vitesses limitées. Par ailleurs, le parc continue de ralentir sa croissance : +1,3 %, après +1,5 % en 2003 +1,9 % en 2002.

La consommation totale de produits raffinés stagne elle aussi : -0,4 % (y compris pétrochimie et centrales électriques classiques).

Les importations

Les importations nettes de pétrole brut et de produits raffinés ont baissé de -0,4 % à 93,5 Mtep.

Les importations de pétrole brut ont baissé de -0,3 %, après +6,8 % en 2003, à l'instar du raffinage qui maintient une bonne activité. La Mer du Nord reste le principal fournisseur de la France, avec une part de marché de 29,9 % ; elle continue cependant de reculer (contre un plus haut de 37,2 % en 2000), tout comme sa production totale, au profit surtout du Moyen-Orient (Arabie Saoudite, Irak) et de la CEI (principalement le Kazakhstan) ; l'Algérie et la Libye continuent de s'imposer progressivement tandis que le Nigeria voit sa part divisée par deux, même si ses exportations mondiales s'accroissent de 10 %.

Le solde importateur de produits raffinés montre une stabilité à 8,3 Mtep en 2004, après 8,4 Mtep en 2003 et jusqu'à 12,9 Mtep en 1999.

Prix du brut importé

On enregistre une forte hausse (+18,5 % à 229 €/t) : exprimé en \$/bl, le prix moyen annuel CAF (4) du pétrole brut importé s'est envolé (+30 %), comme le cours du Brent (+33 %), tandis que celui du dollar perdait -9 %.

La production

La production nationale d'huile à 1 143 kt, poursuit sa baisse : -6,6 %, après -7,4 % en 2003 et -4,7 % en 2002, tout comme celle d'hydrocarbures extraits du gaz naturel : -6 % par rapport à une année 2003 pourtant marquée par d'importants arrêts de maintenance (-10 %).

(1) Sans tenir compte des variations de stocks chez les consommateurs finals.

(2) Source INSEE.

(3) Source SECODIP.

(4) CAF : coût, assurance, fret - Source Douanes, Département des statistiques et des études économiques.

Le raffinage

En 2004, les raffineries ont continué de bien fonctionner, ce malgré des arrêts techniques et la mise en place des nouvelles normes européennes sur les carburants : 86,8 Mt de brut traité (après 86,1 Mt en 2003 et seulement 81,5 Mt en 2002), soit un taux d'utilisation de la capacité de distillation atmosphérique

de 89 %⁶ en 2004, après 88 % en 2003 et contre 83 % en 2002. En effet, la marge de raffinage a même atteint 30 €/t en 2004, après 21 €/t en 2003 et contre 11 €/t en 2002.

Les stocks

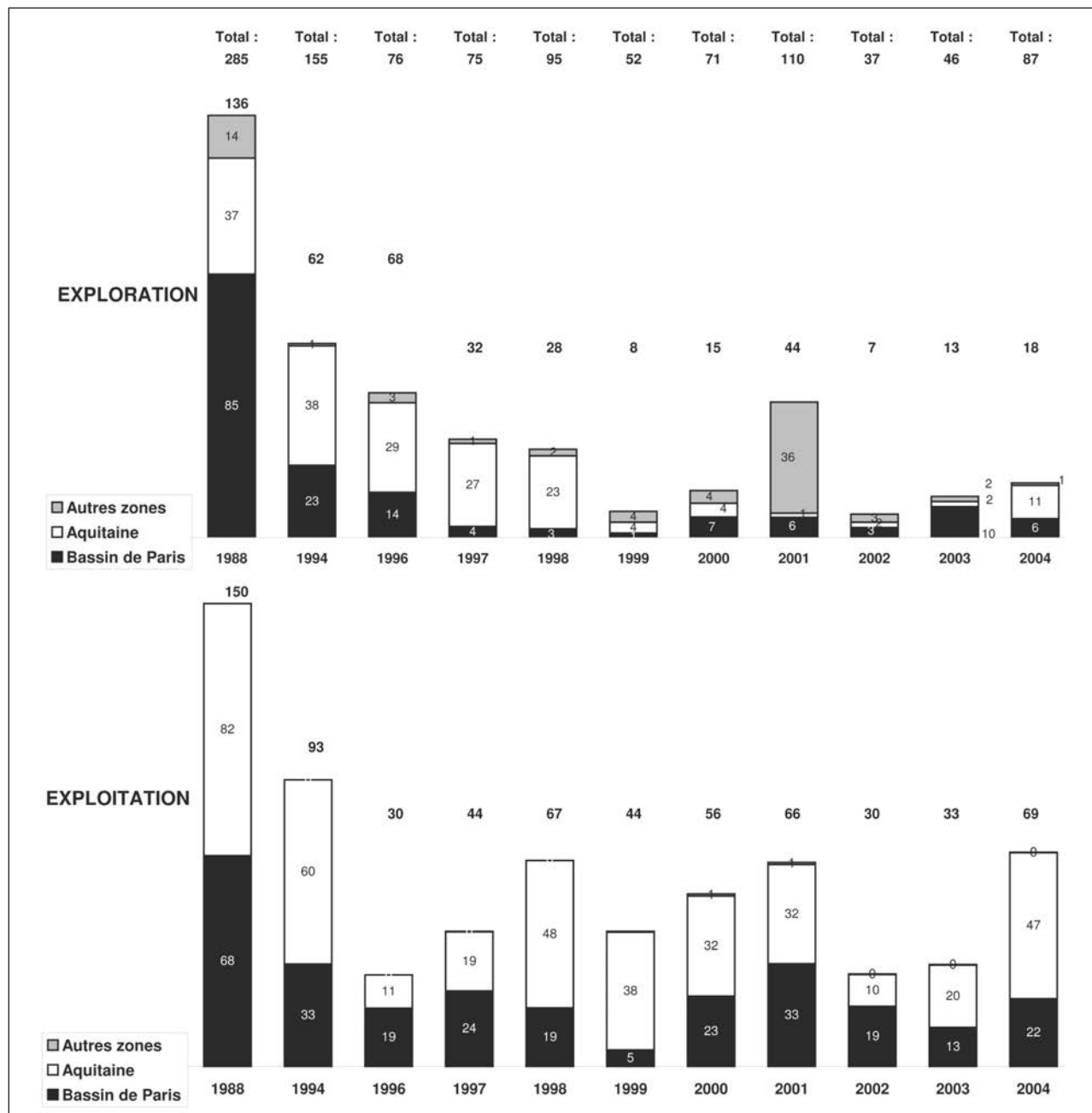
Les stocks de pétrole brut et de produits raffinés ont été légèrement entamés sur

l'ensemble de l'année 2004, respectivement, de 0,4 Mtep et de 0,2 Mtep (5) vraisemblablement en raison d'un hiver un peu plus froid qu'en 2003 ainsi que de la hausse des prix.

