

les cahiers de

**G**LOBAL  
**C**HANCE

---

# petit mémento énergétique

**Éléments pour un débat sur l'énergie en France**

numéro hors série

## **Global Chance**

Association loi de 1901  
à but non lucratif  
(statuts sur simple demande)  
41 rue Rouget de Lisle  
92150 Suresnes  
global-chance@wanadoo.fr

Le Conseil d'Administration  
de Global Chance  
est composé de :

Michel COLOMBIER  
Ingénieur et économiste  
Secrétaire de l'Association  
Benjamin DESSUS  
Ingénieur et économiste  
Président de l'Association  
Yves MARIGNAC  
Consultant scientifique  
François PHARABOD  
Ingénieur chercheur  
Trésorier de l'Association  
Béatrice QUENAULT  
Économiste  
Jean-Claude RAY  
Biophysicien

**Les cahiers de  
Global Chance  
N° hors série  
Janvier 2003**

Directeur de la publication :  
Benjamin DESSUS  
Rédaction : François PHARABOD  
Maquette : CEC Environnement  
Imprimerie : NORY

## **Sommaire**

### **Synthèse**

Que nous apprennent ces fiches ?

### **Chiffres**

- 1 – La comptabilité énergétique
- 2 – Du côté du consommateur final
- 3 – De l'énergie primaire à l'énergie finale
- 4 – Le bilan de l'électricité et la place des sources d'énergie
- 5 – La dépendance énergétique

### **Prospective**

- 6 – Les projections énergétiques mondiales
- 7 – Les projections énergétiques françaises
- 8 – Quels besoins de nouvelles centrales en France ?
- 9 – L'hydrogène, vecteur énergétique de demain ?
- 10 – Les piles à combustibles

### **Maîtrise de l'énergie**

- 11 – La maîtrise de l'énergie dans l'habitat et le tertiaire
- 12 – La maîtrise de l'énergie dans les transports
- 13 – La maîtrise de la demande d'électricité
- 14 – Les énergies renouvelables thermiques et carburants
- 15 – L'électricité renouvelable : bilan et perspectives

### **Nucléaire**

- 16 – L'économie prospective de la filière nucléaire
- 17 – Le retraitement et la filière MOX
- 18 – L'EPR (European Pressurized Reactor)

### **Effet de serre**

- 19 – L'accord de Kyoto
- 20 – L'électricité primaire et l'effet de serre dans le monde
- 21 – Les combustibles fossiles et l'effet de serre
- 22 – Les émissions de CO<sub>2</sub> du système énergétique français

## Editorial

---

La Ministre de l'Industrie, Madame Nicole Fontaine, a annoncé le 8 janvier dernier le lancement au premier trimestre d'un « Débat National sur les Energies » dans le but « d'associer les Français à la préparation de l'évolution de la politique énergétique pour les trente prochaines années ». Prônant une démarche « ouverte transparente et pluraliste » qui associe pleinement les citoyens, ce débat a pour but de « préparer les choix concrets et structurants s'inscrivant dans une politique nationale de développement durable ».

Dans le même temps, les grandes ONG d'environnement, inquiètes de l'isolement français dans le domaine énergétique et de la réduction programmée du débat à l'option nucléaire, ont décidé d'organiser un débat intitulé « le Vrai débat » où pourra s'exprimer librement la diversité des solutions alternatives.

L'association Global Chance, dont une des vocations est de mettre l'expertise scientifique de ses membres à la disposition du débat public, a décidé de participer à ces divers débats en mettant à disposition des citoyens certains des éléments factuels et pédagogiques qui manquent la plupart du temps aux non spécialistes.

Le domaine de l'énergie est longtemps resté et reste encore largement le domaine réservé d'un très petit nombre d'experts, souvent liés à des lobbies industriels puissants, et d'une administration peu encline à partager son savoir et jalouse de ses prérogatives.

Les concepts utilisés, les unités, le vocabulaire et le formalisme employés, contribuent à rendre opaques et incompréhensibles les enjeux et les options du débat. Le citoyen se trouve dans l'incapacité de juger de la pertinence des solutions proposées (ou imposées). La démocratie participative, « l'ouverture transparente et pluraliste », commencent par une information factuelle compréhensible accessible aux non spécialistes.

C'est pourquoi nous mettons aujourd'hui à la disposition des participants des différents débats une vingtaine de fiches, courtes, factuelles, sur des sujets où les discours contradictoires s'appuient sur les chiffres les plus fantaisistes, où les amalgames et les contrevérités foisonnent, où l'omission et la manipulation sont fréquents.

Nous n'avons évidemment pas essayé de traiter l'ensemble des sujets d'un tel débat. Nous avons choisi d'aborder d'une part ceux qui font l'objet des discours les plus contradictoires ou les plus fantaisistes, d'autre part ceux qui n'ont pas droit de cité dans le débat tant ils semblent des faits acquis.

Les fiches présentées s'appuient sur des références accessibles au public. Elles sont conçues pour être lues de façon autonome. Elles sont néanmoins regroupées en 5 chapitres principaux : les chiffres, la prospective, la maîtrise de l'énergie et les énergies renouvelables, le nucléaire, la lutte contre l'effet de serre.

Nous espérons vivement que ces fiches apporteront une contribution positive à l'objectif de démocratisation participative, de transparence et de qualité du débat qu'on voudrait voir s'instaurer dans ce domaine majeur du développement durable.

---

# Que nous apprennent ces fiches ?

Nous résumons ci-dessous quelques uns des principaux apports qui se dégagent des différents chapitres auxquels se rapportent les fiches qui suivent.

## Les chiffres de l'énergie

Les cinq fiches de ce chapitre montrent la très grande complexité d'un sujet sur lequel courent des informations souvent tronquées ou inexactes. Il faut tout d'abord prendre conscience de l'importance des **conventions de mesure et d'équivalence énergétiques** adoptées qui pèsent très lourd dans l'allure des bilans énergétiques français. C'est ainsi que l'adoption récente par l'Observatoire de l'énergie des conventions internationales d'équivalence entre les différents produits énergétiques a bouleversé la façon d'apprécier les **bilans énergétiques** nationaux. On y apprend par exemple pourquoi :

- Alors que la consommation finale d'énergie sous forme d'électricité atteignait 40% de la consommation totale d'énergie dans l'ancienne comptabilité, elle n'atteint plus dans la **nouvelle comptabilité** que 22% de cette consommation finale.
- Alors que les pertes de la branche énergie (dans les raffineries, la production et le transport de l'électricité) ne comptaient que pour 9% dans l'ancienne comptabilité, elles atteignent 35% de la consommation d'énergie primaire dans la nouvelle comptabilité.
- Alors que Madame Nicole Fontaine, Ministre de l'Industrie, rappelle dans son communiqué sur le Débat national sur l'énergie que, grâce au nucléaire et à l'hydraulique, le taux **d'indépendance énergétique** de la France atteint 50%, un calcul plus réaliste montre que notre indépendance réelle n'atteint que la valeur de 36% dont 22,6% grâce au nucléaire, 11,2% aux énergies renouvelables et 2,2% aux énergies fossiles.
- Alors que le programme nucléaire est censé nous avoir rendu beaucoup moins dépendant du pétrole que nos voisins, on constate que la consommation de pétrole par habitant de la France reste très proche de celle de l'européen moyen (1,50 en France contre 1,57 en moyenne pour l'Europe des 15).

Il est donc particulièrement important d'informer les citoyens des conventions très particulières qui sous-tendent les chiffres et les bilans pour apprécier les commentaires qui en sont tirés par les différents acteurs du débat.

## La prospective

Les trois premières fiches concernent les **projections énergétiques mondiales et nationales** à 30 ou 50 ans. Elles mettent en évidence un très fort contraste entre les images du possible et illustrent l'importance majeure des marges de manœuvre que peut engendrer la maîtrise des

consommations d'énergie : marge bien supérieure à celles qu'on attribue généralement à des choix très différenciés de ressources énergétiques (et tout particulièrement l'énergie nucléaire). L'analyse des scénarios, qu'ils soient mondiaux ou nationaux, montre les conséquences positives irremplaçables des politiques d'efficacité énergétique, à la fois sur la raréfaction des ressources et sur l'environnement global (émissions de gaz à effet de serre et déchets nucléaires). Elles montrent enfin qu'en France, contrairement à une affirmation fréquente, dans le domaine de la **production d'électricité**, la décision de mise en service d'une unité de grande puissance (nucléaire ou non), avant 2022 ou 2032, selon les scénarios de demande électrique, ne peut en aucun cas se justifier par des considérations d'ordre énergétique.

