

# 19

## L'énergie

R. Bourguet - Ademe

### Les événements marquants

**14 janvier 1994** : lancement, par les ministres de l'Environnement, de l'Industrie et de la Recherche, du débat national sur l'énergie et l'environnement (consultations sous forme de vingt débats régionaux et six colloques thématiques nationaux entre mai et octobre 1994). Le rapport de synthèse, élaboré par Jean-Pierre Souviron, est remis au gouvernement en décembre 1994.

**1 février 1996** : le Gouvernement décide d'abandonner la construction de la ligne à très haute tension Cazaril - Aragon du Val-Louron dans les Hautes-Pyrénées, prévue pour exporter de l'électricité vers l'Espagne

**Février 1996** : lancement du programme de développement de l'énergie éolienne « Éole 2005 ».

**14 octobre 1996** : renouvellement du partenariat EDF - Ademe de 1993 avec la signature de sept accords nationaux de trois ans chacun, portant notamment sur la production d'électricité par la biomasse, la maîtrise de la demande d'énergie et l'énergie éolienne.

**18 novembre 1996** : mise en service d'une centrale éolienne à Dunkerque (*photo ci-dessus*) comprenant neuf éoliennes d'une puissance globale de 2,7 MW.

**19 décembre 1996** : adoption de la directive communautaire sur le marché intérieur de l'électricité.

**19 juin 1997** : le Premier ministre annonce la décision du Gouvernement d'abandonner le réacteur à neutrons rapides Superphénix.

**16 septembre 1997** : le Premier ministre annonce la décision de l'abandon définitif du projet de centrale nucléaire du Carnet (Loire-Atlantique).

**25 février 1998** : publication par le Commissariat général du plan de l'évaluation de la politique de maîtrise de l'énergie en France (1973-1993).

**4 mars 1998** : signature d'un protocole entre l'État et EDF sur l'innovation et le progrès technologique pour la période 1997-2000 portant notamment sur l'usage performant de l'électricité, la maîtrise de la demande d'énergie, les énergies renouvelables et les techniques d'enfouissement des lignes.

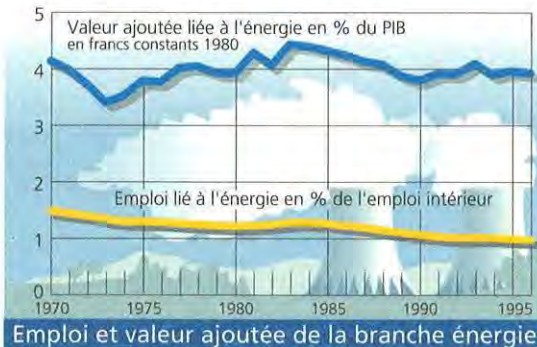


L'énergie est au cœur des problématiques environnementales à travers trois dimensions : la durabilité des ressources naturelles, les pollutions des ressources (air, eau, sol) liées à la production, au transport et à l'utilisation de l'énergie, et les risques technologiques.

## Les données économiques et sociales



Le secteur de l'énergie regroupe les industries d'extraction et de transformation des combustibles minéraux solides, du charbon, des produits pétroliers et du gaz naturel ainsi que les activités de production et de distribution d'électricité et de chaleur.



Source : Insee

Le poids économique du secteur se maintient à 4 % environ du PIB national, soit une valeur ajoutée de 150 milliards de francs en 1996. Il est caractérisé par une très forte concentration des entreprises comme en témoigne la place occupée par les trois grands du secteur (les deux pétroliers nationaux, Elf et Total, et Électricité de France - EDF -) qui faisaient partie en 1996 des dix premières entreprises françaises. Avec 221 300 emplois en 1996, le secteur énergétique ne représente que 1 % environ des emplois intérieurs.

## La production et la consommation

### La production d'énergie primaire

En 1997, la production nationale d'énergie primaire\* s'est élevée à 115,7 millions de tonnes équivalent pétrole (tep). La production à partir de combustibles fossiles en a représenté 7,4 %,

l'électricité nucléaire 75,9 %, l'hydraulique 13,1 % et les autres énergies renouvelables 3,6 %. La production d'électricité primaire (hydraulique et nucléaire) s'est élevée à 463 TWh, soit 103 millions de tep ou 89 % de la production énergétique totale (selon les équivalences énergétiques\* utilisées par l'observatoire de l'Énergie).

Sur la période 1994-1997, la production d'énergie fossile a baissé de 22 % pour le charbon, de 32,3 % pour le pétrole et de 27,6 % pour le gaz naturel. La production d'électricité nucléaire a progressé de près de 10 % alors que celle d'origine hydraulique chutait de 14,4 %. Les autres énergies renouvelables (essentiellement la biomasse) sont restées stables (*observatoire de l'Énergie*).

À noter que la production de bois - énergie non commercialisé (ramassage, économie souterraine), estimée à 8 millions de tep, ne figure pas, pour le moment, dans le bilan officiel de l'énergie en France.

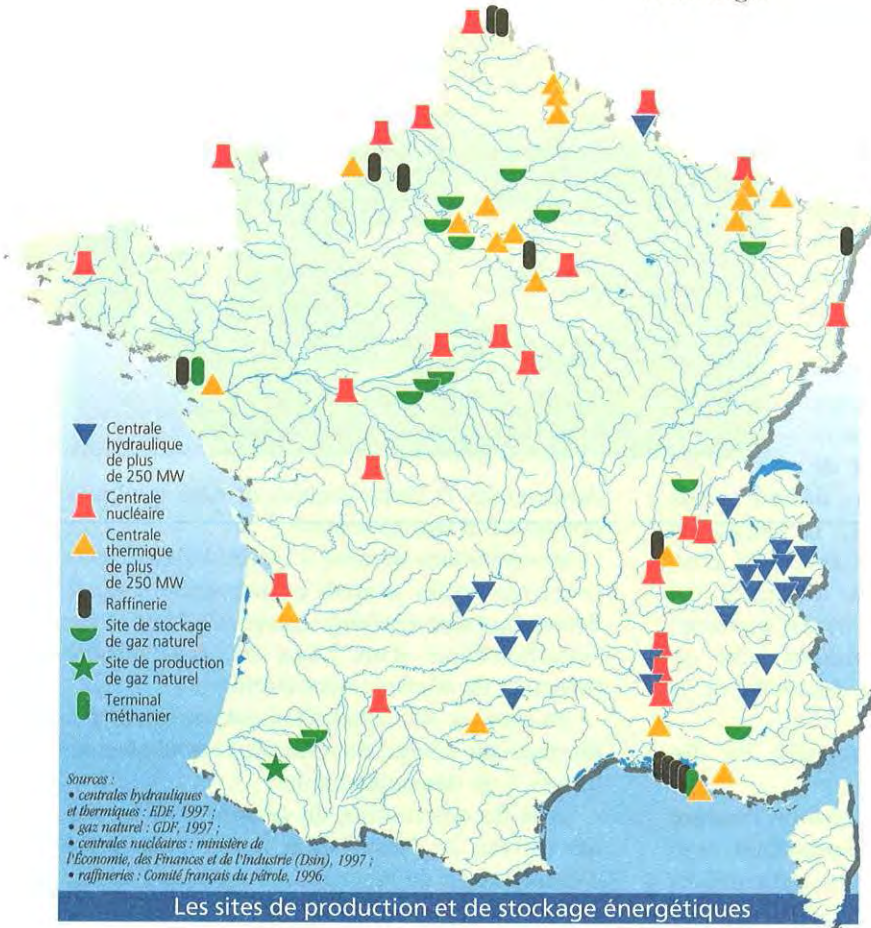
Le taux d'indépendance énergétique\* est passé de 51,2 % en 1994 à 49,6 % en 1997. C'est la première fois depuis 1992 que ce taux repasse en deçà du niveau de 50 %.

### L'énergie nucléaire

Depuis le milieu des années soixante-dix, l'énergie nucléaire représente un pourcentage toujours croissant de la production nationale d'électricité. En 1997, 15 % environ de la production totale d'électricité - nucléaire et hydraulique - est exportée, ce qui fait d'EDF le premier exportateur européen d'électricité.