(5) Chez les raffineurs, les distributeurs et EDF, hors consommateurs finals.

Exploration - Exploitation

Investissements (en millions d'euros)



Source : DGEMP - DIREM

Pétrole brut : production et approvisionnement

Structure des réceptions de produits à distiller

(unité : million de tonnes)

Pays	1973		1985		1990		2000		2002		2003		2004	
		% du total des récept.		% du total des récept.		% du total des récept.		% du total des récept.		% du total des récept.		% du total des récept.		% du total des récept.
Total des réceptions	134,92	100,0	74,34	100,0	73,43	100,0	85,6	100,0	80,0	100,0	85,5	100,0	85,2	100,0
Proche-Orient	96,43	71,5	21,73	29,4	31,72	43,2	31,6	36,9	23,0	28,7	21,1	24,7	23,2	27,2
Arabie Saoudite	30,17	22,4	5,97	8,1	15,15	20,6	15,2	17,8	10,6	13,2	11,2	13,2	12,6	14,7
Irak	18,68	13,8	6,38	8,6	2,95	4,0	7,2	8,4	4,4	5,5	0,8	0,9	1,5	1,8
Iran	10,82	8,0	4,08	5,5	9,08	12,4	5,2	6,0	3,8	4,8	5,8	6,8	6,4	7,5
EAU-Oman	15,87	11,8	2,11	2,9	1,93	2,6	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Qatar	3,1	2,5	1,64	2,2	0,22	0,3	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-
Syrie	0,59	0,4	0,49	0,7	2,16	2,9	2,5	2,9	2,5	3,1	1,1	1,3	1,1	1,2
Koweït	15,48	11,5	0,55	0,7	0,00	0,0	1,4	1,6	1,6	2,0	2,1	2,5	1,7	2,0
Autres	1,41	1,0	0,51	0,7	0,23	0,3	0,0	0,0	-	-	-	-	-	-
Afrique du Nord							6,3	7,4	5,8	7,3	9,9	11,6	10,3	12,1
Algérie	11,10	8,2	3,58	4,8	3,05	4,2	3,5	4,1	3,6	4,5	5,9	6,9	6,0	7,1
Libye	6,49	4,8	3,06	4,1	2,95	4,0	2,4	2,9	1,6	2,0	3,6	4,2	4,1	4,8
Tunisie	0,29	0,2	0,37	0,5	0,16	0,2	0,4	0,5	0,5	0,6	0,2	0,3	0,2	0,2
Egypte	-	-	2,01	2,53	1,01	1,4	-	-	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1	0,1
Afrique Noire							7,6	8,8	10,2	12,8	8,8	10,3	6,2	7,3
Nigeria	12,59	9,3	8,08	10,9	3,11	4,2	4,8	5,7	4,3	5,4	5,3	6,2	2,6	3,1
Gabon, Congo	-	-	2,59	3,5	4,85	6,6	0,3	0,4	1,2	1,4	0,2	0,3	0,3	0,4
Cameroun, Angola	2,36	1,7	3,45	4,7	5,83	7,9	2,2	2,6	4,2	5,2	3,2	3,7	3,1	3,6
Autres							0,2	0,2	0,6	0,7	0,1	0,1	0,2	0,2
Autres							40,2	46,9	41,0	51,3	45,7	53,4	45,4	53,3
Norvège	0,19	0,1	4,20	5,6	5,76	7,9	21,1	24,7	16,2	20,3	16,2	18,9	15,6	18,3
Royaume-Uni	-	0,0	14,90	20,0	4,66	6,4	9,9	11,6	9,1	11,4	8,9	10,4	8,8	10,3
CEI	3,36	2,5	4,08	5,5	6,25	8,5	8,0	9,3	14,4	18,0	17,7	20,7	19,2	22,6
Venezuela	1,80	1,3	0,64	0,9	0,45	0,6	-	-	-	-	0,1	0,2	-	-
Mexique	-	-	2,65	3,6	2,49	3,4	-	-	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1
Autres pays	0,31	0,2	3,00	4,1	1,13	1,6	1,1	1,3	1,2	1,5	2,6	3,1	1,7	2,0

Source : Observatoire de l'énergie.

Evolution de l'approvisionnement en produits à distiller

(en millions de tonnes)

	1995	2000	2001	2002	2003	2004
Importations pour besoins français	78,0	85,6	86,4	80,0	85,4	85,2
dont :						
- Pétrole brut et condensats	76,9	85,5	86,3	80,0	85,4	85,2
- APD	1,1	0,2	0,1	0,0	0,0	-
Importations au titre du façonnage	-	-	-	-	-	-
Production française de pétrole brut	2,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,1
Variations de stocks de pétrole brut	0,0	-0,1	0,0	0,2	-0,5	0,4
Total	80,5	87,0	87,8	81,6	86,2	86,7

Source : Observatoire de l'énergie.

Les produits raffinés

Evolution de l'approvisionnement en produits raffinés

(en millions de tonnes)

	1995	2000	2002	2003	2004
Production nette des raffineries	74,2	80,3	76,2	80,8	81,4
Réceptions (1)	27,5	30,1	32,1	29,2	29,5
Expéditions	14,2	19,2	19,1	20,6	21,3
Variations de stocks (2)	0,2	1,1	0,7	0,0	-0,2
Total	87,7	92,2	89,9	89,3	89,3

(1) N.c. rachats sur façonnage, inclus dans la production.