Deux fiches sont consacrées à de nouvelles technologies, **l'hydrogène** et **les piles à combustible**, qui font l'objet depuis quelques mois d'un engouement exagéré, au point d'en paraître parfois suspect. Des publications récentes ont en effet tenté d'accréditer l'idée que ces technologies en rupture étaient susceptibles de résoudre définitivement les problèmes d'épuisement des ressources fossiles et d'environnement global que l'humanité anticipe actuellement dans quelques décennies. L'analyse présentée tente de remettre à leur juste place ces technologies et leur potentiel dans la panoplie des solutions technologiques émergentes en réponse aux différents problèmes cités plus haut.

## La maîtrise de l'énergie et les énergies renouvelables

Conséquence logique des constats précédents, nous avons consacré trois fiches à la maîtrise des consommations d'énergie qui devrait faire l'objet de politiques concrètes et volontaristes alors qu'elle continue à ne faire pratiquement que l'objet de discours convenus. Trois secteurs sont abordés :

- Le **résidentiel tertiaire** où les potentiels encore considérables d'économie de chaleur ne seront certainement pas atteints sans une politique continue et volontariste de réhabilitation du parc existant, aujourd'hui quasiment abandonnée : on montre en effet que le potentiel de ce type d'action sur 20 ans est plus de 7 fois supérieur à celui d'une progression constante (10% tous les 5 ans) des performances de la construction neuve.
- Le secteur des **transports**, dont la croissance

de consommation ne sera pas jugulée par le seul progrès technologique contrairement aux affirmations des promoteurs de solutions type hydrogène, et qui suppose des politiques publiques (en particulier fiscales) continues et à long terme.

- La maîtrise de la **consommation de l'électricité**, domaine dans lequel la France présente un retard considérable, pour lequel de nombreuses solutions technologiques rentables existent sur le marché et dont le potentiel accessible et rentable d'économie d'électricité à l'horizon 2010 est important (de l'ordre de 55 TWh dont la plus grande part dans le résidentiel tertiaire).

Deux fiches sur les énergies renouvelables complètent ce chapitre.

La fiche **énergies renouvelables thermiques** fait le point sur le potentiel raisonnablement mobilisable de solaire et de biomasse à l'horizon 2010-2020. Il est évalué à une dizaine de Mtep supplémentaires, nettement inférieur aux conclusions d'un récent rapport de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques qui propose la mobilisation de 30 Mtep en 2010 (20 Mtep de solaire et 10 de biocarburants), valeur que nous estimons irréaliste.

La fiche **électricité renouvelable** met en avant les enseignements tirés des expériences d'autres pays européens dont certains, au contraire de la France, ont engagé des politiques très volontaristes, en particulier dans le domaine de l'éolien, et analyse les différents outils d'incitation mobilisables au service de l'objectif de la directive européenne « électricité renouvelable » (22% en 2010).

## La production d'électricité nucléaire

Trois fiches sont consacrées à la filière nucléaire. La première met en relief les conclusions principales du rapport « **Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire** » établi en 2000 à la demande du Premier Ministre. Ce rapport remet en cause une série d'affirmations courantes, comme la prédominance de l'investissement initial des centrales dans le coût global de la filière nucléaire, ou l'intérêt environnemental et économique de la filière « retraitement + MOX ». Pour l'avenir à 50 ans, les calculs effectués montrent très clairement l'intérêt économique de la maîtrise de l'électricité, mais échouent à discriminer nettement, sur le plan économique, les scénarios en fonction du mix de production électrique retenu (nucléaire versus cycles combinés à gaz naturel). Le rapport apporte enfin un éclairage quantitatif

inédit sur les conséquences, en termes de bilan matières et de déchets, de l'introduction de nouvelles technologies nucléaires et met en relief la très grande inertie du système.

La fiche « **retraitement + MOX** » montre que cette filière ne présente pas les avantages économiques et environnementaux généralement revendiqués par ses promoteurs sur des bases factuelles tronquées ou erronées. La filière présente en effet un surcoût important (145 millions d'euros par tonne de plutonium évité), ne permet qu'une réduction modeste du stock de déchets les plus dangereux (maximum 20% en fin de vie du parc), et provoque l'apparition de problèmes spécifiques nouveaux d'environnement (La Hague, le refroidissement du MOX irradié, etc.).

La fiche **EPR** enfin met en cause la pertinence des arguments des promoteurs de la construction d'un réacteur avancé européen à court terme, sur les plans énergétique, économique, environnemental et scientifique.

## L'effet de serre

Quatre fiches sont consacrées à cette question.

La première apporte des éléments de réponse aux arguments avancés par les Etats-Unis et souvent repris pour mettre en cause l'**accord de Kyoto**.

La seconde tente d'éclairer le débat souvent manichéen qui s'est engagé sur le thème « l'électricité nucléaire et (plus marginalement) l'électricité renouvelable, une réponse majeure à la lutte contre le réchauffement climatique ». Elle montre en particulier que les apports du nucléaire et de l'hydraulique aux **économies d'émissions de CO<sub>2</sub> mondiales**, bien que non négligeables (respectivement 240 et 270 Mtonnes de carbone) restent marginales (3,8 et 4,3%) et sont donc loin de constituer « la » réponse, comme l'affirment certains, aux problèmes climatiques.

La fiche **combustibles et effet de serre** montre la grande diversité des contributions aux émissions de CO<sub>2</sub> des différentes filières d'utilisation des combustibles fossiles (en particulier pour les filières de production d'électricité) et met en relief les marges de manœuvre importantes, en terme d'émissions de CO<sub>2</sub>, qui peuvent résulter de substitutions judicieuses d'énergies fossiles.

La dernière fiche analyse plus précisément **les émissions de CO<sub>2</sub> du système énergétique français** et dresse le bilan des évolutions constatées, des scénarios, des politiques proposés et de l'état de leur mise en œuvre.

# La comptabilité énergétique

L'analyse des différents bilans énergétiques, aussi bien à la production qu'à la consommation, suppose l'utilisation d'unités de mesure communes aux différentes sources et aux différentes formes d'usage de l'énergie. Ces unités ne nous sont pas toutes familières non plus que leur équivalence avec les quantités physiques (tonnes de charbon, litres d'essence, stères de bois, etc.) ou avec les unités qui apparaissent dans les factures d'électricité ou de chauffage urbain (kWh).

L'unité officielle d'énergie est le Joule (J) mais, par commodité (parce que c'est plus « parlant » et parce que le pétrole est l'énergie dominante), les énergéticiens utilisent la « tonne équivalent pétrole » (tep).

Le tableau ci-dessous donne, pour les principales ressources énergétiques, les éléments de conversion nécessaires à la transformation des quantités physiques en équivalent énergétiques utilisés depuis 2002 par l'Observatoire de l'énergie, conformes aux règles internationales.

## Equivalences énergétiques

Energie	Unité physique	Milliard de Joules (gigajoule) PCI*	Tonne équivalent pétrole (tep) PCI*
<b>Charbon</b>			
Houille	Tonne	26	0,62
Coke de houille	Tonne	28	0,67
Briquettes de lignite	Tonne	32	0,76
Lignite	Tonne	17	0,4
<b>Pétrole</b>			
Pétrole brut, gazole, fioul	Tonne	42	1
Gaz de pétrole liquéfié	Tonne	46	1,1
Essence moteur	Tonne	44	1,05
Fioul lourd	Tonne	40	0,95
Coke de pétrole	Tonne	32	0,76
<b>Electricité</b>			
Production nucléaire	MWh (1000 kWh)	3,6	0,26
Production géothermique	MWh	3,6	0,86
Production renouvelables	MWh	3,6	0,086
Production fossile	MWh	3,6	0,086
<b>Bois</b>			
Stère	Stère	6,17	0,15
<b>Gaz naturel et industriel</b>			
	MWh PCS**	3,24	0,077

\* PCI : pouvoir calorifique inférieur.

\*\* PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Pour les combustibles contenant de l'hydrogène, la combustion produit de la vapeur d'eau en plus du CO<sub>2</sub> ; la chaleur restituée lors de la condensation de cette vapeur est prise en compte dans le PCS et pas dans le PCI.

Source : Observatoire de l'énergie.

Le tableau se lit de la façon suivante : par exemple pour la ligne « Essence moteur » : 1 tonne d'essence équivaut à 44 gigajoules d'énergie et 1,05 tonne équivalent pétrole (tep).

## Le cas de l'électricité

Une attention toute particulière doit être accordée à la ligne électricité. On constate en effet que, selon son origine, une même quantité d'électricité, ici 1 MWh, peut avoir des équivalents en tep qui varient de 1 à 10 : 0,086 pour les énergies renouvelables et fossiles, 0,26 pour le nucléaire, 0,86 pour la géothermie. Ces différences tiennent à la façon dont on comptabilise l'électricité.

Dans le cas du nucléaire et de la géothermie, on utilise la méthode dite de « l'équivalent primaire à la production ». Elle consiste à évaluer la quantité de combustibles fossiles en tep qui aurait été nécessaire, compte tenu du rendement de production de la filière considérée, pour obtenir la même quantité d'électricité.