L'énergie nucléaire est produite par un parc de 57 réacteurs électronucléaires de type à eau pressurisée (REP) à trois paliers de puissance (34 réacteurs à 900 MW, 20 réacteurs à 1 300 MW et 3 réacteurs à 1 450 MW), dont la disponibilité\* a été de 82,6 % en 1997. La durée moyenne d'exploitation par tranche\* est de 16 ans pour le palier 900 MW et de 10 ans pour le palier 1 300 MW. Trois nouvelles tranches ont été couplées au réseau depuis 1994 : Chooz B1 (d'une puissance de 1 455 MW) en 1996, Chooz B2 (1 455 MW) et Civaux 1 (1 450 MW) en 1997. Une nouvelle tranche REP 1 450 MW, Civaux 2, est actuellement en phase de démarrage. Par ailleurs, la future génération de réacteurs à eau sous pression est en projet de développement et devrait faire appel à une coopération franco-allemande.





L'évolution des installations existantes, et leur adaptation aux nouvelles exigences de sûreté font l'objet de contrôles par la Dsin. En particulier, une réévaluation de la sûreté des centrales est demandée à EDF à intervalles réguliers. Les réacteurs de 900 MW sont actuellement en cours de procédure et le réexamen de sûreté du palier 1 300 MW est en préparation. EDF considère aujourd'hui que la durée de vie des centrales françaises est de quarante ans au moins. Afin de justifier cette affirmation, la Dsin lui a demandé d'évaluer précisément la longévité des différents composants par la définition d'indicateurs et de critères de vieillissement qui permettront un suivi de chaque réacteur.

15



### La production d'électricité en Europe

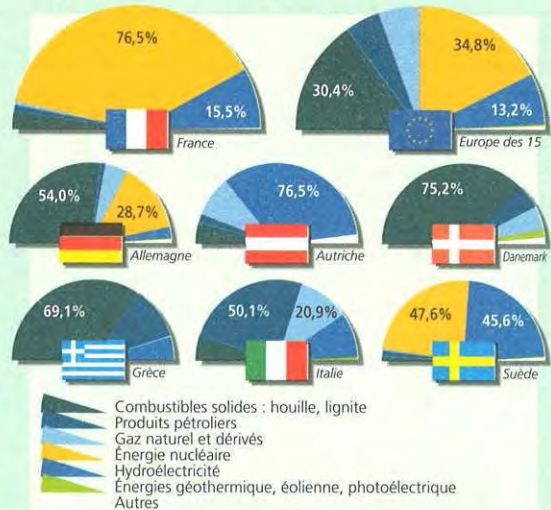
Les structures énergétiques des pays européens sont extrêmement variées du fait de leurs ressources énergétiques naturelles, des choix de filières qui ont été effectués, mais aussi de structures industrielles ou de modes de consommation différents.

En 1995, le Danemark produisait son électricité à 75,2 % à partir de combustibles solides, et l'Allemagne à 54 %, alors que cette source d'énergie était pratiquement absente de la production d'électricité en France, en Autriche ou en Suède. Les produits pétroliers jouaient un rôle important en Italie (50 %). Le gaz représentait 55,3 % de la production de l'électricité néerlandaise et 21 % de la production italienne contre 1,2 % en France.

L'énergie nucléaire est surtout prépondérante en France, avec 76,5 %, mais aussi en Belgique (55,6 %), en Suède (47,6 %) et dans une moindre mesure en Allemagne (28,7 %) et au Royaume-Uni (26,6 %).

L'hydroélectricité joue logiquement un rôle dominant dans les pays nordiques (Norvège 99,4 %, Suède 45,6 %) et montagneux (Suisse 56,4 %, Autriche 68 %, France 15,5 %). La part de l'électricité produite par les autres énergies renou-

velables, géothermique, solaire et éolienne, n'est significative que dans deux pays de l'Europe des Quinze : le Danemark (3,2 %) du fait de l'importance de son parc d'éoliennes et l'Italie (1,4 %) qui exploite ses ressources géothermiques.



### La production d'électricité en Europe

Source : Commission européenne [Eurostat], 1996.



À l'issue de leur période d'exploitation, les réacteurs font l'objet d'une série d'opérations d'assainissement et de démontage qui vont permettre de prononcer leur arrêt définitif puis de procéder à leur démantèlement et de conduire au déclassement administratif de « l'installation nucléaire de base » (INB). Pour mettre une installation arrêtée dans un état de sûreté satisfaisante, l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) définit trois niveaux de démantèlement. La stratégie actuellement suivie par EDF est celle d'un démantèlement immédiat au niveau 2. Le démantèlement total (niveau 3) est envisagé après plusieurs dizaines d'années, afin de bénéficier de la décroissance naturelle de la radioactivité.

D'un point de vue réglementaire, on distingue trois phases :

- la cessation définitive d'exploitation consiste à décharger complètement le combustible neuf et irradié, à évacuer les sources radioactives

	État de l'installation	Surveillance	Caractérisation
Niveau 1	Retrait des matières fissiles et des fluides radioactifs. Maintien en l'état des différentes barrières d'étanchéité. Systèmes d'ouverture et d'accès verrouillés.	Contrôle de la radioactivité à l'intérieur et dans l'environnement. Inspections et contrôles techniques garantissant le bon état de l'installation.	Fermeture sous surveillance.
Niveau 2	Zone confinée réduite à son minimum. Parties facilement démontables enlevées. Aménagement de la barrière externe.	Surveillance réduite à l'intérieur du confinement. Maintien de la surveillance de l'environnement. Vérification des parties scellées.	Libération partielle ou conditionnelle.
Niveau 3	Évacuation de tous les matériaux ou équipements de radioactivité significative. Contamination des parties restantes en dessous du seuil nécessitant des précautions particulières.	Aucune surveillance, inspection ou vérification jugée nécessaire.	Libération totale et inconditionnelle.

*Normes définies par l'AIEA.*

**Le démantèlement des installations nucléaires**

dangereuses et inflammables et faire quelques opérations d'assainissement ;

- les opérations de mise à l'arrêt définitif, autorisées par décret, portent principalement sur le démontage des matériels externes à l'îlot et sur l'établissement d'un bilan de radioactivité (niveau 1 de déclassement atteint) ;

- les travaux de démantèlement, autorisés par un nouveau décret, conduiront l'installation au niveau 2 de démantèlement.

À la fin des travaux de démantèlement partiel (niveau 2), l'installation devient une unité d'entreposage de ses propres matériels laissés



### L'abandon de Superphénix

Implanté à Creys-Malville, Superphénix est un prototype à échelle industrielle de la famille des réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium. Sa construction a commencé en 1976 et son exploitation en 1986. Dans le cadre du programme électronucléaire des années soixante-dix, les réacteurs à neutrons rapides devaient être utilisés en mode surgénérateur : alimentés par le combustible issu du retraitement des combustibles irradiés des centrales nucléaires classiques, ils produisent plus de plutonium qu'ils n'en consomment.

Entre 1987 et 1990, le fonctionnement du réacteur a été perturbé par de nombreux incidents dont deux ont été classés au niveau 2 de l'échelle française des événements nucléaires. Le réacteur a été maintenu à l'arrêt de juillet 1990 à août 1994. En 1994, le gouvernement a pris position en faveur du redémarrage de Superphénix, mais dans une optique de recherche et non plus de production d'électricité. Il est alors prévu que le réacteur évoluera rapidement vers un mode sous-générateur (consommation de quantités de plutonium plus importantes que celles produites). Superphénix devient l'outil privilégié d'études sur la voie de la séparation-transmutation (une des voies possibles de gestion des déchets de haute activité et vie longue).

Redémarré en août 1994, Superphénix connaît de nouveaux problèmes en 1995 puis une période de fonctionnement satisfaisant en 1996 (124 jours équivalents à puissance nominale contre six en 1995). Il est arrêté fin 1996, conformément au programme prévu, afin de permettre la réalisation d'opérations de maintenance. Il ne redémarrera pas puisque le 19 juin 1997, le Premier ministre annonce la décision du Gouvernement d'abandonner Superphénix.

Les conditions d'abandon du réacteur devraient être définies courant 1998. Sur le plan technique, des difficultés restent à résoudre avant la mise à l'arrêt définitif de l'installation. Le déchargement des assemblages du cœur dans la piscine d'entreposage du site pour permettre l'évacuation du combustible prendra au moins dix-huit mois et pose des difficultés spécifiques. De plus, le procédé d'élimination des 6 000 tonnes de sodium liquide qui refroidissait le réacteur reste à définir. Le coût du démantèlement est estimé à plus de 10 milliards de francs.