(2) Raffinage et distribution

Source : Observatoire de l'énergie / DIREM.

Production nette des raffineries françaises (1)

(en millions de tonnes)

En millions de tonnes	1995	2000	2002	2003	2004
Production nette totale	74,2	80,3	76,2	80,8	81,4
dont :					
GPL	2,2	2,6	2,1	2,5	2,5
Essence et super	16,9	16,5	15,1	15,5	15,3
dont sans plomb.....	9,3	15,9	14,9	15,3	15,1
Naphta pour vapocraqueur	4,3	5,9	5,4	6,1	0,0
Carburéacteur	5,6	6,1	5,1	5,2	0,0
Gazole	19,5	22,0	21,8	23,3	0,0
Fuel domestique FOD (2).....	11,0	12,5	12,3	13,1	5,7
Gazole + FOD	30,5	34,5	34,1	36,3	5,6
Fuel lourd industriel BTS/TBTS (3)	2,4	3,6	3,5	0,0	21,8
Fuel lourd industriel HTS (4)	4,9	4,4	3,7	0,0	12,6
Fuel lourd de soutes (IF)	2,2	2,3	2,1	2,8	34,4
Total fuel lourd	9,5	10,3	9,3	9,8	3,5
Lubrifiants	1,9	1,8	1,7	1,8	3,7
Bitumes	3,1	3,7	3,5	3,5	3,7

(1) Production brute - autoconsommation.....

(2) Comprend le Diesel Marine Léger (DML).

(3) Teneur en soufre < 2 %.

(4) Fuel > 2 %.

Source : Observatoire de l'énergie / DIREM.

Production de gaz naturel (1) et d'hydrocarbures extraits du gaz naturel

Gaz naturel	1975	1980	1990	2000	2002	2003	2004
Production de gaz brut (millions de m ³)	10 612	10 827	4 334	2 808	2 649	2 306	2 149
Produits finis obtenus :							
Gaz épuré (millions de m ³)	7 358	7 539	2 963	1 771	1 664	1 422	1 254
Poduits pétroliers (en 1 000 t)	758	833	352	173	177	159	150
Soufre (en 1 000 t)	1 762	1 830	667	548	547	459	422

(1) non compris le grisou de Gazonor.

Source : DIREM.

Les énergies renouvelables en France : les principaux résultats en 2004

par **Hélène Thiénard**

Observatoire de l'énergie, DGEMP, Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie

Le bilan « spécifique » des énergies renouvelables (ENR) diffère du bilan officiel de l'énergie dans la mesure où :

- il fait la synthèse des productions électriques et thermiques d'origine renouvelable ;
- il recense les productions d'énergies renouvelables primaires ou secondaires, lorsqu'elles font l'objet d'une transformation ;
- il détaille les usages (électriques et/ou thermiques) réservés à chacune des productions d'énergie renouvelable, ainsi que la contribution des ENR à la satisfaction des besoins des différents consommateurs d'énergie (résidentiel, industrie, agriculture...).

La mise à jour annuelle de ce bilan (1) permet de suivre et de mesurer l'avancement des programmes soutenus par les pouvoirs publics en matière d'utilisation et de valorisation des énergies renouvelables.

La production

La production d'électricité d'origine renouvelable s'accroît légèrement : +1,4 % avec 71,2 TWh, après 70,2 TWh en 2003, année qui avait connu elle aussi une faible production hydraulique. Cette hausse de 1 TWh provient pour moitié de la production hydraulique (65,4 TWh contre 64,9 TWh en 2003 en hausse de 0,8 %), l'autre moitié revenant à l'éolien pour 0,2 TWh (0,6 TWh contre 0,4 en 2003) et aux autres productions électriques d'origine thermique pour 0,3 TWh (5,2 TWh contre 4,9 TWh en 2003).

L'hydraulique représente en effet 92 % de la production électrique, les déchets urbains 4,7 %, le bois et déchets de bois 1,9 %, l'éolien 0,8 %, le biogaz et

le solaire photovoltaïque assurant la part résiduelle.

L'année 2004 restera marquée par :

- une production hydraulique à nouveau très faible, à peine plus élevée que celle de 2003 (la plus basse de ces douze dernières années), liée à un manque de pluviosité durant l'automne notamment ;
- la poursuite d'une croissance sensible de l'électricité issue de toutes les filières d'énergies renouvelables d'origine thermique (+5,5 %) ; la valorisation électrique des déchets urbains notamment se poursuit dans les nouvelles unités de traitement au détriment de la chaleur ; elle s'élève à 3,3 TWh en 2004, soit un doublement sur les cinq dernières années ;
- une progression de 47 % de la production d'électricité éolienne (573 GWh contre 391 GWh en 2003), la puissance installée progressant pour sa part de 61 % (356 MW au 31 décembre) ;
- une forte poussée du solaire photovoltaïque relié au réseau pour la seconde année consécutive ; les surfaces de capteurs installés se sont accrues de 50 % en 2004 (2210 kWc contre 1483 kWc en 2003).

La production thermique d'origine renouvelable (y compris les biocarburants) augmente modérément : +2,5 % avec 10,5 Mtep (contre 10,2 Mtep en 2003), en liaison avec une légère hausse de la consommation de bois de chauffage des ménages, liée à un climat un peu plus frais pendant les mois de chauffage qu'en 2003.

Elle est assurée principalement par le bois et les déchets de bois (82 % à 8,6 Mtep), et dans une moindre mesure par les déchets urbains (8 %), des biocarburants (4 %) et des pompes à chaleur (3 %). La part résiduelle concerne le solaire thermique, la géothermie, le biogaz et les résidus de récoltes.