Pour le nucléaire et un rendement retenu de 33%, il faudrait 3 MWh de chaleur pour produire 1 MWh d'électricité, soit  $3 \times 0,086 = 0,26$  tep.

Pour l'électricité géothermique, avec un rendement retenu de 10%, il faudrait 10 MWh de chaleur pour obtenir 1 MWh d'électricité soit 0,86 tep.

On voit immédiatement que ces conventions peuvent être sources d'incompréhension, d'interprétations erronées des bilans, de raisonnements incorrects, voire de manipulations diverses.

## Incidence de ces équivalences sur le bilan énergétique

On peut remarquer que les conventions retenues pour convertir l'électricité « primaire » donnent une importance relative d'autant plus grande, dans les bilans globaux d'approvisionnement, aux filières qu'elles ont un plus mauvais rendement. Le tableau suivant illustre largement ce propos. On y a figuré trois situations de production conduisant à la même quantité d'électricité par des filières différentes et leurs conséquences sur le bilan global : la situation actuelle, P1, une situation où le nucléaire est remplacé par de l'hydraulique, P2, enfin une situation où le nucléaire serait remplacé par de la géothermie, P3.

Bilan primaire 2001 pour différents moyens de production d'électricité (Mtep)

	Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Electricité géothermique	Electricité nucléaire	Electricité hydraulique	Energies renouvelables	Total
P1*	11,8	95,8	36,5	0	104,1	6,8	11,9	266,9
P2	11,8	95,8	36,5	0	0	41,2	11,9	197,2
P3	11,8	95,8	36,5	344	0	6,8	11,9	506,8

\* Source : Observatoire de l'énergie.

L'apparence des bilans primaires est complètement bouleversée à la fois en valeur absolue (un facteur 2,5 d'écart entre le total de P2 et de P3 pour la même quantité d'énergie disponible) et en valeur relative. Si par exemple on s'intéresse à la dépendance énergétique, le tableau conduit à des taux d'indépendance très divergents pour trois situations qui, pourtant, de ce point de vue devraient être identiques si l'hydraulique, le nucléaire et la géothermie sont nationaux. Alors que ce taux est de près de 46% dans P1, il tombe à 29% dans P2 et grimpe à 72% dans P3.

Cet exercice caricatural montre les précautions à prendre pour interpréter les différents bilans présentés dans le domaine de l'énergie en France et à l'étranger, et l'intérêt d'une bonne connaissance des équivalences retenues internationalement. Ce point a d'autant plus d'importance que la France a changé de méthode de calcul en 2002, dans une certaine confidentialité, pour s'aligner sur les règles internationales.

# Du côté du consommateur final

Le système énergétique d'un pays est constitué de l'ensemble des activités et des opérations qui permettent de satisfaire les besoins en produits et en services énergétiques des activités économiques et sociales. Il est constitué d'un faisceau de filières énergétiques, chacune représentant le trajet qui va de la ressource énergétique de base (matière première ou force naturelle) au produit énergétique particulier permettant de satisfaire ces besoins. Le système énergétique englobe donc toutes les opérations d'approvisionnement (production ou importation), de transformation (raffinage, production d'électricité) et de consommation.

L'énergie est utilisée sous différentes formes : la chaleur, le froid, l'énergie mécanique (fixe ou mobile), la lumière, l'énergie électromagnétique, l'énergie chimique. Chacune de ces formes d'énergie, comme les produits énergétiques susceptibles de les fournir (gaz, produits pétroliers, électricité, charbon, bois, déchets), est mesurée avec une unité qui lui est particulière, par commodité ou par tradition.

En comptabilisant, à l'aide d'une unité commune à toutes les sources d'énergie, la quantité des matières premières utilisées ou transformées annuellement par chaque filière énergétique et en suivant les produits de cette transformation jusqu'au consommateur final, on voit comment l'énergie est utilisée au différents stades du système énergétique.

## Le bilan de la consommation finale

Le consommateur final – industries, entreprises ou établissements du secteur tertiaire, logements, exploitations agricoles, moyens de transport – consomme directement des produits énergétiques divers pour différents usages. La quantité de chaque produit énergétique consommé est exprimée avec une unité particulière qui mesure tantôt son poids, tantôt son volume, tantôt la quantité d'énergie produite par son utilisation : le kilowattheure apparaît sur les factures de gaz, d'électricité et de chaleur (dans le cas du chauffage collectif, notamment par réseau de chaleur) ; l'essence est comptée en litres, le charbon et le fuel en tonnes, le bois en stères...

Pour comparer ou additionner les quantités de chacun de ces produits énergétiques, on doit utiliser une unité commune. L'unité officielle d'énergie est le Joule (J) mais, par commodité (parce que c'est plus « parlant » et parce que le pétrole est l'énergie dominante), on utilise la « tonne équivalent pétrole » (tep). Les conversions en tep des autres unités particulières se font sur la base du pouvoir calorifique de chaque produit énergétique (voir fiche 1).

Ainsi, 1 tonne de pétrole brut vaut 42 milliards de Joules (GJ ou gigajoule) et 1 tep<sup>1</sup>, mais chaque produit pétrolier particulier (essence, fioul, etc.) a un coefficient de conversion différent (mais proche de 1). De même, 1000 kWh valent 3,6 GJ et 0,086 tep.

On peut ainsi établir le tableau de la consommation finale énergétique en France par produit énergétique et par secteur d'activité comme l'indique le tableau suivant.

Consommation finale énergétique en 2001 (Mtep\*)

Secteur d'activité	Charbon	Produits pétroliers	Gaz	Electricité	Energies renouvelables**	Total
Industrie	6	7,2	11,3	12	1,8	38,3
Habitat et tertiaire	0,6	16,8	19,6	21,3	8,5	66,8
Agriculture	0	2,4	0,3	0,2	0,1	3
Transports	0	49,2	0	0,9	0,3	50,4
Total	6,6	75,6	31,2	34,4	10,7	158,5
Part	4%	47%	20%	22%	7%	100%

\* Mtep : mégatp (million de tep).

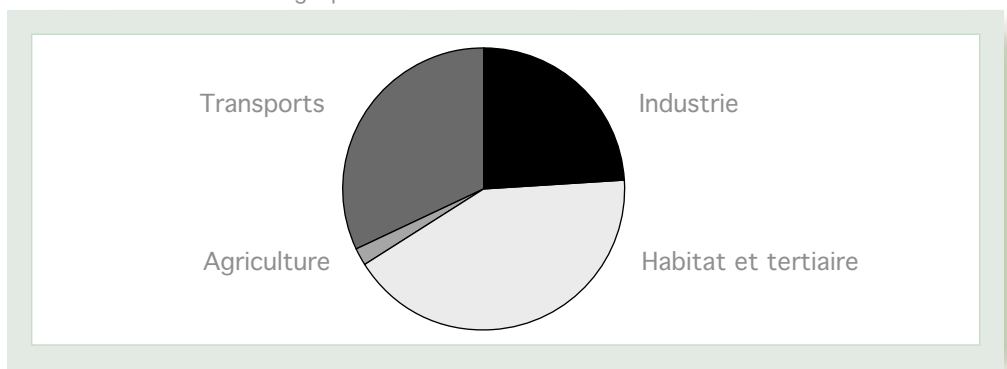
\*\* Energies renouvelables thermiques : bois, déchets, essentiellement ; également solaire thermique, géothermie et autre biomasse.

Source : Observatoire de l'énergie. Valeurs corrigées du climat.



Les produits pétroliers représentent près de la moitié de la consommation finale, loin devant l'électricité et le gaz qui représentent un cinquième chacun. Le principal secteur consommateur est « habitat et tertiaire », suivi de « transports ». La principale caractéristique du secteur transports est que 97,5% de sa consommation est assurée par les produits pétroliers (cette consommation représentant elle-même 65% de la consommation totale de produits pétroliers). Cela met en évidence l'extraordinaire dépendance de ce secteur vis-à-vis d'une seule énergie, le pétrole. L'industrie ne consomme que le quart de l'énergie finale.

#### Consommation finale d'énergie par secteur d'activité



Dans le secteur « habitat et tertiaire » les consommations des différents produits énergétiques sont relativement équilibrées, mais c'est ce secteur qui consomme de très loin le plus d'électricité : il représente à lui seul 63% de la consommation finale totale d'électricité.

Le consommateur final consomme en général directement les produits énergétiques qui figurent dans ce tableau. Cependant, pour ce qui concerne l'usage « chaleur », celle-ci peut être fournie au consommateur à partir d'une production « extérieure » lorsqu'il existe un réseau de chaleur. D'autre part, certaines consommations de chaleur et d'électricité dans l'industrie peuvent provenir d'une « autoproduction » au niveau du consommateur qui produit lui-même ces énergies, notamment par « cogénération » (production simultanée de chaleur et d'électricité utilisables).