Après l'abandon de Superphénix, Phénix, réacteur de démonstration de la filière réacteurs à neutrons rapides exploité par le CEA depuis 1973 devient le seul outil mobilisable en France pour réaliser les expériences de transmutation. Son redémarrage après trois années d'arrêt a donc été décidé.



15

en place, ce qui conduit à la procédure de création d'une nouvelle INB. Si les travaux de démantèlement sont poussés jusqu'au stade où la radioactivité résiduelle devient inférieure au minimum réglementaire justifiant le classement comme INB, l'installation est déclassée et devient installation classée soumise à autorisation ou déclaration. Chaque année, quelques installations sont ainsi rayées de la liste des INB.

La centrale de Brennilis, prototype de la filière à eau lourde, a été exploitée entre 1965 et 1985. Les travaux visant à atteindre le niveau 2 de démantèlement ont commencé en septembre 1997. En 1999, il ne devrait rester sur le site que le bâtiment du réacteur\*. EDF et le CEA étudient la possibilité de passer rapidement à la phase 3, avec pour objectif la libération totale et inconditionnelle du site. Ce serait la première fois que l'on tente en France une opération de déconstruction complète d'une centrale de cette capacité. Les autres opérations de déconstruction opérées actuellement par EDF concernent pour la plupart des centrales de la première génération de type uranium naturel graphite gaz (UNGG). Les six réacteurs de cette filière se trouvent à différents stades de leur déclasserment. Enfin, l'exploitation du réacteur Chooz A de la centrale nucléaire des Ardennes (un prototype de la filière REP) a cessé en 1991.

L'exploitation du parc actuel de REP devrait cesser entre 2015 et 2020. Un vaste chantier de démantèlement d'une cinquantaine de réacteurs dans vingt sites différents commencera alors, dont l'ingénierie doit être prévue dès à présent. Ces opérations devraient en particulier générer un volume considérable de déchets à très faible activité (TFA), dont l'Andra étudie les modes de gestion possibles.

10

### Les énergies renouvelables

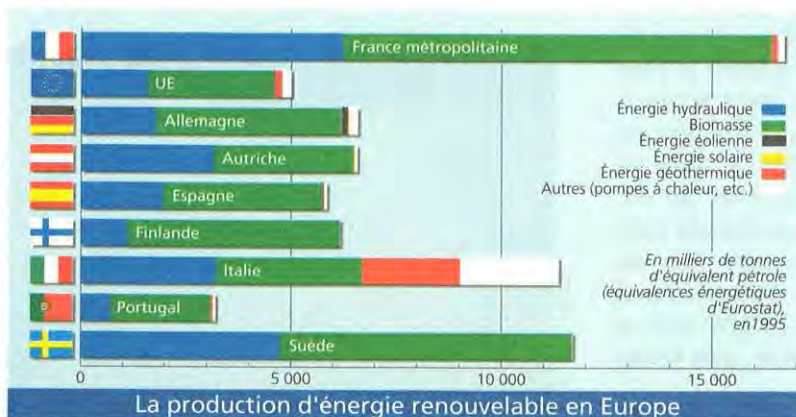
On désigne par énergies renouvelables les cinq filières énergétiques qui ne dépendent ni du nucléaire, ni des énergies fossiles : hydraulique, biomasse, solaire, éolien et géothermie. Toutes filières confondues, la France est le premier producteur de ce type d'énergie en Europe, en raison de la part nationale prépondérante des deux filières « traditionnelles » (biomasse et hydraulique). Malgré ce bon résultat global, la France accuse un retard considérable en matière de développement des énergies renouvelables, notamment le solaire et l'éolien, par rapport à ses voisins européens. En 1995, elle n'était, avec 15 000 tep, que le cinquième pays producteur d'énergie solaire derrière la Grèce (103 000 tep), l'Allemagne, l'Autriche et l'Espagne. Elle reste en outre un producteur tout à fait marginal d'énergie éolienne (1 000 tep), loin derrière l'Allemagne (147 000 tep) ou le Danemark (*équivalences énergétiques d'Eurostat*). Toutefois, cette filière est désormais quasi compétitive et fait l'objet d'un programme de développement.

En 1996, la production nationale primaire d'énergie renouvelable s'est élevée à 17,6 millions de tep dont 64,7 % à partir de la biomasse-déchets, 32,6 % d'origine hydraulique, 1,7 % générée par les pompes à chaleur, 0,9 % d'origine géothermique, moins de 0,1 % d'énergie solaire et un pourcentage infime d'énergie éolienne (2 000 tep) (*Ceren - équivalences énergétiques d'Eurostat*). L'hydraulique est la principale source de production d'électricité (97,3 % de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables) alors que la biomasse permet essentiellement de produire de la chaleur (96 % de la chaleur produite à partir des énergies renouvelables).

La filière énergétique de la **biomasse** concerne :

- la combustion directe des déchets urbains solides, du bois et des déchets de bois ainsi que des résidus de récolte,
- la méthanisation,
- les biocarburants.

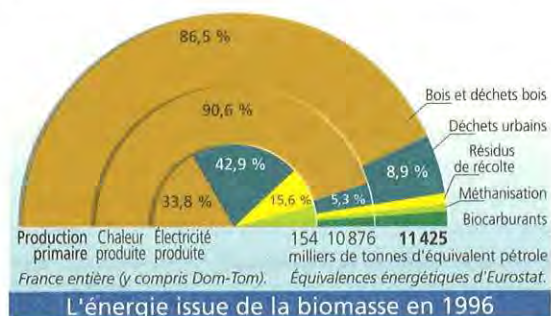
En 1996, 94 installations d'incinération avec récupération d'énergie ont traité 8,3 millions de tonnes de



Source : Commission européenne [Eurostat].



**déchets urbains solides.** 54 incinérateurs ont produit exclusivement de la chaleur, 9 exclusivement de l'électricité et 31 de la chaleur en cogénération (*Ademe*). La production brute d'électricité par la combustion de ces déchets est passée de 525 GWh en 1993 (à partir de 604 000 tonnes de déchets valorisés) à 773 GWh en 1996 (906 000 tonnes) (*DIGEC*) soit une augmentation de 47 %. La chaleur produite, pour sa part, a crû de 24 % sur la même période (*SNCU et estimation Ceren en 1996*).



Source : Ceren.

Le **bois** reste une source d'énergie très utilisée par les ménages (84 % de la production primaire totale bois - déchets bois) mais cette consommation est difficile à évaluer car elle échappe souvent aux circuits commerciaux classiques. Parallèlement, des filières de valorisation des déchets et sous-produits des exploitations forestières, papeteries ou scieries (directement brûlés ou broyés pour constituer un combustible homogène) se sont mises en place. La consommation de bois pour produire de la chaleur dans les installations de chauffage urbain a progressé de 31 000 tonnes en 1993 à 70 700 tonnes en 1996. La production brute d'électricité à partir du bois dans des centrales raccordées au réseau a augmenté de 18 % durant la même période pour atteindre 608 GWh (*Ceren*). En 1994, le ministère de l'Industrie a lancé le plan bois énergie et développement local visant à développer le chauffage au bois des bâtiments collectifs (HLM, hôpitaux, écoles,...). Dans le cadre de ce plan, des aides financières ont été fournies pour stimuler les investissements, l'objectif étant l'installation en quatre ans de 225 MW de chaufferies bois. Fin 1997, 86 chaufferies d'une puissance totale de 75 MW étaient installées ou en cours d'installation dans treize régions boisées (*DGEMP*).

En ce qui concerne les **résidus de récoltes**, la bagasse, sous-produit de la transformation de la canne à sucre, est actuellement utilisée pour produire de l'électricité à la Réunion. La production brute d'électricité dans deux centrales a été de 274 GWh en 1996, alors que la production de chaleur atteignait 91 000 tep. Une centrale mixte bagasse - charbon sera en outre mise en service en 1999 en Guadeloupe (*Sidec, EDF*).

La **méthanisation** (récupération du biogaz produit par les déchets fermentescibles, les boues des stations d'épuration ou les déjections animales par fermentation anaérobie de la matière organique) est peu développée en France où elle constitue pourtant une réserve importante d'énergie renouvelable. On estime que les décharges et stations d'épuration représentent un gisement d'environ 400 000 tep de biogaz par an (*DGEMP*), contre 120 000 tep produits actuellement (*Ceren*). Pour optimiser les équipements, la méthanisation implique le tri des déchets en amont. Quelques expériences pilotes sont actuellement en cours en France. Le 1<sup>er</sup> octobre 1997, l'Ademe et GDF ont signé une convention de partenariat pour trois ans visant le développement de la filière.