On notera pour 2004 :

- la poursuite de la montée en puissance du programme Hélios 2006 (ou « Plan soleil 2000-2006 ») conduit par l'ADEME, avec l'installation de 53 000 m² de capteurs solaires thermiques, soit une progression de 36 % par rapport à l'année précédente ;
- une stagnation des productions thermiques issues de la géothermie, du biogaz et des déchets de récolte ;
- le ralentissement de la croissance de la production de chaleur en provenance des déchets urbains (+1 %), après plusieurs années de forte progression, dans un contexte de stabilisation de la cogénération ;
- un intérêt grandissant pour les pompes à chaleur, avec l'installation de plus de 15 000 pompes à chaleur supplémentaires en 2004 ;
- une augmentation sensible de la production de biocarburants (+12 %), dont une partie a été exportée, principalement vers l'Allemagne et l'Italie ;
- une légère hausse à climat réel, de l'utilisation de bois de chauffage des ménages compte tenu d'un climat un peu moins clément qu'en 2003, mais une baisse tendancielle globale, à climat normal, semble toutefois se confirmer. Étant donné l'impossibilité d'estimer les stocks de bois constitués par les détaillants et les particuliers, on adopte par convention que la production est égale à la consommation de bois combustible. Le manque de données disponibles à ce jour concernant la consommation des ménages rend les résultats fragiles. On note en revanche la progression toujours soutenue des installations de chaufferies collectives et industrielles (328 chaufferies au bois

(1) L'actualisation des bilans repose dans certaines filières sur des enquêtes à périodicité variable, ce qui peut engendrer des révisions assez sensibles.

engagées contre 273 en 2003, pour une puissance de 167 MW dans le cadre du « Plan bois énergie 2000-2006 », également conduit par l'ADEME.

La consommation des ENR thermiques

La consommation finale d'énergies renouvelables thermiques est stable à 10,4 Mtep (la part de l'électricité produite à partir des ENRt est comptabilisée dans le poste électricité).

La part du résidentiel-tertiaire reste dominante avec 83 % de la consommation finale en 2004, suivie par l'industrie (13 %), les transports (3 %) et l'agriculture (0,5 %).

Résidentiel-tertiaire : progression très légère avec 8,5 Mtep (8,3 Mtep en 2003) en liaison avec la faible hausse de consommation du bois de chauffe des ménages, qui représente encore 88 % de la consommation de ce secteur ; la part des déchets urbains (7 %) par l'intermédiaire des réseaux de chaleur reste stable, celle du solaire thermique,

des pompes à chaleur et de la géothermie reste faible.

Industrie : très légère progression avec 1,3 Mtep, à la faveur d'une activité assez soutenue dans les industries du bois (indice de production industrielle – IPI – en hausse de 2,5 %) et de la mise en service d'un nombre croissant de chaufferies bois industrielles (« Plan bois énergie »).

Secteur des transports : la consommation de biocarburants stagne à 0,35 Mtep, dans un contexte d'exonérations fiscales toujours contingentes. ●

Bilan statistique*

Unité : ktep

	1980	1990	1995	2000	2002	2003	2004 p
A. Production d'énergie primaire (1)	14 750	16 464	18 457	17 995	17 461	17 959	18 328
Hydraulique	6 079	4 981	6 596	6 226	5 715	5 579	5 626
Eolien	0	0	0	7	23	34	49
Solaire (2)	7	19	20	17	16	17	20
Géothermie	11	110	132	126	128	129	130
Pompes à chaleur	13	307	272	213	272	291	314
Déchets urbains solides	572	1 146	1 442	1 858	2 043	2 088	2 133
Bois et déchets de bois	7 926	9 730	9 632	8 896	8 495	9 002	9 180
Résidus de récoltes hors bagasse	66	67	77	75	77	77	77
Biogaz	76	104	118	238	329	343	353
Biocarburants	0	0	168	340	363	399	446
B. Solde commerce extérieur (biocarburants)	0	0	0	8	-17	-49	-93
C. Total disponibilités (A+B)	14 750	16 464	18 457	18 003	17 444	17 910	18 235
D. EnR mobilisées pour produire de l'électricité (3)	6 321	5 510	7 326	7 290	6 950	6 863	6 935
E. Usages internes + pertes et ajustement	549	731	769	910	996	1 017	1 064
F. Disponibilités des ENR d'origine thermique (C-D-E) (4)	7 880	10 223	10 362	9 769	9 498	10 030	10 236
Répartition de la consommation finale des ENR d'origine thermique (4)							
Résidentiel-tertiaire (5)	6 867	8 935	8 851	8 087	7 838	8 345	8 518
dont bois et déchets de bois	6 587	8 088	7 915	7 203	6 852	7 328	7 466
Industries	971	1 240	1 292	1 284	1 258	1 279	1 308
dont bois et déchets de bois	904	1 105	1 140	1 120	1 089	1 109	1 138
Agriculture	42	48	51	51	56	56	56
dont bois et déchets de bois	40	40	40	40	40	40	40
Transports	0	0	168	347	346	350	354
Total consommation finale (5)	7 880	10 223	10 362	9 769	9 498	10 030	10 236

* France métropolitaine (DOM exclus).

(1) Ensemble des productions électriques et thermiques d'origine renouvelable (1 GWh = 0,086 ktep).

(2) Solaire thermique et photovoltaïque.

(3) Energies renouvelables d'origine électrique (hydraulique, éolienne, solaire photovoltaïque) ou thermique mobilisées pour produire de l'électricité.

(4) Energies renouvelables d'origine thermique utilisées sous forme de chaleur ou de force motrice (biocarburants).

(5) Il s'agit de consommations réelles, sans corrections climatiques.

Source : Observatoire de l'énergie d'après CEREN, ADEME, EDF.

Energie éolienne raccordée au réseau électrique en métropole et dans les DOM/TOM

	1990	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004 p
Puissance installée (MW) :												
- au cours de l'année	0,1	0,0	0,0	3,2	1,9	7,8	10,2	43,1	27,0	53,1	101,8	135,4
- parc total en cumul	0,1	2,9	2,9	6,1	8,0	15,8	25,9	69,0	96,0	149,0	250,9	386,2
dont cumul DOM/TOM	-	-	-	0,5	2,0	2,0	9,2	13,3	13,8	17,1	29,9	29,9
Production annuelle (GWh) :												
dont DOM/TOM	0,2	4,6	4,6	7,8	13,3	22,5	52,7	99,5	158,1	309,9	435,1	616,6
	-	-	-	0,5	3,0	4,0	16,8	23,2	28,1	41,9	45,1	44,6

p : provisoire - Source : ADEME/EDF.