## Les usages de la consommation finale d'énergie

Le secteur « habitat et tertiaire » consomme environ 52 Mtep pour le chauffage des locaux et l'eau chaude sanitaire, 3 Mtep pour la cuisson des aliments et 12 Mtep (soit 140 TWh) pour les usages spécifiques de l'électricité (éclairage, électroménager, bureautique, audiovisuel...).

Le secteur « industrie » consomme 26 Mtep de combustibles (charbon, produits pétroliers, gaz), essentiellement pour la production de chaleur à différents niveaux de température, et 12 Mtep d'électricité (soit 140 TWh).

Au niveau des usages, deux grands postes dominent : la consommation d'énergie pour le chauffage des locaux (environ 32%) et les carburants dans les transports (environ 31%).

La décomposition de la consommation finale d'énergie par usages met en évidence des besoins très différents en quantité et en qualité d'énergie. La chaleur à basse température s'avère le premier besoin énergétique, en quantité, de notre société.

# De l'énergie primaire à l'énergie finale

Le charbon, le gaz, le bois sont consommés sans transformation majeure par le consommateur final, soit directement, soit par une production de chaleur effectuée au voisinage de la consommation : grandes chaudières de chauffage urbain ou chaudières d'immeubles. Les produits pétroliers – essence, fiouls – sont produits à partir du pétrole brut dans les raffineries. L'électricité est produite par différentes techniques : centrales thermiques à combustibles fossiles (charbon, fioul, gaz naturel) dites « centrales thermiques classiques », centrales nucléaires, centrales hydroélectriques et quelques installations éoliennes et photovoltaïques<sup>1</sup>.

## Le bilan en énergie primaire

L'énergie « primaire » correspond à des produits énergétiques « bruts » dans l'état (ou proches de l'état) dans lequel ils sont fournis par la nature : charbon, pétrole, gaz naturel, bois (également déchets combustibles qui sont fournis par les activités humaines)<sup>2</sup>. Pour l'électricité, on considère comme « électricité primaire » celle qui est produite par d'autres moyens que les centrales thermiques classiques : énergie nucléaire, hydraulique, éolien, photovoltaïque.

Chacune de ces sources d'énergie est mesurée dans une unité qui lui est propre : tonne de charbon, stère de bois, tonne de pétrole brut<sup>3</sup>, mètre cube pour le gaz naturel. Le kilowattheure (kWh) est l'unité utilisée pour l'électricité, mais aussi pour le gaz et la chaleur.

Comme pour l'énergie finale, l'unité commune officielle est le Joule, mais en France on utilise la « tonne d'équivalent pétrole » (tep). Pour les combustibles fossiles et le bois, la valeur en tep est calculée à partir du pouvoir calorifique de chaque « énergie primaire ».

La comptabilité de l'électricité primaire est plus complexe (voir fiche 1). La production d'électricité par l'hydraulique (ainsi que l'éolien et le photovoltaïque), comptabilisée en kWh, est exprimée en tep en utilisant la conversion des unités physiques (comme pour la consommation finale) : 1000 kWh valent 0,086 tep. Pour la production d'électricité par des centrales nucléaires, on comptabilise en énergie primaire la chaleur produite par le réacteur nucléaire<sup>4</sup>. Lorsqu'une centrale nucléaire produit 1 kWh d'électricité, le réacteur nucléaire qui l'équipe produit 3 kWh de chaleur dont 2 représentent les pertes calorifiques liées à la transformation de chaleur en électricité (principe de Carnot). Cette chaleur est rejetée dans la rivière, la mer ou l'atmosphère. Ainsi, lorsqu'une centrale nucléaire produit 1000 kWh, cette production est comptabilisée  $0,086/0,33 = 0,2606$  tep.

Cela explique qu'à même production d'électricité, l'électricité primaire d'origine nucléaire est comptée en tep trois fois plus que la même production d'origine hydraulique (ou éolienne).

Les quantités d'énergies primaires utilisées en France pour produire les énergies finales nécessaires à la satisfaction des différents besoins énergétiques figurent dans le tableau suivant (on appelle ces quantités les « disponibilités » en énergie primaire).

Dans ce bilan officiel, l'électricité d'origine nucléaire occupe la première place avec près de 40%, devant le pétrole et loin devant les autres sources.

Les disponibilités en énergie primaire en 2001 (Mtep)

Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Electricité nucléaire	Electricité hydraulique	Energies renouvelables	Total
11,8	95,8	36,5	104,1	6,8	11,9	266,9
4,5%	35,8%	13,7%	39,0%	2,5%	4,5%	100,0%

Source : Observatoire de l'énergie. Valeurs corrigées du climat.

## De l'énergie primaire à l'énergie finale

La différence entre les valeurs de la disponibilité d'énergie primaire (267 dans le bilan officiel) et la consommation d'énergie finale (158 Mtep), soit 109 Mtep, provient :

- a) Des consommations des industries de l'énergie : consommation des raffineries (5 Mtep) et consommation d'électricité du secteur énergétique<sup>5</sup> (4 Mtep).
- b) De la différence (7 Mtep) entre les 11 Mtep de consommation de combustibles (charbon, produits pétroliers, gaz, énergies renouvelables) pour la production d'électricité et les 4 Mtep d'électricité produite<sup>6</sup>.
- c) Des pertes et ajustements statistiques de 76 Mtep qui comprennent environ 70 Mtep de rejets de chaleur liées à la production d'électricité par les centrales nucléaires.
- d) Des consommations des produits fossiles (charbon, pétrole, gaz) à des fins non énergétiques (industrie chimique, goudrons, etc.) (17 Mtep dont 14 de pétrole).

## Production nationale et échanges d'énergie

Le tableau suivant indique pour chaque source d'énergie primaire les quantités produites en France et celles qui sont importées, le bilan fournissant les disponibilités (ou consommation primaire).

Production nationale et échanges d'énergie en 2001 (Mtep)

	Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Electricité nucléaire	Electricité hydraulique	Energies renouvelables	Total
Production nationale	1,5	1,9	1,5	110	6,8	11,9	133,6
Importations nettes*	10,3	93,9	35	- 5,9**	0	0	133,3
Disponibilités	11,8	95,8	36,5	104,1	6,8	11,9	266,9

\* Importations – exportations.  
 \*\* Les exportations d'électricité sont attribuées à la production d'origine nucléaire.

Source : Observatoire de l'énergie.

1 L'électricité est produite également par des centrales fonctionnant en cogénération (production de chaleur et d'électricité) qui peuvent utiliser notamment des déchets urbains solides ou du bois et des déchets de bois.

2 On ne place pas l'uranium dans les énergies primaires, bien qu'il constitue la matière première de base de la production de chaleur dans les réacteurs nucléaires. Il serait logique de le comptabiliser au même titre que les sources fossiles. Ne pas le faire permet d'escamoter la question de son importation. De ce fait, la production d'énergie par les centrales nucléaires est considérée comme intégralement « nationale », ce qui est discutable.

3 Le « baril », utilisé internationalement pour exprimer les production et les prix, vaut 1/7 de tonne.

4 Une centrale nucléaire fonctionne comme une centrale thermique classique dans laquelle la chaudière est remplacée par un réacteur nucléaire produisant de la chaleur transformée ensuite en électricité grâce à une turbine et un alternateur.

5 Notamment les usines d'enrichissement de l'uranium.

6 Cette différence correspond à la perte de chaleur qui accompagne la production d'électricité et pourrait donc être comptabilisée dans la rubrique « pertes » qui ne prend actuellement en compte que les pertes de chaleur des centrales nucléaires.

# Le bilan de l'électricité et la place des sources d'énergie

## Le bilan de l'électricité

Dans le bilan français de production d'électricité, le nucléaire arrive largement en tête (77%), suivi par l'hydraulique (14%) et le thermique classique (9%).

Le secteur « habitat et tertiaire » est de loin le plus gros consommateur d'électricité (61%). Sa consommation se partage entre environ 140 TWh pour les usages spécifiques et 104 TWh pour les usages thermiques (chauffage, eau chaude, cuisson) qui sont substituables (pour lesquels on peut utiliser d'autres sources d'énergie).

Production et consommation de l'électricité en 2001 (TWh)

Production totale (brute)		550
	Dont : Hydraulique	79
	Thermique nucléaire	422
	Thermique classique	49
Echanges		-69
	Dont : Exportations	-74
	Importations	5
Autoconsommation et pertes		-81
	Dont : Consommation des auxiliaires et pompage	- 30 (1)
	Pertes de réseau	-30
	Usages internes	- 21 (2)
Consommation finale (3)		397
	Dont : Industrie	140
	Habitat et tertiaire	244
	Agriculture	2
	Transports	11

(1) Dont 24 TWh de consommation des auxiliaires et 6 TWh pour le pompage.

(2) Dont 15 TWh pour l'enrichissement de l'uranium (usine Eurodif).