Les **biocarburants** s'organisent en deux grandes filières. La première regroupe l'éthanol (alcool éthylique) issu des cultures de céréales, pommes de terre, betterave ou canne à sucre et l'éthyltertiobutyléther (ETBE) obtenu à partir d'éthanol agricole et d'isobutène d'origine pétrolière. L'éthanol et l'ETBE sont incorporables à l'essence sans plomb à hauteur respectivement de 5 % et de 15 % en volume. La deuxième filière est celle des esters méthyliques d'huile végétale (EMHV), fabriqués en France à partir du colza. L'esther méthylique de colza (EMC) a des caractéristiques proches de celles du gazole et



C. Couvert - Graphies

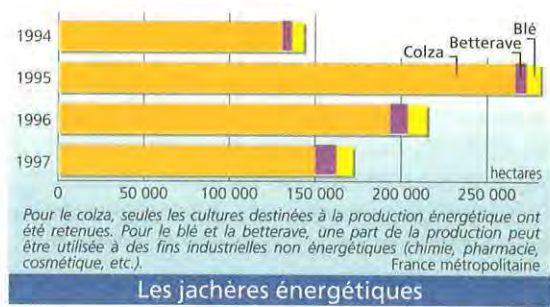


est utilisable pur ou en mélange avec celui-ci dans les moteurs diesel. À l'heure actuelle, son utilisation est préconisée dans une proportion de 5 % en volume dans le gazole vendu à la pompe, et de 30 % dans les flottes captives.

La production nationale de biocarburants a commencé en 1993. Elle a fortement progressé durant la période 1994-1997. La production d'éthanol est passée de 27 800 tonnes en 1994 à 83 400 tonnes en 1997 alors que celle d'EMC augmentait de 64 000 tonnes à 280 000 tonnes. Plus de 80 villes ou réseaux de transport utilisent aujourd'hui un mélange EMC-gazole (Ademe).

Pour autant, l'avenir de ces filières n'est pas encore assuré. Leur développement a été permis, jusqu'ici, par la double subvention à la production – prime à la jachère industrielle\* – et à la consommation – exonération partielle de la taxe intérieure sur les produits pétroliers (TIPP) –, qui contribue à contrebalancer un coût de fabrication nettement plus élevé que celui des carburants d'origine fossile. La baisse du taux de gel réglementaire fixé par l'Union européenne dans le cadre de la PAC, passé de 15 % en 1993 à 5 % en 1997, a déjà entraîné une diminution significative des surfaces consacrées à la culture du colza (EMC), de la betterave et du blé (éthanol) à des fins énergétiques. Après une forte augmentation entre 1993 et 1995, les surfaces de jachères industrielles ont ainsi chuté de 400 000 ha en 1995 à 230 000 ha en 1997 (dont les trois quarts, environ sont consacrées aux cultures énergétiques (Sido). Les cultures de colza restent dominantes malgré une importante baisse en 1997 (conjuncture favorable au colza alimentaire). La tendance pourrait cependant s'inverser, un taux de mise en jachère de 10 % ayant été décidé pour la campagne 1998-1999.

Différentes mesures et réglementations à venir pourraient en outre doper ces filières. Ainsi, la réduction des normes d'émission sur les teneurs en soufre ou en benzène dans le cadre de la directive « Auto-oil » pourraient relancer l'utilisation des biocarburants (en additifs dans les carburants traditionnels). Parallèlement, la loi sur l'air de 1996 prévoit l'incorporation obligatoire de composés oxygénés dans les carburants avant le 1<sup>er</sup> janvier 2000 et un taux renforcé d'oxygène pour les carburants utilisés dans les flottes captives des agglomérations de plus de 100 000 habitants.



La production d'électricité hydraulique est importante en France. L'équipement en grands barrages arrive cependant aujourd'hui à saturation : on estime que 90 % des sites potentiels sont déjà équipés (*débat national « Énergie - environnement », 1994*). En 1996, les 2 036 centrales hydroélectriques ont totalisé une production nette de 66 TWh. L'essentiel de cette production est assurée par les centrales de grande puissance (supérieure à 10 MW). En 1996, 279 installations de ce type (soit 14 % du parc total) ont produit 88,4 % de l'électricité hydraulique (Ceren).



L'énergie géothermique est utilisée essentiellement pour le chauffage collectif (réseaux de chaleur). C'est la filière qui a connu le développement le plus significatif dans la première moitié des années quatre-vingts. Cependant, après le contrechoc pétrolier de 1986, dans un contexte économique et énergétique très difficile (baisse du coût de l'énergie, stagnation), son développement s'est sérieusement ralenti. Plusieurs régions disposent pourtant de ressources d'eau chaude souterraines importantes. En 1996, la production géothermique s'est élevée à 149 000 tep environ à partir de 56 installations dont 41 en Île-de-France et 15 dans les régions Aquitaine et Midi-Pyrénées (Ceren).



Une centrale géothermique prototype d'une puissance de 4,7 MW a été mise en service à Bouillante en Guadeloupe en 1986, puis mise à l'arrêt en 1992 à la suite de difficultés techniques. En 1996, le fonctionnement de la centrale a repris et 8,2 GWh ont été produits (Ceren, EDF).

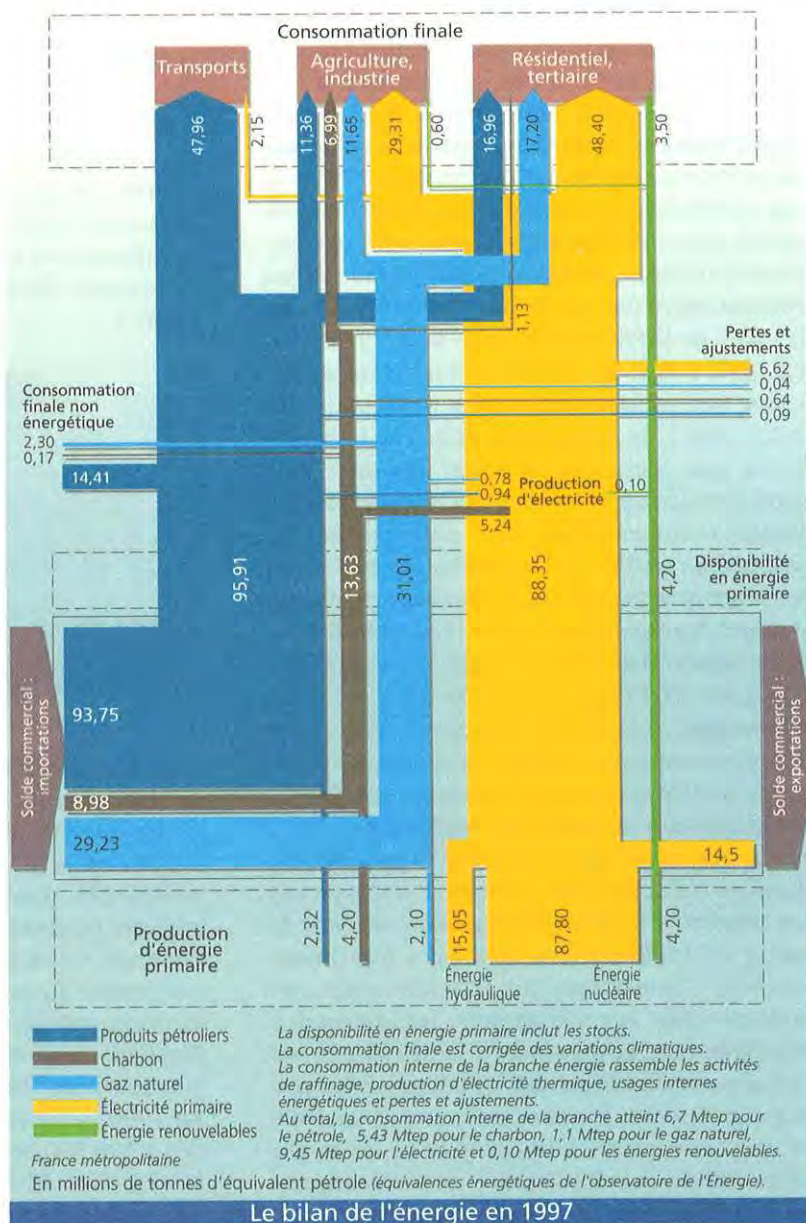
La production nationale d'énergie solaire reste limitée. En ce qui concerne le solaire thermique (production d'eau chaude et chauffage des locaux et piscines), la surface des capteurs augmente cependant chaque année à un rythme d'environ 4 % (409 000 m<sup>2</sup> en 1996 pour une production de chaleur d'environ 15 000 tep). Depuis 1985, l'Ademe soutient la diffusion des chauffe-eau solaires dans les Dom. En 1997, un plan de diffusion massive de ces dispositifs a été lancé en Guadeloupe, en Martinique et à la Réunion.