Energie solaire thermique en métropole et dans les DOM

Unité : 1000 m²

	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004 p
Surface de capteurs en service	599	637	624	623	626	629	660	716	783
dont DOM	33	47	78	94	113	126	161	201	236

p : provisoire
Source : Observatoire de l'Energie d'après Observ'ER

Solaire thermique - Etat d'avancement du Plan Soleil 2000-2006 (en Métropole)

	2000	2001	2002	2003	2004 p	cumul 2000-2004
CESI (1) : nombre d'unités installées	800	2 500	3 800	5 300	8 000	20 400
: surface de capteur (1000 m ²)	2,8	10,8	14,9	25,0	37,0	90,5
SSC (2) : surface installée (1000 m ²)	2,0	3,4	4,5	6,0	10,0	25,9
ECS collective (3) : surface installée (1000 m ²)	1,6	3,5	4,0	8,0	6,0	23,1
Total surface (1000 m ²)	6,4	17,7	23,4	39,0	53,0	139,5

p : provisoire. 1 : chauffe-eau solaire individuel. 2 : système solaire combiné (chauffage + eau chaude). 3 : eau chaude solaire collective.
Les objectifs de ce plan fixent pour 2006 l'installation de 550 000 m² de capteurs installés ou 30 000 chauffe-eau solaires individuels par an et 500 à 1 000 unités par an de chauffage combiné eau chaude et habitat. Pour l'habitat collectif et le tertiaire, l'objectif réside dans l'installation de 15 000 m² de capteurs par an.
Source : ADEME/ENERPLAN

Consommation annuelle de biocarburants

Unité : millier de tep

	1992	1995	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Filière éthanol : ETBE (1)	6,5	64,7	154,8	157,7	154,3	154,2	131,6	136,7
Filière ester : EMHV (2)	0,6	143,3	230,0	287,9	289,9	288,2	301,0	302,4

1 : l'éthanol, produit à partir de blé ou de betteraves, est transformé sous forme d'éther par adjonction d'isobutène. On obtient de l'ETBE (Ethyl-Tertio-Butyl-Ether) que l'on peut incorporer aux essences (oxygénation des carburants) dans un rapport de 5 à 15 %.
2 : les huiles végétales, telles que le colza en France permettent d'obtenir, par transformation chimique, des esters méthyliques ou diesters : EMHV (Ester Méthylique d'Huile Végétale) que l'on peut incorporer au gazole (oxygénation des carburants) dans un rapport de 5 à 15 %.
Source : Observatoire de l'Energie d'après DIREM

Etat des réalisations des usines de traitement de déchets avec récupération d'énergie

	1995	1997	1998	1999	2000 *	2002 p
Nombre d'installations	94	98	104	110	109	112
Tonnage annuel traité (en 1000 tonnes)	8 012	8 415	8 671	9 830	10 319	11 352
Quantité d'énergie vendue (GWh)	9 837	8 000	8 194	8 716	9 642	11 959

p : provisoire. * Depuis l'année 2000, l'enquête ITOM est réalisée tous les deux ans
Source : ADEME d'après l'inventaire des unités de traitement des ordures ménagères (ITOM).

Consommation de bois de chauffage dans le secteur résidentiel*

unité : million de stères

	1992	1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003 p
résidences principales :	63,9	57,4	56,3	56,1	53,5	54,7	52,0	49,7
- base	23,5	16,4	18,6	20,5	21,7	22,2	20,0	17,9
- appoint	19,7	15,9	14,0	15,1	15,6	17,8	17,6	17,6
- associé	20,7	25,1	23,7	20,5	16,2	14,8	14,4	14,2
résidences secondaires	2,9	2,7	2,4	2,5	2,8	3,2	3,3	3,3
total résidentiel	66,8	60,1	58,7	58,6	56,3	57,8	55,3	53,0

* A climat normal

Source : CEREN

For our english-speaking readers

ENERGY IN FRANCE AND THE WORLD

Trends

Energy markets: A glut or shortage?

Claude Mandil

Although fossil fuels do not risk being exhausted soon, the specter of scarcity is haunting the oil market. This market has fallen victim to a historical shortage of investments and a rising demand that is less elastic than expected. Moreover, higher oil prices seem to have no effect on investment decisions, nor on consumer behavior. Should we resignedly accept prices rising up to one or even two hundred dollars a barrel? And should we passively accept having poor countries pay for the thoughtlessness of wealthy lands?

The contribution of petroleum technology to increasing the world's oil reserves and supply

Olivier Appert and Jacqueline Lecourtier

To satisfy a growing demand for energy, technological innovation is the key for increasing the reserves and supply of petroleum in the world. We will thus be able to profit from this source of energy for several more decades. And our society will have the time needed to learn how to tap other sources and to make the indispensable transition toward them.

Energy efficiency in France: An international comparison

Michel Potier

Major disparities exist between OECD countries in terms of energy efficiency. How does France rank in relation to its principal partners? The answer depends on the type of indicator. Macroeconomic indicators can serve as the grounds for introducing incentives to improve the marginal efficiency in an industry or sector; but they are of little use in a country, like the United States, characterized by a structural lack of efficiency in energy consumption. Recent technicoeconomic indicators shed more light on the savings made or to be made in energy consumption.

Controlling energy and the fight against climatic change: What consequences for R&D?

Yves Bamberger

After a decline since the early 1990s, R&D in the field of energy is now making advances along the path to "sustainable development". Research is focusing on four poles: reducing the need for energy; improving the modes of production and developing new ones; and working out a global conception that takes into account all the elements in a system.

Facts and figures in 2004

Statistics, a section coordinated by Richard Lavergne and Louis Meuric, Observatoire de l'Énergie.

An unsere deutschsprachigen Leser...