(3) La valeur de la consommation finale est inférieure de 3 TWh à la somme des trois lignes précédentes : cela est probablement dû aux incertitudes statistiques.

Source : Observatoire de l'énergie. Valeurs non corrigées du climat.

Le thermique classique comprend la production en cogénération (production de chaleur et d'électricité) qui peut utiliser notamment des déchets urbains solides ou du bois et des déchets de bois. La production d'électricité issue des déchets urbains solides ou du bois représente 3,5 TWh.

## Contribution des différentes énergies au bilan énergétique primaire

Dans la comptabilité de l'énergie primaire (fiche 3), c'est la chaleur produite par le réacteur nucléaire qui est comptée et non l'électricité produite. Il y a donc, d'une part une distorsion par rapport à la production d'électricité d'origine hydraulique et d'autre part un paradoxe : la valeur en énergie primaire de la contribution du nucléaire est d'autant plus élevée dans le bilan que le rendement de la centrale nucléaire est faible.

Pour comparer réellement les contributions respectives, il est plus intéressant de regarder quelles quantités de combustible fossile seraient nécessaires pour produire la même quantité d'électricité que les centrales nucléaires ou hydrauliques. La centrale thermique de référence qui se développe actuellement partout dans le monde du fait de ses qualités techniques, économiques et environnementales est la centrale à cycle combiné<sup>1</sup> au gaz naturel dont le rendement est de 55%.

La production d'origine nucléaire qu'il s'agit de « remplacer » est la production brute diminuée de la consommation des auxiliaires (23 TWh pour les centrales nucléaires) et de la consommation d'électricité pour l'enrichissement de l'uranium (15 TWh), soit 384 TWh. Pour l'hydraulique, la consommation à « remplacer » est de 79 TWh.

Des centrales à cycle combiné au gaz naturel nécessiteraient respectivement 698 TWh et 144 TWh de gaz naturel pour les productions d'électricité indiquées ci-dessus, soit respectivement 60 Mtep et 12 Mtep de gaz naturel. Avec cette équivalence plus réaliste<sup>2</sup>, le nucléaire et l'hydraulique sont comptés de la même façon et leur production d'électricité est comparée à une production de référence de la meilleure technique actuelle.

Pour passer de la production d'électricité primaire à sa consommation (ou « disponibilité »), on doit soustraire à la production les exportations d'électricité, soit 69 TWh. En considérant que cette exportation se fait à partir de la production d'origine nucléaire, la valeur correspondante à la consommation nationale est alors de 315 TWh, équivalents à 49,2 Mtep de gaz naturel.

La distribution des disponibilités en énergie primaire serait alors celle indiquée par le tableau ci-dessous :

#### Les disponibilités en énergie primaire\* en 2001 (Mtep)

Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Electricité nucléaire	Electricité hydraulique	Energies renouvelables	Total
11,8	95,8	36,5	49,2	12,4	11,9	217,6
5,4%	44,0%	16,8%	22,6%	5,7%	5,5%	100,0%

\* Basées sur une équivalence de la production nucléaire et hydraulique à la production par des centrales à cycle combiné au gaz naturel.

Source : Global Chance à partir des données de l'Observatoire de l'énergie.

La distribution des différentes énergies est sérieusement modifiée par rapport à la comptabilité officielle : le pétrole occupe la première place à 44%, le nucléaire se situe à 22,6%, le gaz naturel à 16,8%, les énergies renouvelables, hydraulique et bois, à 11,2% et le charbon à 5,4%.

## Contribution des produits énergétiques à la consommation d'énergie finale

Le tableau suivant indique la répartition de la consommation d'énergie finale entre produits énergétiques.

#### Consommation d'énergie finale par produit énergétique

	Charbon	Produits pétroliers	Gaz	Electricité	Energies renouvelables*	Total
Total (Mtep)	6,6	75,6	31,2	34,4	10,7	158,5
Part	4%	47%	20%	22%	7%	100%

\* Energies renouvelables thermiques.

Source : Observatoire de l'énergie.

Comme le nucléaire contribue pour 77% à la production d'électricité, sa contribution à la consommation d'énergie finale est donc de 17%. Par le même raisonnement, on voit que la contribution de l'hydraulique est de 3% et par conséquent la contribution totale des énergies renouvelables de 10%.

1 Cycle combiné : combinaison d'une turbine à gaz et d'un cycle vapeur qui permet d'atteindre des rendements élevés.

2 Cela était d'ailleurs la méthode choisie entre 1973 et 2002 par la comptabilité énergétique française, mais la centrale de référence était une centrale à fioul d'un rendement de 38% qui était en 1973 la centrale thermique fossile la plus performante sur le marché.

# La dépendance énergétique

## Le « taux d'indépendance énergétique » officiel

Le taux d'indépendance énergétique est défini officiellement en France, pour une année donnée, comme le rapport de la production nationale à la consommation totale d'énergie primaire, ces consommations étant exprimées en tep (tonne équivalent pétrole). La simplicité de cette définition cache des hypothèses et des conventions qui mettent en cause la pertinence de cet indicateur comme sa méthode de calcul. Les valeurs des productions nationales et des échanges d'énergie s'établissent en 2001 comme l'indique le tableau suivant.

Productions nationales et échanges d'énergie en 2001 (Mtep)

	Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Electricité nucléaire	Electricité hydraulique	Energies renouvelables*	Total
Production nationale	1,5	1,9	1,5	110	6,8	11,9	133,6
Importations nettes	10,3	93,9	35	- 5,9**	0	0	133,3
Consommation primaire***	11,8	95,8	36,5	104,1	6,8	11,9	266,9

\* Bois, déchets, géothermie, solaire thermique.

\*\* Les exportations nettes d'électricité sont attribuées à la production d'origine nucléaire.

\*\*\* Ou « disponibilités ».

Source : Observatoire de l'énergie.

La valeur du taux d'indépendance énergétique officiel s'établit donc à :  $133,6 / 266,9 = 50,1$ .

Cette valeur est généralement interprétée, surtout dans le discours politique, comme traduisant le fait que la moitié de l'énergie consommée en France y est produite à partir des ressources nationales, dont l'essentiel est constitué par la production d'électricité d'origine nucléaire<sup>1</sup>.

Cela est cependant étonnant pour un pays qui importe la quasi totalité du pétrole, du gaz naturel et du charbon qu'il consomme.

## Une définition et une méthode de calcul plus pertinentes

La question que l'on se pose est de savoir quelle est, dans la consommation nationale d'énergie, la part qui provient d'une production nationale et la part qui revient à des importations : on peut avoir ainsi une idée du degré de dépendance ou d'indépendance de cette consommation vis-à-vis des approvisionnements extérieurs. Pour cela :

- Il faut exclure la production d'électricité destinée à des exportations qui n'a en aucun effet de substitution par rapport aux importations de combustibles fossiles.
- La comptabilité de la production d'électricité primaire, nucléaire ou hydraulique, doit être effectuée à partir de l'évaluation des importations de combustible fossile évitées du fait de cette production (voir fiche 4), en « équivalent gaz naturel », la centrale de référence étant à cycle combiné (rendement 55%). Avec cette approche, les contributions des différentes énergies apparaissent ci-dessous pour 2001.

Contributions des différentes énergies (Mtep)

Mtep	Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Electricité primaire		Energies renouvelables	Total
				Nucléaire	Hydraulique		
Production nationale	1,5	1,9	1,5	49,2	12,4	11,9	78,4
Importations	10,3	93,9	35	0	0	0	139,2
Consommation primaire	11,8	95,8	36,5	49,2	12,4	11,9	217,6

Source : Global Chance.

La part de la production nationale dans la consommation d'énergie est donc de 36% (78,4 / 217,6) dont 22,6% dus au nucléaire, 11,2% aux énergies renouvelables et 2,2% aux énergies fossiles. Un tiers environ de la consommation d'énergie en France est donc assuré par la production nationale, les deux tiers de cette contribution étant attribués à la production d'électricité d'origine nucléaire (le caractère exclusivement national de cette production pouvant être discuté du fait que l'uranium est entièrement importé : en toute rigueur, la part de la production nationale est de  $11,2 + 2,2 = 13,4\%$ ).

## A partir de l'énergie finale

On peut également évaluer la dépendance énergétique en calculant le taux de couverture des consommations en énergie finale rappelées ci-dessous.

Taux de couverture des consommations en énergie finale

	Charbon	Produits pétroliers	Gaz	Electricité	Energies renouvelables	Total
Total (Mtep)	6,6	75,6	31,2	34,4	10,7	158,5
Part	4%	47%	20%	22%	7%	100%

Source : Global Chance.

La part revenant à la production nationale est égale à la somme de la part revenant à la production d'électricité d'origine nucléaire et hydraulique, 20%, plus la part revenant aux énergies renouvelables thermiques, 7%, plus la part revenant aux énergies fossiles produites sur le sol national, soit 2% . La contribution de la production nationale d'énergie à la consommation d'énergie finale est donc de 29%.