La production d'électricité à partir d'installations photovoltaïques est difficile à évaluer : les données ne sont disponibles que pour les installations raccordées au réseau alors qu'une très large part du photovoltaïque se développe précisément pour assurer l'électrification des sites isolés. En 1996, la production nette d'électricité des 50 installations raccordées au réseau s'est élevée à 70 MWh contre 42 MWh en 1994 (29 installations) (Ademe). Au début des années quatre-vingt-dix, des estimations d'experts situaient la production en sites isolés à 675 MWh. Elle connaît actuellement une croissance d'environ 250 MWh par an.

En 1996, l'énergie éolienne a connu une progression importante. Le nombre d'installations a presque doublé par rapport à 1995 pour atteindre 61

éoliennes d'une puissance totale de 9,5 MW, correspondant à une production nette d'électricité de 23 GWh (Ademe).

Le gisement est cependant loin d'être complètement exploité. Pour stimuler le développement de cette filière, le ministère de l'Industrie a lancé en février 1996 le programme « Éole 2005 ». Son objectif est de porter le parc éolien à un niveau compris entre 250 et 500 MW à l'horizon 2005. Dans le cadre de la première partie du programme, suite à un appel à propositions, vingt projets d'une puissance totale de 77,5 MW



Source : ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie [observatoire de l'Énergie].



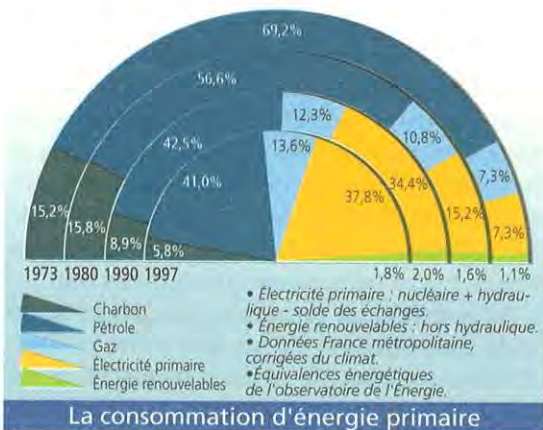
ont été sélectionnés en 1997. Pendant une durée de quinze ans, EDF garantira à ces vingt centrales des prix d'achat stables de l'électricité produite.

### Les échanges extérieurs

La facture énergétique de la France s'est élevée en 1997 à 85,6 milliards de francs courants, contre 79,2 en 1996 et 60,9 en 1995. Il s'agit du plus haut niveau atteint depuis 1992 (79,5 milliards de francs). Cette facture représente le solde des importations d'énergie (125,7 milliards de francs) et des exportations (40,1 milliards de francs). Les importations françaises d'énergie concernent essentiellement le pétrole brut et le gaz naturel. En 1997, les importations de pétrole brut se sont élevées à 87,4 millions de tonnes, niveau qui n'avait pas été atteint depuis 1981. Pour le gaz naturel, elles ont été de 394,4 TWh. Le solde excédentaire du commerce extérieur d'électricité s'est élevé pour sa part à 65,3 TWh (*observatoire de l'Énergie, EDF*).

### La consommation d'énergie

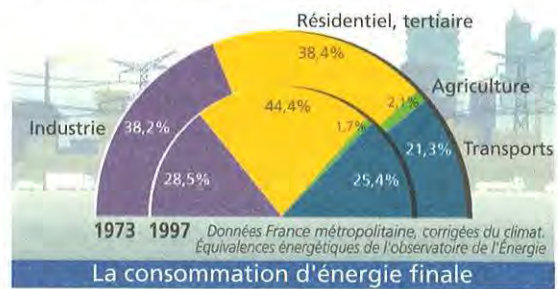
La structure de la consommation d'énergie primaire\* (corrigée du climat) s'est profondément modifiée depuis le premier choc pétrolier en 1973. Les énergies fossiles (hors gaz) ont vu leur importance relative diminuer fortement : en 1997, la part du pétrole s'élève à 41 % contre 69,2 % en 1973 et celle du charbon à 5,8 % contre 15,2 % en 1973. Le gaz est passé de 7,3 % en 1973 à 13,6 % en 1997. L'électricité primaire (nucléaire et hydraulique) a fortement progressé sous l'effet du développement du programme électronucléaire (de 7,3 % en 1973 à 37,8 % en 1997) alors que la part des énergies renouvelables hors hydraulique reste faible (*observatoire de l'Énergie*).



Source : ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie [observatoire de l'Énergie].

Sur les dernières années, cette nouvelle structure n'évolue guère. On observe cependant que depuis le contre-choc pétrolier de 1986, la consommation de pétrole a redémarré pour atteindre 97,4 millions de tep en 1997. La part des usages non substituables (transports et usages non énergétiques) en représente environ 64 %.

La consommation finale énergétique\* corrigée du climat s'est élevée à 197,4 millions de tep en 1997 dont 28,5 % pour l'industrie, 44,4 % pour le résidentiel - tertiaire, 1,7 % pour l'agriculture et 25,4 % pour les transports. Depuis vingt-cinq ans, la part relative de l'industrie a fortement diminué (38,2 % en 1973), ce qui s'explique par les gains en efficacité et la diminution d'activité de certaines branches. Le résidentiel - tertiaire (38,4 % en 1973) et les transports (21,3 %) ont vu en revanche leur part s'accroître.



Source : ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie [observatoire de l'Énergie].

## Les pressions sur l'environnement

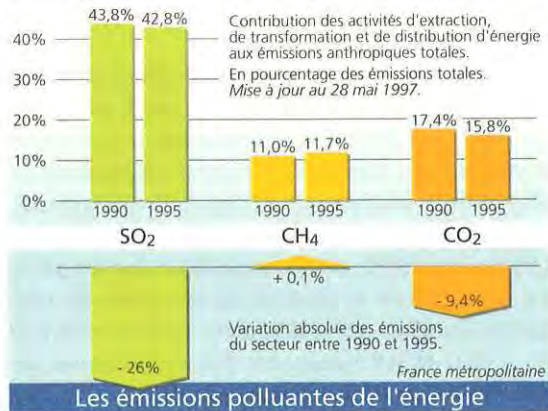
### Les énergies fossiles

Le transport des produits pétroliers peut être à l'origine de **pollutions des eaux marines** lors de déversements accidentels. Ceux-ci tendent heureusement à être moins fréquents depuis quelques années. Les différentes étapes du traitement des produits pétroliers (raffinage, transport, stockage,...) peuvent également provoquer des **pollutions des eaux continentales** ou du sol.

La **pollution de l'air** est surtout liée aux émissions intervenant lors de l'utilisation finale de l'énergie (transports, chauffage,...). La branche énergie est cependant responsable d'une part non négligeable des émissions de certains polluants. Sont comptabilisées ici les



émissions des centrales thermiques de production d'électricité, des centrales de chauffage urbain, des raffineries et des unités liées à la transformation d'énergie (extraction, cokeries, désulfuration du gaz naturel) et à la distribution d'énergie (stations de compression, dépôts).



Source : Citepa [Coralie, format Secten].

L'énergie était responsable, en 1995, de 42,8 % des émissions anthropiques de SO<sub>2</sub>. Les centrales thermiques et les raffineries sont responsables de la plus grande partie de ces émissions, qui s'élevaient à 424 000 tonnes en 1995. Depuis 1990, leur réduction a été considérable (- 26 %). Cette évolution s'explique par la prépondérance des centrales nucléaires et hydrauliques dans le paysage énergétique national, ainsi que par la tendance à la baisse de la teneur en soufre des combustibles. L'ensemble des secteurs ayant cependant réalisé des efforts de réduction des émissions importants, la part relative de l'énergie dans les émissions de SO<sub>2</sub> a peu varié entre 1990 (43,8 %) et 1995. En 1995, l'énergie contribuait par ailleurs pour 15,8 % aux émissions nationales de CO<sub>2</sub> et pour 11,7 % aux émissions de CH<sub>4</sub> (extraction de combustibles fossiles et distribution de gaz naturel).