DIE ENERGIE IN FRANKREICH UND IN DER WELT

Tendenzen

Die Energiemärkte : Überfluss oder Verknappung ?

Claude Mandil

Obwohl keine Gefahr besteht, dass das Ende der geologischen Ressourcen bevorsteht, geht in den Sphären der Erdölmärkte das Gespenst der Verknappung um : denn der Markt leidet unter einer historischen Unzulänglichkeit an Investitionsbemühungen, und die Nachfrage ist höher und unelastischer als vorhergesehen. Außerdem scheint der Anstieg der Ölpreise keinerlei Auswirkung auf die Investitionsentscheidungen und das Verbraucherverhalten zu haben. Aber muss man sich deshalb damit abfinden, die Preise auf die 100 oder sogar auf die 300 Dollar zutreiben und die armen Länder für die Inkonsequenzen der reichen Länder zahlen zu lassen ?

Der Beitrag der Erdöltechnologien zur Erschließung und Vermehrung der weltweiten Erdölressourcen

Olivier Appert und Jacqueline Lecourtier

Angesichts der steigenden Energienachfrage ist die technologische Innovation der Schlüssel zum Problem der Erschließung und Vermehrung der weltweiten Erdölressourcen : sie wird es möglich machen, dass das Energiepotential der Kohlenwasserstoffe noch auf Jahrzehnte hinaus genutzt werden kann, und wird überdies der Gesellschaft noch die nötige Zeit gewähren, damit die Beherrschung anderer Energiequellen und somit der unabdingbare energetische Wandel sichergestellt werden kann.

Die energetische Effizienz Frankreichs : ein internationaler Vergleich

Michel Potier

Zwischen den Ländern der OECD bestehen hinsichtlich der energetischen Effizienz beträchtliche Unterschiede. Welchen Platz nimmt Frankreich im Vergleich mit seinen wichtigsten Partnern ein ? Die Antwort hängt vom jeweiligen Indikatortyp ab. Makroökonomische Indikatoren sind nützlich, um Anreize zur Verbesserung der Grenzleistung einer Branche oder eines Sektors zu geben, sie sind jedoch nicht sehr hilfreich, wenn ein Land eine beträchtliche strukturell bedingte energetische Ineffizienz aufweist, wie die Vereinigten Staaten. Die jüngeren technisch-ökonomischen Indikatoren erlauben eine genauere Wertung der erreichten oder der zu erreichenden Energieeinsparungen.

Die Beherrschung der Energie und der Kampf gegen den Klimawandel : welches sind die Folgen für Forschung & Entwicklung ?

Yves Bamberger

Nach einem Rückgang der Forschungstätigkeit auf dem Gebiet der Energie seit Anfang der 90er Jahre wird heute der Aufwand für Forschung & Entwicklung wieder erhöht, um auf dem Weg der „nachhaltigen Entwicklung“ voranzukommen. Die Forschung ist auf vier Ziele ausgerichtet : die Reduzierung des energetischen Bedarfs, die Verbesserung der Produktionsweisen, die Entwicklung neuer Produktionsweisen und schließlich die Beherrschung einer globalen Konzeption, die es erlaubt, die Gesamtheit der Elemente eines Systems zu berücksichtigen : zum Beispiel das System „Bauwesen“ oder Straßenverkehr.

Fakten und Zahlen, 2004

Statistischer Teil, koordiniert von Richard Lavergne und Louis Meuric, Observatoire de l'énergie.

A nuestros lectores de lengua española...

LA ENERGÍA EN FRANCIA Y EN EL MUNDO

Tendencias

Los mercados de la energía: ¿abundancia o escasez?

Claude Mandil

Aunque no haya un riesgo cercano de agotamiento de los recursos geológicos, el espectro de la escasez se hace sentir en los mercados petroleros. De hecho, el mercado es víctima de una insuficiencia histórica del esfuerzo de inversión, y la demanda es más considerable e inflexible de lo que se esperaba. Por otra parte, el alza de los precios del petróleo parece no tener ningún efecto en las decisiones de inversión, ni en el comportamiento de los consumidores. Sin embargo, ¿es una razón para dejar que los precios se aproximen de los 100 o 300 dólares, y hacer que los países pobres paguen las inconsecuencias de los países ricos?

El aporte de las tecnologías petroleras a la renovación y el crecimiento de los recursos petroleros mundiales

Olivier Appert y Jacqueline Lecourtier

Para responder a una demanda de energía creciente, la innovación tecnológica es la clave del problema del aumento y la renovación de los recursos petroleros mundiales. Esta innovación permitirá beneficiar del potencial energético de los hidrocarburos aún durante muchas décadas y, paralelamente, dará a nuestra sociedad el tiempo necesario para adquirir el conocimiento de otras fuentes de energía y garantizar así las transiciones energéticas indispensables.

Eficacia energética francesa: una comparación internacional

Michel Potier

Existen disparidades considerables entre los países de la OCDE en materia de eficacia energética. ¿En qué lugar se sitúa Francia, con relación a sus principales asociados? La respuesta depende del tipo de indicadores que se utilice. Los indicadores macroeconómicos son útiles para subrayar el aumento de la eficacia marginal de un sector, pero no son de gran ayuda cuando un país se caracteriza por una gran ineficacia energética estructural, como es el caso de los Estados Unidos. Los indicadores técnico-económicos, más recientes, aportan una luz más fina sobre los ahorros de energía realizados o por realizar.

El control de la energía y la lucha contra el cambio climático: ¿cuáles son las consecuencias para la Investigación y Desarrollo?

Yves Bamberger

Después de una disminución de las investigaciones en el campo de la energía desde el inicio de los años 90, un nuevo impulso de los trabajos de I&D parece sentirse actualmente; en especial en el contexto del "desarrollo sostenible". Las investigaciones se orientan en torno a cuatro ejes: la reducción de las necesidades energéticas, la mejora de los modos de producción, el desarrollo de nuevos modos productivos, y, por último, el control de una concepción global que permita tomar en cuenta el conjunto de elementos de un sistema: sistema marítimo o de carreteras, por ejemplo.