## La réalité des dépendances énergétiques

L'expression des parts relatives de la production nationale et des importations dans la consommation d'énergie, soit par le taux de couverture des besoins en énergie primaire, selon une règle réaliste d'équivalence à la production (36%), soit par le taux de couverture des besoins en énergie finale (29%), donne une image globale de la situation énergétique française vis-à-vis de sa dépendance extérieure plus réaliste que le taux officiel de 50%.

L'utilisation de tels indicateurs globaux peut cependant masquer la réalité des dépendances énergétiques les plus fortes. En France, celles-ci sont de deux ordres : d'une part la dépendance quasi totale du secteur des transports vis-à-vis des produits pétroliers (ceux-ci représentent 97,5% de la consommation finale totale du secteur) et, d'autre part, la très forte dépendance de la production d'électricité vis-à-vis de l'énergie nucléaire et d'un seul type de réacteurs nucléaires (77% de la production brute totale d'électricité assurés par les réacteurs à eau sous pression). Si la première dépendance est commune à presque tous les pays membres de l'Union Européenne<sup>2</sup>, la seconde est spécifique à la France, dont la production d'électricité d'origine nucléaire représente à elle seule la moitié de celle de l'Union Européenne.

1 On rappelle que, dans les statistiques officielles, l'électricité d'origine nucléaire est considérée comme entièrement « production nationale » alors que l'uranium est entièrement importé.

2 Les consommations de pétrole par habitant de la France et de l'Union Européenne, tous secteurs confondus, sont pratiquement égales : en 2000, 1,57 pour l'UE, 1,50 pour la France, 1,62 pour l'Allemagne, 1,46 pour l'Italie, 1,29 pour le Royaume-Uni, 1,65 pour l'Espagne.

# Les projections énergétiques mondiales

Les énergéticiens ont l'habitude de se projeter dans le long terme et de décrire des images contrastées des situations de demande et d'offre mondiale d'énergie à différents horizons. Certains de ces exercices relèvent de la prévision et dessinent l'évolution énergétique la plus probable si les tendances observées dans la période récente se prolongent sur la période étudiée. D'autres, qui relèvent de la prospective, mettent en scène des images contrastées reflétant des contraintes et des politiques énergétiques elles mêmes diverses et leurs conséquences en termes de demande et d'offre énergétique, d'environnement, etc., à différents horizons temporels. D'autres enfin se fixent des objectifs normatifs à un horizon donné (par exemple diminuer les émissions mondiales de gaz à effet de serre de 80% en 2030) et mettent en scène les conditions techniques, économiques et organisationnelles nécessaires pour y parvenir à cet horizon.

## Les exercices prévisionnels

Le plus récent d'entre eux a été publié par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) de l'OCDE dans l'édition 2002 du « Word Energy Outlook » (WEO). Ses principales hypothèses : une population mondiale de 8,2 milliards d'habitants en 2030, une croissance économique moyenne de 2,9% par an, une lente augmentation du prix moyen du pétrole de 21 à 29\$ le baril, une relation constante égale à celle constatée ces 20 dernières entre la croissance économique et la croissance des besoins d'énergie. Le scénario de référence envisage la poursuite des politiques énergétiques engagées, et une variante le renforcement des politiques environnementales.

Les principaux résultats du scénario de référence de l'AIE (WEO)

Mtep	2000	2030
Une demande d'énergie en augmentation de 66%	9200	15300
Un doublement du gaz naturel	2100	4200
Une augmentation de 60% des besoins de pétrole	3600	5800
Une augmentation de 55% des besoins de charbon	2300	3600
Une stagnation du nucléaire	675	705
Un doublement des énergies renouvelables	450	990
Une augmentation de la part des fossiles dans le bilan	86 %	89 %
Une augmentation de 70% des émissions de CO <sub>2</sub>	22	38

Source : Global Chance à partir de données AIE.

La variante donne des résultats proches du précédent puisque la consommation totale d'énergie atteint encore 13 900 Mtep en 2030 et les émissions 32 Gt de CO<sub>2</sub> (8,7 Gt de carbone).

## Les scénarios prospectifs

Ils présentent les images obtenues en fonction d'hypothèses contrastées de prise en compte d'un certain nombre de contraintes (par exemple la stabilisation des émissions de gaz à effet de serre) ou de politiques contrastées. A titre d'exemple, on compare ci-dessous les scénarios étudiés par l'IIASA pour le compte du Conseil Mondial de l'Energie (et repris dans l'ouvrage « World Energy Assesment »<sup>1</sup>) et un scénario du CNRS, le scénario NOE. Ces scénarios se fondent sur les mêmes croissances démographiques (10 milliards d'habitants en 2050) mais affichent des objectifs très contrastés : le développement technologique dans les scénarios A de l'IIASA, le respect de contraintes d'environnement, en particulier la limitation des émissions de gaz à effet de serre et des déchets nucléaires dans les scénarios C de l'IIASA et NOE. Pour rendre la comparaison de ces scénarios plus aisée, les croissances économiques de tous les scénarios sont normées aux valeurs adoptées pour les scénarios A de l'IIASA (2,6% par an). Le tableau ci-après indique les principaux résultats de ces scénarios.



### Approvisionnement énergétique (Mtep) en 2020 et 2050 des scénarios IIASA et NOE

Horizon	1990	2020	2020	2020	2050	2050	2050
Scénario		A	C	NOE	A	C	NOE
Pays industriels	5900	8000	6350	6000	10450	6650	5550
Pays en développement	3050	7400	6400	5450	14400	10950	8950
Monde	8950	15400	12750	11450	24850	17600	14500

Source : IIASA et CNRS.

L'enseignement majeur est l'écart très important entre les scénarios extrêmes, presque 4 Gtep entre le scénario A de l'IIASA et le scénario NOE, dès 2020. En 2050 l'écart entre ces mêmes scénarios (10,4 Gtep) dépasse la consommation énergétique mondiale d'aujourd'hui. C'est dire à quel point les images proposées peuvent différer en fonction de l'importance attachée à la maîtrise de la demande d'énergie qui apparaît comme la marge de manœuvre principale d'action. C'est tout particulièrement le cas pour les pays industrialisés puisque l'économie d'énergie de ces pays atteint près de 50% entre les scénarios extrêmes en 2050. Sur la période 1990-2050, le cumul des besoins d'énergie de ces scénarios s'établit ainsi :

### Cumul des besoins régionaux d'énergie des différents scénarios de 1990 à 2050

Gtep	A	C	NOE
Pays industriels	454	372	352
Pays en développement	418	352	307
Monde	872	730	657

Source : Commission Energie 2010 2020, Les défis du long terme, Commissariat au Plan.

Il y a 215 Gtep de différence de besoins entre les scénarios extrêmes, plus que les différences des contributions cumulées de chacune des différentes ressources énergétiques fossiles pendant la même période, trois fois la contribution cumulée maximale de nucléaire envisagée.

### Différence cumulée entre scénarios extrêmes 1990-2050

Maîtrise de l'énergie	Pétrole	Charbon	Gaz	Energies renouvelables	Nucléaire
215	150	150	130	60	50

En termes d'environnement les résultats sont également très différenciés. C'est ainsi que la concentration de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère atteint 600 ppmv<sup>2</sup> dans le scénario A2 contre seulement 320 ppmv dans le scénario NOE en 2050. La masse de déchets nucléaires à haute activité et longue durée de vie à stocker est multipliée par 18 dans le scénario A3 contre seulement 5,5 dans NOE par rapport 1990. Les réserves de pétrole prouvées aujourd'hui sont épuisées en 2050 dans les scénarios A et seulement entamées de 50 à 60% dans les scénarios C et NOE.

1 World Energy Assessment, sous la direction de José Goldemberg, édité par le PNUD et le Conseil Mondial de l'Energie, septembre 2000.

2 Ppmv : partie par million en volume.

# Les projections énergétiques françaises

Plusieurs exercices de prospective ont été effectués pour la France ces dernières années : ceux que le groupe « Energie 2010-2020 » du Commissariat général du Plan a présenté en 1998 et dont l'horizon est 2020 et celui qui a été réalisé en 2000 pour le rapport au Premier Ministre « Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire », dont l'horizon est 2050, mais qui concerne principalement l'électricité (voir fiches 8 et 16). Enfin la Direction générale de l'énergie et des matières premières a produit un scénario tendanciel en 1999.

## Les scénarios du groupe Energie 2010-2020

Ils présentent trois visions contrastées du futur énergétique de la France. Les scénarios retiennent le même taux de croissance économique (+ 2,3 % en moyenne annuelle sur la période), ainsi que les mêmes hypothèses sur l'évolution démographique et l'évolution des prix des énergies. Ils assurent la même satisfaction des besoins en services énergétiques des consommateurs.