C. Couvert - Graphies

Au total, la responsabilité du secteur dans le phénomène d'effet de serre peut être évaluée à 13,4 % du total anthropique national. Entre 1990 et 1995, les variations des émissions de CH<sub>4</sub> ont été faibles (+ 0,1 %) et celles de CO<sub>2</sub> (- 9,4 %) reflètent surtout la moindre sollicitation des centrales thermiques classiques de production d'électricité.

## L'énergie nucléaire

Comme les centrales à combustibles fossiles, les centrales nucléaires exercent une pression notable sur **les eaux continentales** du fait de leurs besoins élevés en eau de refroidissement. Les prélèvements totaux des centrales sont passés de 19,7 milliards de m<sup>3</sup> en 1981 à 24,2 milliards de m<sup>3</sup> en 1994, représentant de loin les principaux prélèvements dans le pays (61,5 % des volumes nationaux en 1995) (agences de l'Eau). Une part importante de ces volumes est cependant retournée au milieu naturel puisque les consommations nettes représentent un très faible pourcentage de ces prélèvements.



Le prélèvement d'eau douce dans les centrales

Source : agences de l'Eau, 1996.

Entre la mise en service de Fessenheim, première centrale REP 900 MW en 1977 et celle de Civaux, prévue en 1998, les **rejets d'effluents radioactifs** liquides et gazeux dans l'environnement ont toujours été inférieurs aux limites annuelles réglementaires. Plus généralement, depuis le début de l'exploitation nucléaire, les rejets de toutes les INB d'EDF, de la Cogema et du CEA, ont diminué de façon importante. Le réacteur franco-allemand actuellement à l'étude vise à une réduction des rejets radioactifs d'un facteur 5 à 10 par rapport aux derniers REP.

La question de la gestion des **déchets du cycle nucléaire** est encore loin d'être résolue. Le volume moyen de déchets radioactifs à vie courte et à faible ou moyenne activité générés



10

s'établit à 112 m<sup>3</sup> par réacteur en 1997 contre 200 m<sup>3</sup> en 1988 (EDF). L'industrie nucléaire, et en particulier le retraitement des combustibles usés, produit en outre des déchets à vie longue.

L'industrie du cycle électronucléaire engendre des **transports de matières radioactives**. On estime que 300 transports de combustibles neufs (des installations de Framatome vers les centrales) sont effectués chaque année, 450 de combustibles irradiés (des centrales vers l'usine de La Hague), une dizaine de combustibles MOX\* (de Marcoule vers les centrales) et une cinquantaine de poudre d'oxyde de plutonium (de La Hague vers les centres CEA de Marcoule et Cadarache). La France est également pays de transit pour les colis de combustibles irradiés en provenance de Suisse ou d'Allemagne et à destination de Sellafield au Royaume-Uni (*Dsin*). En avril 1998, la *Dsin* a annoncé qu'en 1997 et 1998, une partie des convois de combustibles irradiés des centrales vers l'usine de La Hague présentaient une contamination radioactive en surface supérieure à la limite réglementaire en vigueur (jusqu'à 2 000 fois pour un wagon particulier). 35 % des convois parvenus au terminal SNCF de Valogne étaient concernés. Ces problèmes dateraient de la fin des années quatre-vingts. Même si le risque sanitaire est considéré comme négligeable, la *Dsin* a reproché aux exploitants (EDF, Transnucléaire et la Cogema) leur manque de rigueur et de transparence. *A priori*, ce sont les procédures de décontamination mises en œuvre dans les centrales, avant le transport, qui sont responsables. L'insuffisance du contrôle de l'État, qui a permis à cette situation de perdurer pendant de nombreuses années, a également été mise en cause.

### Les énergies renouvelables

Bien que disposant a priori d'un « label vert », les énergies renouvelables sont également responsables de certaines pressions sur l'environnement.

On reproche ainsi aux grandes **centrales hydrauliques** l'inondation d'importantes étendues de forêts et de terres cultivées, qui perturbe les écosystèmes locaux. La création de réservoirs modifie également le régime des eaux de la rivière. En amont, la circulation des sédiments entraîne un relèvement progressif du lit du cours d'eau. En aval, les eaux sans limon

provoquent une érosion du lit, des rives et des embouchures. Les usines hydroélectriques constituent enfin un seuil infranchissable pour les poissons migrateurs (saumons, anguilles). Des passes à poissons ont été parfois installées pour y remédier.

Dans le cas des petites centrales, on observe parfois une diminution importante du débit de la rivière entre la prise d'eau et la restitution. Le bruit peut également constituer une source de nuisance pour les riverains. Comme cette microhydroélectricité se heurte à des vives oppositions liées à ces impacts locaux, elle ne connaît pratiquement plus de développement aujourd'hui.

Les émissions atmosphériques produites par l'incinération **des déchets urbains** participent à la pollution de l'air. Outre les polluants comme le SO<sub>2</sub>, le CO, les poussières, l'acide chlorhydrique et les métaux lourds, ces émissions sont sources de dioxines et furanes. La combustion **du bois et des déchets** de bois, génère, elle aussi des émissions polluantes, en particulier de COV (1 kg/GJ en résidentiel et 0,08 kg/GJ en chauffage urbain). On considère cependant qu'elle est neutre en matière d'émission de CO<sub>2</sub>.

L'**énergie géothermique** ne génère pas d'émissions polluantes dans l'air mais les fluides issus du sous-sol peuvent contenir des sels. Lors des essais de production, l'évacuation de ces saumures peut donc provoquer une pollution des eaux.

L'impact environnemental de l'**énergie photovoltaïque** concerne essentiellement l'emprise au sol et l'impact visuel. Le problème des matériaux en fin de vie reste à étudier.



O. Sebart - Adème

L'**énergie éolienne** peut être source de diverses nuisances environnementales. Le bruit provoqué par la rotation des pales gêne encore parfois les riverains bien que les niveaux

10  
11  
3  
9



sonores aient été considérablement réduits. Aujourd'hui, ils se situent aux alentours de 55 dB(A) au pied d'une éolienne, mais sont inférieurs à 40 dB(A) à une distance de 300 m (*Association danoise des fabricants éoliens*). Par souci d'efficacité, les éoliennes sont le plus souvent installées dans les régions côtières découvertes. Elles peuvent donc constituer une gêne visuelle. Pour les insérer au mieux dans le paysage, plusieurs règles doivent être respectées (choix des sites éloignés de monuments historiques ou de zones protégées, limitation des chemins d'accès, enterrement des lignes électriques,...). Il existe également un risque de collision d'oiseaux avec les éoliennes mais plusieurs mesures sont préconisées pour le limiter, comme l'implantation des dispositifs hors des axes migratoires. Enfin, l'emprise au sol n'est pas négligeable.



### **L'impact environnemental des biocarburants**

Le bilan environnemental des biocarburants reste controversé. À priori, ils disposent du solide avantage sur les carburants fossiles de ne pas contribuer à l'aggravation de l'effet de serre, puisque l'on fait l'hypothèse que le CO<sub>2</sub> rejeté par la combustion est réabsorbé lors de la croissance des végétaux utilisés. Pour autant, l'examen global des filières s'avère, pour certains, mitigé. En octobre 1996, un rapport de l'Académie des sciences concluait que l'intérêt des biocarburants pour l'environnement et la santé était « au mieux limité ». L'Ademe, pour sa part soutient que ce bilan est largement positif.

Les querelles d'experts tiennent en partie au fait qu'un bilan global de la filière « du berceau à la tombe », c'est à dire de la production agricole à l'utilisation dans les moteurs reste difficile à établir.