Hechos y cifras del 2004

Sección estadística coordinada por Richard Lavergne y Louis Meuric, Observatorio francés de la energía.

НАШИМ ЧИТАТЕЛЯМ, ГОВОРЯЩИМ ПО-РУССКИ

Энергетика во Франции и в мире

Тенденции

Рынки энергии: изобилие или нехватка?

Клод Мандиль

Хотя нам и не грозит опасность скорого истощения геологических ресурсов, призрак нехватки энергии витает сегодня над залами нефтяных рынков: действительно, рынок является жертвой исторически сложившейся недостаточности инвестиционных усилий, а спрос выше и неравномернее, чем предполагалось. Кроме того, похоже, что рост цен на нефть никак не влияет на инвестиционные решения, ни на поведение потребителей. Можно ли смириться с тем, что цены будут подниматься до 100, даже до 300 долларов, и заставлять бедные страны платить за непоследовательность политики богатых?

Вклад нефтяных технологий в восстановление и увеличение мировых нефтяных ресурсов

Оливье Анпер и Жаклин Лекуртье

Перед лицом растущей потребности в энергии, технологическое новаторство является ключом к решению проблемы увеличения и восстановления мировых нефтяных ресурсов: оно позволит пользоваться энергетическим потенциалом углеводородов в течение многих десятилетий, и одновременно предоставит нашему обществу время, необходимое для овладения другими источниками энергии, чтобы обеспечить таким образом необходимую смену энергоресурсов.

Энергетическая эффективность Франции: международное сравнение

Мишель Потье

Существует большой разброс между странами ОЭСР в области энергетической эффективности. Каково положение во Франции в сравнении с ее основными партнерами? Ответ зависит от типа выбранного критерия. Макроэкономические критерии полезны как побудители улучшения маргинальной эффективности какой-либо отрасли или сектора промышленности, но от них нет большой пользы в случае, когда страна характеризуется структурной энергетической неэффективностью, как например Соединенные Штаты. Техничко-экономические показатели, введенные сравнительно недавно, могут помочь определить достигнутую или запланированную экономию энергии.

Овладение энергией и борьба с климатическими изменениями: каковы последствия для научного поиска и развития?

Ив Бамберже

После сокращения исследований в области энергии в начале девяностых годов, сегодня наблюдается подъем в этой области, для продвижения на пути «приемлемого развития». Ученые ориентируются на четыре полюса: сокращение потребностей в энергии, улучшение способов производства, развитие новых продуктивных методов и, наконец, овладение глобальной концепцией, позволяющей учитывать совокупность элементов системы: например, система строительства или дорог.

Факты и цифры в 2004 г.

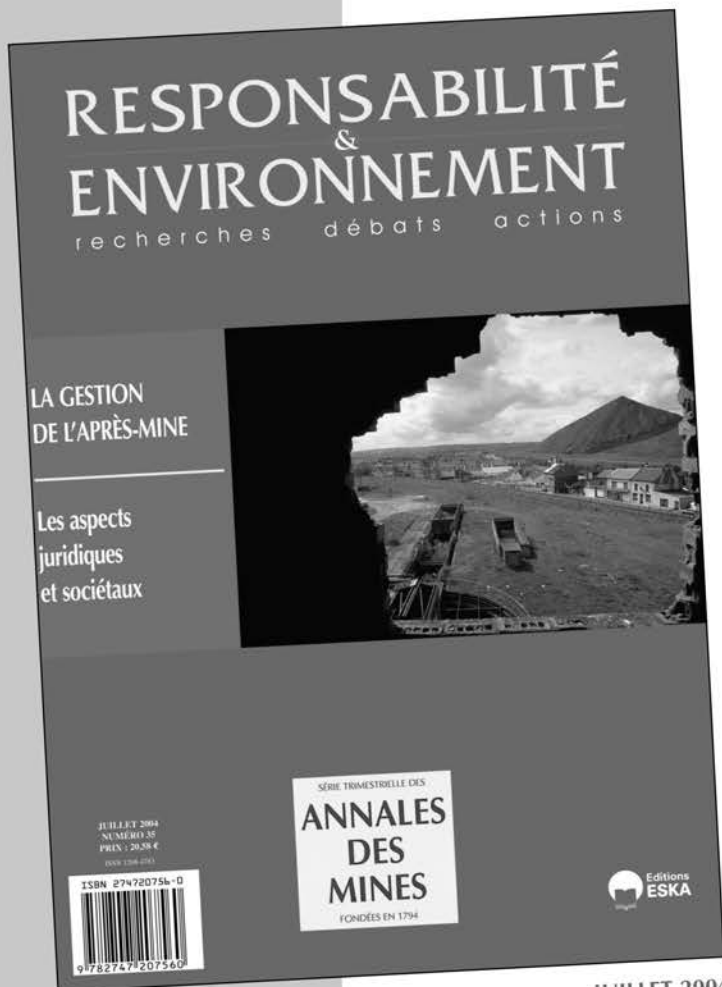
Статистический раздел, координируемый Ришаром Лавернь и Луи Мерик, Энергетический информационный центр.

RESPONSABILITÉ & ENVIRONNEMENT

recherches débats actions

SOMMAIRE

- La gestion de l'après-mine. Exemples étrangers
Dominique Petit
- Les risques de responsabilités des anciens exploitants. Mise en œuvre d'un plan de prévention des risques juridiques
Yvon Martinet
- Impacts psychosociaux des risques d'affaissements miniers. Anxiété, perception de l'environnement et accès à l'information
Virginie Dodeler, Cyril Tarquinio
- Les apports du Conseil d'Etat dans l'interprétation des dispositions du Code minier relatives à l'arrêt définitif des travaux
Geneviève Couderc, Sophie Sanvee
- L'EPF Lorraine, un opérateur du programme « après-mines » en Lorraine
Didier Charpentier
- La réhabilitation de sites miniers fermés dans le bassin houiller de la Rhénanie du Nord/Westphalie
Andreas Mennekes, Klaus Bekemeier



JUILLET 2004
ISSN 1268-4783
ISBN 2-7472-0756-0

BULLETIN DE COMMANDE

A retourner aux Éditions ESKA, 12, rue du Quatre-Septembre, 75002 PARIS

Tél. : 01 42 86 55 73 - Fax : 01 42 60 45 35 - <http://www.eska.fr>

Je désire recevoir exemplaire(s) du numéro de Responsabilité & Environnement juillet 2004 - numéro 35 (ISBN 2-7472-0756-0) au prix unitaire de 20,58 € TTC.