**S1**, « Société de marché », fait une place prépondérante aux mécanismes de marché dans un contexte de moindre intervention de l'Etat. L'énergie y devient un bien sans contraintes particulières, ni du côté de la sécurité des approvisionnements, ni du côté des impacts environnementaux (notamment l'effet de serre). L'effort d'efficacité énergétique y est faible.

**S2**, « Etat industriel », a contrario, perpétue la tradition d'une forte intervention de l'Etat dans la politique énergétique qui favorise la production d'électricité d'origine nucléaire, mais sans effort particulier sur la maîtrise de l'énergie.

**S3**, « Etat protecteur de l'environnement », est porteur d'une option privilégiant la dimension environnementale de l'intervention publique, notamment vis-à-vis du respect des engagements du protocole de Kyoto. L'effort d'efficacité énergétique y est important.

Le scénario tendanciel de la DGEMP, très proche du scénario S1 du point de vue des consommations d'énergie en 2020 (1% d'écart), n'est pas détaillé ci-dessous.

Les résultats des scénarios S1, S2 et S3 sont présentés dans les tableaux ci-après.

### Consommation finale d'énergie en 2020 par secteurs d'activité (Mtep)

	2000	S1 2020	S2 2020	S3 2020
Industrie Agriculture	41,9	50,7	48,4	41,5
Résidentiel-tertiaire	66,7	81,8	74,6	65,6
Transports	49,4	76,9	69	56,1
Total	157,9	209,8	192	163,2

Source : Commissariat au Plan, Commission Energie 2010-2020.

La différence des consommations d'énergie finale entre scénarios extrêmes est de 46 Mtep, 29% de la consommation finale totale en 2000. En termes de potentiel d'économie par secteur, les transports viennent en tête, suivis du secteur résidentiel-tertiaire et de l'industrie.

### Energie finale par produit (Mtep)

	2000	S1 2020	S2 2020	S3 2020
Produits pétroliers	74,2	100,2	89,2	73,2
Gaz naturel	31	44,1	40,5	35,5
Charbon	7,5	6,7	6,9	5,3
Electricité	34	44,3	41,8	37,4
Energies renouvelables	11,2	13,9	13,6	11,8
Total	157,9	209,8	192	163,2

Source : Commissariat au Plan, Commission Energie 2010-2020.

Contrairement aux idées généralement reçues la consommation d'énergie finale sous forme d'électricité n'est pas dominante : elle oscille de 21 à 23% selon les scénarios. Les différences les plus significatives entre scénarios portent sur l'usage du pétrole (27 Mtep d'écart entre S1 et S3 dont 23 dans les seuls transports), du gaz naturel (8,6 Mtep) et d'électricité (6,9 Mtep) principalement dans le résidentiel-tertiaire (6,6 Mtep pour chacune des formes d'énergie).

#### Consommation d'énergie primaire en 2020 (Mtep)

	2000	S1 2020	S2 2020	S3 2020
Produits pétroliers	94	128,7	120,8	98,3
Gaz naturel	35,2	68,2	54,7	46,9
Charbon	14,5	13,5	12,5	8,4
Electricité nucléaire	101,9	92,5	100,4	90,4
Electricité renouvelable	6,2	6,1	6,3	6,2
Energies renouvelables	11,8	13,9	13,6	11,8
Total	263,6	322,9	302	262
CO2 (Mt de carbone)	105	150,2	131,5	101,4

Source : Commissariat au Plan, Commission Energie 2010- 2020.

Dans S1, les centrales nucléaires sont remplacées, en fin de vie au bout de 40 ans, par des centrales au gaz naturel, alors que le nucléaire garde une place prépondérante pour la production d'électricité dans S2 et S3.

Le scénario S3 cumule une diminution sensible du recours au nucléaire en 2020 (57,1 GW contre 67,9 GW dans S2), la stabilisation de la consommation totale d'énergie, une légère diminution des émissions de CO<sub>2</sub> et une moindre dépendance vis-à-vis des énergies fossiles importées. Dans S1, 64 TWh d'électricité sont produits à partir de gaz naturel en lieu et place du nucléaire et entraînent l'émission d'environ 10 Mt de carbone. La dépendance vis-à-vis d'approvisionnements extérieurs atteint 210 Mtep de produits fossiles dans S1, 188 Mtep dans S2 et se maintient à la même valeur qu'en 2000 (153,6 Mtep) dans S3. Dans S1 les émissions de CO<sub>2</sub> augmentent de 50% et dans S2 de 30%.

## Les scénarios du rapport sur la filière électrique nucléaire

Ils décrivent deux trajectoires énergétiques contrastées jusqu'en 2050. En 2020 le scénario « haut » est le même que S2 et le scénario « bas » le même que S3. Les consommations sectorielles des deux scénarios ne sont pas indiquées. Seules les consommations finales totales et la part d'électricité sont données en 2050.

#### Energie finale

	2000	Haut 2020	Bas 2020	Haut 2050	Bas 2050
Total (Mtep)	158	192	163	234	161
Dont électricité (TWh)	395	484	434	720	535

Source : Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire.

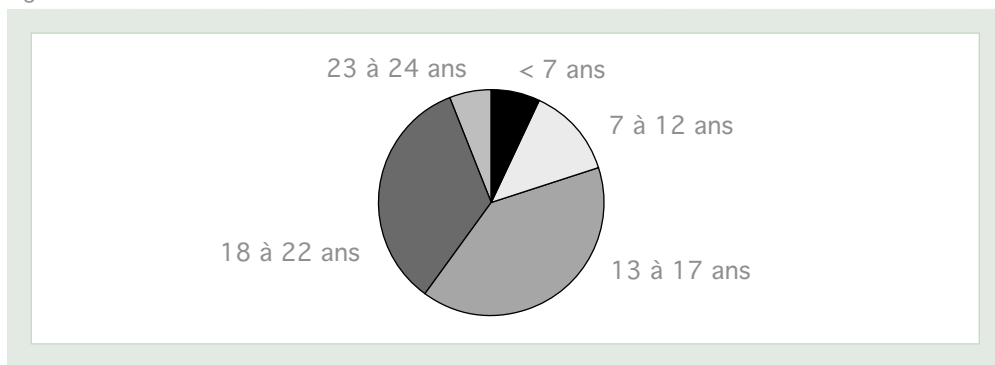
Dans le scénario « haut » la consommation finale d'énergie augmente de 50% et celle d'électricité de 82%. Dans le scénario « bas », la consommation d'énergie se maintient à son niveau 2000 et celle d'électricité augmente de 35% (voir fiche 16).

# Quels besoins de nouvelles centrales en France ?

## L'état des lieux

Aujourd'hui la France dispose d'un parc de centrales nucléaires, hydrauliques et thermiques capable d'une production annuelle de plus de 550 TWh, nettement supérieur aux besoins d'électricité de la nation. En 2001 par exemple, le parc français a produit 550 TWh dont 422 TWh de nucléaire, 79 TWh d'hydraulique, 49 TWh thermique (charbon, fuel et gaz). Cette même année, sa consommation d'électricité a atteint 397 TWh. Le solde se répartit entre consommations internes et pertes du secteur électrique (81 TWh dont 15 pour faire fonctionner l'usine de séparation de l'uranium Eurodif, 24 de consommation des auxiliaires), pompage (6 TWh) et exportation d'électricité (69 TWh). Le parc nucléaire responsable de 77% de la production totale est composé de réacteurs à eau pressurisée (« paliers » 900 MW, 1300 MW et 1450 MW) dont les âges se répartissent selon le graphique suivant :

Age des réacteurs en service en France



Source: Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire.

Les nouveaux besoins éventuels de centrales en France dépendent à la fois de l'évolution de la consommation d'électricité au cours des décennies qui viennent (en quantité annuelle et en répartition dans l'année) et de la durée de vie des centrales existantes, en particulier nucléaires.

Le rapport « Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire » remis à sa demande au Premier Ministre en 2000 permet d'éclairer ce dossier majeur. Les auteurs du rapport ont en effet étudié l'évolution des besoins d'électricité d'ici 2050 dans deux hypothèses contrastées et les différents moyens d'y faire face à différents horizons temporels.

## Les deux scénarios de demande électrique

Les deux scénarios de demande électrique

	2000	2020	2050	2050	2050
Scénario		Haut (S2)	Bas (S3)	Haut	Bas
Consommation finale* (TWh)	395	484	434	720	535

\* Cette consommation exclut celle du secteur énergétique (Eurodif, raffineries, pertes du réseau, etc.).

Source: Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire.

Le scénario « haut » retenu, conforme au scénario S2 («Etat industriel») du Plan pour 2020, projette une consommation électrique 82 % supérieure à celle de 2000 en 2050 ; le scénario « bas », conforme au scénario S3 («Etat protecteur de l'environnement») en 2020, une consommation finale d'électricité 35% supérieure en 2050 à celle de 2000. C'est dans ces deux hypothèses que sont étudiés les besoins de nouveaux outils de production d'électricité.