Au niveau de la combustion, l'impact de l'EMC sur la pollution de l'air dépend de son taux d'incorporation. En mélange à 5 % dans le diesel, le bilan est discutable : si on observe une réduction des hydrocarbures totaux et des hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), les émissions de NOx sont en légère augmentation (*essais de l'Institut français du pétrole sur bancs moteurs*). En mélange à 30 % dans le diesel – solution retenue par de nombreuses collectivités pour les flottes captives –, on constate une régression importante des particules et fumées (- 20 %), des hydrocarbures totaux (- 26 %) et de CO (- 21 %) alors que les émissions de NOx restent stables (*tests du Centre de recherche en machines thermiques*

## **Les réponses**

À la suite du premier choc pétrolier (1973), la France a établi les fondements de sa politique de maîtrise de l'énergie. Cette politique avait pour objet d'accroître son indépendance énergétique par le renforcement de la sécurité des approvisionnements (notamment la mise en place du programme électronucléaire) et la promotion des économies d'énergie.

### **Les évolutions de la demande**

En 1993 (derniers chiffres disponibles), les économies d'énergie totales réalisées par la France par rapport à la situation de 1973 se sont élevées à 32,6 millions de tep dont 6,6 millions de tep pour l'industrie, 18,7 millions de tep pour le résidentiel, 5,7 millions de tep dans le tertiaire et 1,6 millions de tep dans les transports.

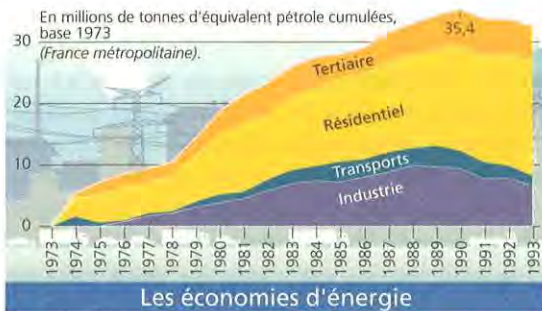
sur les bus de la ville de Grenoble). À ce taux, il semble donc que l'EMC peut réduire de manière significative les émissions de gaz précurseurs de l'ozone troposphérique. Enfin, l'ester ne contenant pas de soufre, son utilisation réduit les émissions de dérivés soufrés dans les gaz d'échappement.

Parallèlement, l'incorporation de composés oxygénés dans l'essence – méthyltertiobutyléther (MTBE) d'origine fossile, éthanol ou ETBE d'origine agricole – permet une baisse des émissions de benzène, de COV, de CO et d'hydrocarbures imbrûlés, comme l'ont montré différentes études, en France et aux États-Unis où cette incorporation est obligatoire depuis plusieurs années. En revanche, l'utilisation de cette essence reformulée provoque une augmentation des émissions d'aldéhydes. Lorsque l'additif utilisé est l'ETBE, on peut observer en particulier une augmentation des émissions d'acétaldéhyde.

Au niveau de la production agricole, le bilan environnemental s'avère encore plus difficile à dresser. Les cultures de blé, betterave ou colza en jachères industrielles peuvent s'avérer préférables à une jachère nue. Le maintien en période hivernale d'une couverture végétale permet en effet de limiter les risques de lessivage des éléments fertilisants contenus dans le sol. Cependant, la filière biocarburants peut stimuler une production agricole intensive qui utilise fertilisants et pesticides pour améliorer le rendement. Enfin, on peut prévoir l'utilisation de semences génétiquement modifiées dans le cadre des cultures énergétiques, si elles sont à terme autorisées pour le colza, le blé ou la betterave.



Elles représentent 23% de la consommation totale de 1993 (Ademe, Datamed). Si ce résultat peut sembler globalement positif, l'évolution est cependant préoccupante. Après une forte progression (3,3 millions de tep d'économies réalisées en moyenne annuelle sur la période 1973-1983), le rythme s'est fortement ralenti à partir du contre-choc pétrolier de 1986, avant que la tendance ne s'inverse : depuis 1990, les économies d'énergie sont en baisse. Cette évolution est liée à la fois à la forte diminution des budgets publics consacrés à la maîtrise de l'énergie depuis 1986 et à l'effet démobilisateur de la baisse des prix du pétrole.



Source : Ademe, Datamed.

Depuis la signature d'un premier accord en 1993, renouvelé le 14 octobre 1996 pour trois ans, l'Ademe et EDF coordonnent leurs efforts pour promouvoir la maîtrise de la demande d'électricité (MDE). Cette approche consiste à proposer de meilleurs services aux utilisateurs et à leur fournir des conseils afin d'encourager technologies, procédés et modes d'utilisation visant à mieux maîtriser les consommations domestiques, professionnelles et industrielles.

EDF a ainsi lancé plusieurs actions en 1997, notamment en direction des ménages (« conseil confort électrique », « Vivrélec »,...) En 1997, une campagne d'information a été menée conjointement par l'Ademe et EDF auprès des consommateurs et distributeurs sur « l'étiquette énergie » visant à promouvoir l'électroménager à faible consommation d'électricité. En effet, la part de la consommation des appareils électroménagers dans la facture énergétique des ménages a connu une forte croissance. Elle est aujourd'hui aussi importante que celle du chauffage et la dépasse même dans les logements neufs. Selon des études conduites par l'Ademe et EDF en 1997, les gisements d'économies dans ce

domaine au niveau national et par logement individuel sont estimés respectivement à 26,36 TWh/an et à 1 860 kWh/an.

Parallèlement, des dispositifs d'aide à la décision ont été mis en place afin d'aider les entreprises industrielles à réduire les surconsommations. On estime le gisement potentiel d'économies d'énergie dans l'industrie à 10 millions de tep soit 20 % de la consommation du secteur (ministère de l'Industrie).

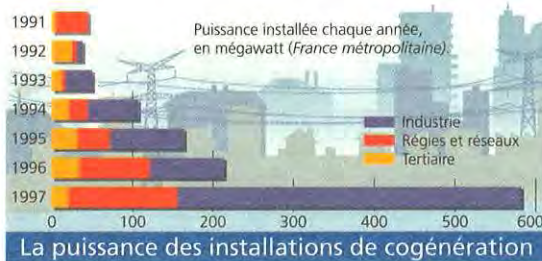
## Les évolutions de l'offre

Jusqu'ici, le secteur de l'énergie était dominé en France par les grands opérateurs publics nationaux (EDF, GDF, entreprises pétrolières, etc.). Cette particularité est en train d'évoluer rapidement, compte tenu de la privatisation du secteur pétrolier français et de la création du marché intérieur de l'électricité et du gaz au niveau de l'Union européenne. La directive sur le « marché intérieur de l'électricité », adoptée le 19 décembre 1996, prévoit une ouverture progressive du marché national à la concurrence dans chacun des États membres. La directive du 11 mai 1998 sur le « marché intérieur du gaz » prévoit pour sa part l'ouverture d'au moins 20 % du marché national à la concurrence dans chacun des États membres en 2000 (ce seuil passera à 28 % en 2003 et à 33 % en 2008). La mise en œuvre de ces deux textes aura sans doute pour conséquence une augmentation du nombre de producteurs d'électricité et de gaz. Selon certaines analyses, cela pourrait entraîner une baisse des coûts, qui aurait pour conséquence néfaste de dissuader les consommateurs d'économiser l'énergie. Cependant, la chute des anciens monopoles publics de production d'électricité devrait offrir une possibilité de développement à la cogénération.

Ce procédé regroupe les techniques permettant de produire simultanément de la chaleur et de l'électricité. Par la cogénération, on peut ainsi atteindre un rendement global supérieur à 70 %, contre 35 à 40 % pour une production classique d'électricité où les deux tiers du pouvoir énergétique du combustible sont perdus. La cogénération permet donc de réduire sensiblement la facture énergétique. Ces économies d'énergie entraînent également une réduction des émissions polluantes, d'autant que la cogénération se développe aujourd'hui



essentiellement à partir du gaz naturel (environ 80 % des nouveaux équipements sont des turbines à gaz), moins polluant que le fioul lourd et le charbon qui alimentent l'hiver les centrales d'appoint d'EDF. Enfin, la cogénération constitue un mode de production décentralisée : implantée sur les lieux de consommation électrique, elle ne nécessite pas de transport par lignes. Installer ce type de dispositifs permet en outre de garantir la sécurité en matière d'approvisionnement (ce qui peut intéresser les hôpitaux et les centres de recherche notamment).



Source : Club cogénération.