Je joins un chèque bancaire à l'ordre des Éditions ESKA
 un virement postal aux Éditions ESKA CCP PARIS 1667-494-Z

Nom Prénom

Adresse

Code postal Ville

R É A L I T É S INDUSTRIELLES

une série des Annales des Mines

SOMMAIRE

Quel avenir pour la coopération scientifique bilatérale ?

Introduction

Mosaïque et miroir, *Claude Trink*

Les enjeux

Une coopération scientifique et de recherche face aux défis de la globalisation, *Christian Thimonier*

Le bilatéral et le multilatéral en coopération scientifique internationale : l'un ne va pas sans l'autre, *Pierre Paul Baskevitch*

Le 7^e programme cadre de recherche et de développement technologique (PC7), *Alain Quévieux*

La coopération internationale dans l'industrie pétrolière : prêt à porter ou haute couture ?, *Claude Jablon*

Les dispositifs transverses

Les programmes d'actions intégrées, *Bastiaan de Laat et Katharina Warta*

Les outils de la coopération européenne et internationale du CNRS, *Minh-Hà Pham-Delègue, Anne d'Albis, Claire Giraud et Jean-Luc Clément*

Ariel, un outil original de coopération internationale, *Jacques Lévy*

Des exemples de coopération bilatérale

L'association généraliste entre la Suède et la France, *Erik Sandewall et Bertil Aronsson*

Une association avec priorité sectorielle entre la Finlande et la France, *Marie Aronson et Pekka Silvennoinen*

La Fondation franco-norvégienne pour la recherche scientifique et technique et le développement industriel,

Finn A. Hvistendahl,

Encadré : *Claire Tutenuit, Encadré : Daniel Decroocq*

Trois instruments de coopération scientifique franco-italienne la France au niveau moyen européen ?, *Jean-Claude Arditti et Jean Favero*

Le CEFIPRA : un outil exceptionnel au service de la coopération scientifique entre l'Inde et la France, *P.S. Mony*

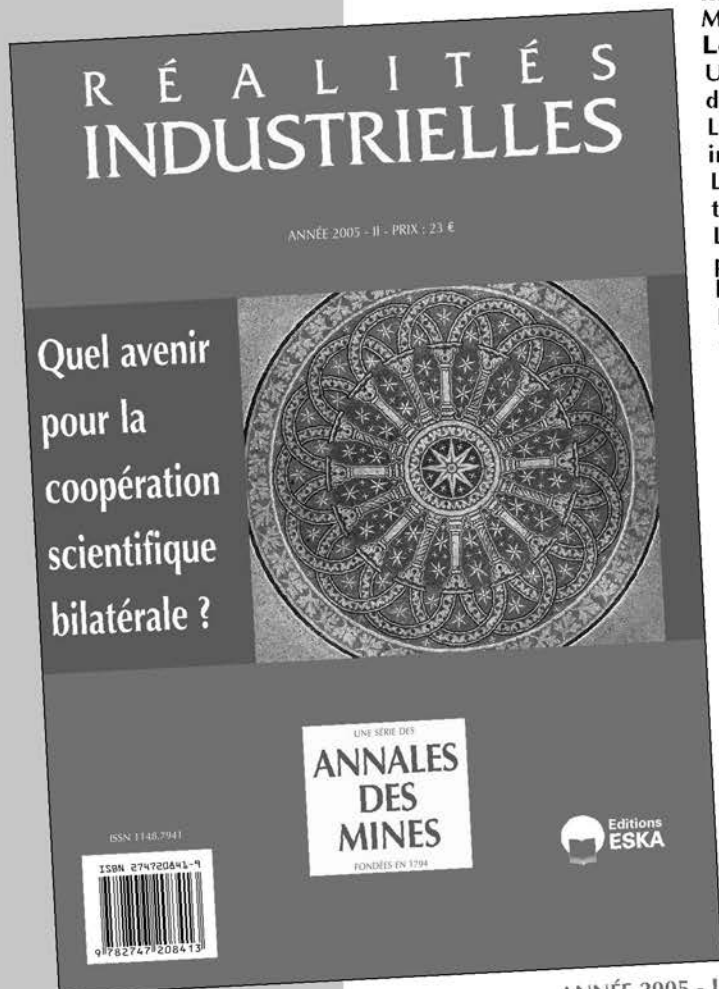
Le conseil Pasteur-Weizmann, fleuron de la coopération scientifique entre la France et Israël, *Michel Goldberg*

La coopération scientifique avec la Chine est-elle en phase avec les évolutions considérables de ce pays ?, *Jean Dercourt et Claude Trink*

Deux cas d'application de la coopération scientifique

Un exemple de coopération scientifique avec l'Allemagne : l'aéronautique, *Denis Maugars et Hervé Consigny*

La coopération franco-britannique de la recherche en appui aux politiques publiques de l'environnement, *Eric Vindimian*



ANNÉE 2005 - II
ISSN 1148.7941
ISBN 2-7472-0841-9

BULLETIN DE COMMANDE

A retourner aux Éditions ESKA, 12, rue du Quatre-Septembre, 75002 PARIS

Tél. : 01 42 86 55 73 - Fax : 01 42 60 45 35 - <http://www.eska.fr>

Je désire recevoir exemplaire(s) du numéro de mai de **Réalités Industrielles** année 2005 - II « **Quel avenir pour la coopération scientifique bilatérale ?** » (ISBN 2-7472-0841-9) au prix unitaire de 23 € TTC.

Je joins un chèque bancaire à l'ordre des Éditions ESKA

un virement postal aux Éditions ESKA CCP PARIS 1667-494-Z

Nom Prénom

Adresse

Code postal Ville