Malgré ces multiples atouts, la cogénération reste peu développée en France (environ 2 % de la production totale d'électricité, ce qui est très inférieur aux taux atteints dans les pays du nord de l'Europe). Elle se justifie pourtant particulièrement dans les secteurs industriels ayant des besoins cumulés en électricité et en chaleur (ou froid) comme la chimie, la papeterie ou l'agro-

alimentaire, mais aussi pour certains établissements du secteur tertiaire et pour les réseaux de chaleur. Fin 1997, on comptait 89 installations dans l'industrie (totalisant 1 197 MW), 94 dans le secteur tertiaire (148 MW) et 87 dans les régies et réseaux (339 MW).

## Perspectives

Après la publication en février 1998 d'une évaluation de la politique de la maîtrise de l'énergie (1973-1993) réalisée par le Commissariat général au plan, le ministre de l'Industrie a annoncé le 24 février 1998 une série de mesures visant la relance de la politique de maîtrise de l'énergie et relative à la diversification énergétique. Ces mesures sont axées sur l'utilisation rationnelle de l'énergie et le développement des énergies renouvelables à moyen et long terme. Elles doivent venir compléter l'option nucléaire afin d'assurer l'indépendance énergétique, la sécurité des approvisionnements et la maîtrise des émissions des gaz à effet de serre. Il s'agit pour le gouvernement de laisser ouverts les choix énergétiques à l'horizon 2010-2015, quand se posera la question du renouvellement du parc de centrales nucléaires. Pour accompagner la mise en œuvre de ces mesures, l'Ademe sera dotée d'un financement pérenne d'environ 500 millions de francs par an, à partir de 1999.



■ Règlement (CE) n° 701/97 du Conseil du 14 avril 1997 portant adoption d'un programme destiné à promouvoir la **coopération internationale dans le secteur de l'énergie** - Programme Synergy (JOCE n° L 104 du 22 avril 1997).

■ Décision de la Commission du 8 novembre 1996 portant création d'un **comité consultatif de l'énergie** : placé auprès de la Commission, ce comité pourra être consulté sur tous les problèmes relatifs à la politique communautaire de l'énergie (JOCE n° L 292 du 15 novembre 1995).

■ Résolution du Conseil du 8 juillet 1996 sur le Livre blanc intitulé « **Une politique énergétique pour l'Union européenne** » (COM(95) 682 final) (JOCE n° C 224 du 1<sup>er</sup> août 1996).

■ Résolution du Conseil du 27 juin 1997 sur les **sources d'énergie renouvelables** : elle invite la Commission à élaborer une stratégie globale pour la promotion des sources d'énergie renouvelables (JOCE n° C 210 du 11 juillet 1997).

### Biocarburants

■ Arrêté du 28 août 1997 : cet arrêté du ministre de l'Économie et des Finances qui modifie les arrêtés du 24 janvier 1994 relatifs aux caractéristiques du gazole et du gazole grand froid, définit les **conditions d'incorporation d'ester méthylique d'huile végétale dans le fioul domestique** (JO du 23 septembre 1997).

■ Décision de la Commission n° 97/542/CE du 18 décembre 1996 relative aux **exonérations fiscales pour les biocarburants en France** (JOCE n° L 222 du 12 août 1997).



L'Ademe et EDF seront chargés de mener conjointement deux programmes portant, d'une part, sur la maîtrise de la demande d'électricité (dans le résidentiel, l'industrie et les zones rurales) et d'autre part, sur l'aide à la décision dans l'industrie.

3 En application de la loi sur l'air du 30 décembre 1996, un décret a été adopté le 31 mars 1998 sur les performances énergétiques des appareils de réfrigération. Trois autres décrets sont en cours d'adoption sur les performances énergétiques des chaudières industrielles, le contrôle des installations de combustion et les réseaux de chaleur.

L'utilisation du gaz naturel, notamment en substitution du pétrole et du charbon ainsi que le recours à la cogénération seront également encouragés. Cette approche sera renforcée lors de la mise en place du nouveau cadre réglementaire pour le marché de l'électricité. En outre, une réflexion a été lancée au sein du ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie en vue de réformer la fiscalité énergétique.

Plusieurs programmes ont également été arrêtés pour favoriser le développement des énergies renouvelables : programmes « Biogaz », « Bois-déchet », « Éole 2005 » dont la deuxième partie a été lancée le 10 mars 1998.

Enfin, une éventuelle remise en cause de la politique publique de tarification de l'électricité pourrait doper le développement des énergies renouvelables. En vertu du principe de péréquation, le prix du kilowattheure est le même sur tout le territoire quelles que soient les disparités des coûts de production et de distribution. Or, cette péréquation a fait disparaître les niches géographiques très intéressantes où les énergies renouvelables seraient rentables si elles ne subissaient pas la concurrence d'une électricité subventionnée. C'est notamment le cas dans les Dom-Tom ou en Corse où le coût des filières classiques est élevé du fait de l'isolement géographique. ■

#### Pour en savoir plus...

- Ademe, 1997, *Les bilans environnementaux et économiques des biocarburants*.
- Centre d'études et de recherche économique sur l'énergie (Ceren), 1998, *Rapport statistique sur les énergies renouvelables en France en 1996*.
- Commissariat général du plan, comité interministériel de l'Évaluation des politiques publiques, 1998, *La maîtrise de l'énergie, rapport d'évaluation*, La Documentation française.
- Dsin, autorité de Sûreté nucléaire, 1998, *Rapport d'activité 1997*.
- EDF, 1998, *Résultats Environnement 1997*.
- Ministère de l'Environnement, ministère de l'Industrie, ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche, 1994, *Débat national Énergie et environnement*, 1994.
- Ministère de l'Industrie, DGEMP, 1998, *La politique française de maîtrise d'énergie et de développement des énergies renouvelables*.
- Ministère de l'Industrie, DGEMP, 1998, *Bilan énergétique provisoire 1997*.



**Bâtiment réacteur** : enceinte étanche en béton armé ou précontraint, qui enferme la cuve du réacteur, les générateurs de vapeur, le circuit primaire et ses principaux auxiliaires.

**Combustible MOX** : combustible contenant du plutonium issu du recyclage des combustibles classiques (composés d'uranium) irradiés.

**Consommation d'énergie primaire** : ensemble des utilisations de l'énergie et des matières premières énergétiques sur le territoire national, elle regroupe la consommation finale énergétique des différents secteurs, la consommation interne des activités de la branche énergie et la consommation finale non énergétique.

**Consommation finale énergétique** : consommation d'énergie par les utilisateurs finaux (industrie, résidentiel - tertiaire, agriculture et transports).

**Correction climatique** : correction des données sur la consommation d'énergie permettant de comparer les évolutions d'une année à l'autre en éliminant les différences dues aux variations climatiques (effets sur la demande de chauffage).

**Disponibilité** : quantité d'énergie produite par la centrale par rapport à sa capacité théorique maximale (indicateur de performance de la centrale).

**Efficacité énergétique** : ratio de la consommation finale d'énergie sur le PIB (indicateur d'activité nationale).

**Énergie primaire** : énergie brute non transformée après extraction (énergies fossiles) ou production.

**Équivalence énergétique** : les coefficients utilisés au niveau international (Union européenne, OCDE) pour convertir l'énergie électrique (exprimée en MWh) en énergie thermique (exprimée en J ou en tep) diffèrent de ceux utilisés en France par l'Observatoire de l'énergie :

- équivalence Eurostat : 1 MWh = 0,086 tep
- équivalence officielle française : 1 MWh = 0,222 tep.

L'utilisation de l'une ou l'autre de ces équivalences entraîne une différence importante dans les résultats globaux (part de l'électricité dans la production ou la consommation nationale,...). Il est donc important, lors de la lecture des résultats, de connaître l'équivalence appliquée.

**Indépendance énergétique** : ratio de la production primaire nationale sur la consommation totale d'énergie primaire.

**Jachère industrielle** : dans le cadre de la réforme de la PAC de 1992, la Communauté européenne a décidé l'obligation de gel des terres consacrées aux grandes cultures à un taux fixé annuellement. En revanche, il a été laissé aux agriculteurs la possibilité d'utiliser une partie de ces terres à la production de débouchés non alimentaires (biocombustibles, biocarburants, produits destinés à l'industrie chimique, pharmaceutique ou cosmétique). Pour ces productions, l'agriculteur bénéficie d'une prime à la jachère.

**Tranche** : unité de production électrique comportant une chaudière et un groupe turboalternateur. La plupart des centrales comportent deux ou quatre tranches.