## La durée de vie du parc nucléaire

Actuellement une durée de vie de 32 ans figure dans les documents remis à l'autorité de sûreté dans le cas d'une utilisation à pleine puissance des centrales, soit 40 ans pour un taux d'utilisation de 80% (il est aujourd'hui de 70%). Les auteurs du rapport, compte tenu de l'avis des experts, ont retenu une durée de vie moyenne de 45 ans pour le parc actuel (5% fermés à 35 ans, 20% à 40 ans, 45% à 45 ans, 30% à 50 ans).

## La structure de l'offre

Le rapport décrit plusieurs scénarios d'offre électrique pour chaque scénario haut et bas : dans chacun des cas, un scénario avec abandon du nucléaire en fin de vie du parc, un scénario à très fort contenu d'électricité nucléaire (plus de 70%) (H3 et B3) et un scénario où le nucléaire est réservé à la production d'électricité en base (environ 50%) (H2 et B2). Dans chacun des cas, il décrit la chronologie des investissements d'unités de production nécessaires au renouvellement des parcs et à la satisfaction des besoins nationaux supplémentaires (en 2020 le parc assure encore l'exportation de 70 TWh dans les scénarios hauts et 30 TWh dans les scénarios bas conformément aux indications des scénarios S2 et S3 du Plan, au delà l'exportation n'est plus assurée).

Le tableau montre que :

Dates d'apparition de nouvelles unités nucléaires dans les différents scénarios

	Part de nucléaire en 2050	Date de mise en route	Production des nouvelles unités nucléaires (TWh)	
			2025	2030
H1	0	Jamais	0	0
H2	50 %	2032	0	0
H3	70 %	2022	25	57
B1	50 %	2035	0	0
B2	70 %	2030	0	5
B3	0	Jamais	0	0

Source: Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire.

- dans l'hypothèse, généralement considérée aujourd'hui comme loin de l'optimum économique, où le parc nucléaire français continuerait d'assurer une très large majorité de besoins électriques eux-mêmes en forte croissance, il serait nécessaire de construire de nouvelles unités nucléaires capables de produire 25 TWh en 2025 (3,5 GW).
- dans tous les autres cas aucune nouvelle tranche n'est nécessaire avant 2030 ou 2035.

A remarquer de plus que ces scénarios ne tenaient pas compte du plan gouvernemental de construction d'une capacité éolienne de 5 000 à 10 000 MW décidé en 2000, ni du remplacement envisagé de l'usine Eurodif, qui consomme 15TWh/an, par une usine d'enrichissement par centrifugation beaucoup moins gourmande en énergie.

La décision de mise en chantier, avant 2015 ou 2025 selon les scénarios, d'une unité de grande puissance (nucléaire ou non) capable d'entrer en service sept ans plus tard, ne peut donc se justifier par des considérations d'ordre énergétique.

# L'hydrogène, vecteur énergétique de demain ?

Associé aux piles à combustibles (voir fiche 10), l'hydrogène est présenté de plus en plus souvent, et en particulier par les tenants du nucléaire, comme « la » solution à terme aux problèmes d'épuisement des ressources fossiles et d'émissions de gaz à effet de serre.

## Inépuisable, bien réparti, facilement transportable et propre ?

En effet, on peut tirer l'hydrogène de l'eau qu'on trouve partout sur la terre, mais aussi des hydrocarbures ou de la biomasse, en le séparant du carbone et éventuellement de l'oxygène qu'ils contiennent (le reformage). Il est assez facilement transportable et distribuable dans des conditions analogues à celles du gaz naturel. On peut le stocker au niveau local dans des réservoirs sous pression ou sous forme liquéfiée. Il permet de se chauffer, de s'éclairer, d'alimenter un moteur classique, de fabriquer de l'électricité avec un très bon rendement (environ 60%) grâce à des piles à combustible (PAC), d'entraîner une automobile. Sa combustion dans un moteur, une chaudière ou une PAC produit de l'eau, symbole de pureté.

Si, de plus, l'hydrogène est obtenu à partir de l'électrolyse et que l'électricité employée est renouvelable ou nucléaire, le contenu en émissions de CO<sub>2</sub> de sa filière, de la production à l'usage final, est nul. Ces différentes qualités font du vecteur hydrogène un candidat potentiel à de nombreuses applications dans différents secteurs (transports, habitat, industrie, etc.).

## Les problèmes généralement négligés

Le problème principal est l'absence sur terre d'hydrogène à l'état libre comme il existe du gaz naturel. Il faut donc partir d'une matière première contenant de l'hydrogène et utiliser un procédé industriel de séparation de cet hydrogène lié à d'autres atomes dans une molécule plus complexe, par exemple de l'eau ou des hydrocarbures composés d'atomes d'hydrogène et d'oxygène ou de carbone, enfin le transporter jusqu'au lieu d'utilisation finale.

### **La fabrication**

Les processus industriels de fabrication d'hydrogène supposent des investissements, des frais de fonctionnement, consomment de l'énergie et provoquent des rejets et des émissions polluantes. C'est donc l'ensemble de la chaîne qui conduit de l'usage final à la matière première mise en œuvre qu'il faut analyser pour vérifier les avantages de la filière hydrogène.

Deux voies principales permettent la production d'hydrogène :

### *L'extraction de l'hydrogène d'un hydrocarbure*

Cette technique, appelée reformage, peut aujourd'hui s'effectuer dans de grosses unités fixes, par exemple à partir de méthane, ou à bord de véhicules, par exemple à partir de méthanol. Ces procédés ont en commun de consommer de l'énergie et de dégager du CO<sub>2</sub>. Le rendement des technologies centralisées à partir de méthane (y compris la compression) atteint au maximum 60%. La production locale à partir de méthanol atteint des rendements du même ordre compte tenu des pertes entraînées par la fabrication du méthanol.

Dans les deux cas, il faut donc dépenser environ 5 kWh de chaleur pour obtenir 1 m<sup>3</sup> d'hydrogène, à son tour susceptible de fournir 3 kWh de chaleur par combustion ou 1,8 kWh d'électricité grâce à une pile à combustible. Cette dépense est accompagnée d'émissions de CO<sub>2</sub> de 0,9 à 1,5 kg de gaz carbonique si la chaleur est fournie par une source fossile.

### **La décomposition de l'eau par électrolyse**

Il faut aujourd'hui 4,6 à 5,4 kWh d'électricité selon le procédé pour obtenir 1 m<sup>3</sup> d'hydrogène. Mais la production de l'électricité nécessaire à l'électrolyse entraîne à son tour des pertes. Si l'électricité est d'origine fossile, la dépense d'énergie primaire par m<sup>3</sup> atteint de 7,7 à 9 kWh avec une émission associée 2,4 à 2,8 kg de CO<sub>2</sub>. Si elle est d'origine nucléaire, pas d'effet de serre mais les risques spécifiques du nucléaire. Si elle est d'origine renouvelable, elle échappe aux deux critiques précédentes. Mais à l'exception notable de l'électricité hydraulique, des contraintes importantes d'utilisation pèsent encore sur ces sources, en particulier leur intermittence et leur coût de production. La décomposition thermique à haute température (la pyrolyse) dans un réacteur nucléaire ou un réacteur solaire n'a fait encore, quant à elle, l'objet d'aucune démonstration de faisabilité.

### **Le transport et le stockage**

Le transport de l'hydrogène par gazoducs ne pose pas de problème particulier. A remarquer cependant que les flux volumiques à faire transiter et les pressions de stockage en réservoir sont 3,5 fois plus importants que pour le gaz naturel, à contenu énergétique équivalent.

## **Les applications principales, les aspects économiques et les perspectives**

*Dans le secteur des transports* : l'excellent rendement de la PAC associée à une motorisation électrique et l'absence de pollution locale viennent compenser partiellement l'inconvénient des faibles rendements de production de l'hydrogène. Si on part d'hydrocarbures, on obtient des rendements globaux « du puits à la roue » et des émissions de CO<sub>2</sub> du même ordre que pour les véhicules hybrides à essence qui apparaissent sur le marché. Si l'hydrogène provient de l'électrolyse, les rendements chutent au moins d'un facteur deux. Dans le premier cas, il faut envisager de capter et stocker le CO<sub>2</sub> produit (ce qui n'est envisageable que pour une production centralisée d'hydrogène), dans le second, c'est l'économie du système qui risque de se trouver compromise par la dépense d'électricité.

*Dans la petite industrie, l'habitat et le tertiaire*, on bénéficie en plus de la possibilité éventuelle d'utiliser simultanément l'électricité et la chaleur produites par les PAC (la cogénération). Si là encore on part d'hydrocarbures, on obtient des rendements globaux (électricité+chaleur) et des émissions de CO<sub>2</sub> du même ordre que pour la cogénération décentralisée à partir de turbines à gaz. Si l'hydrogène provient de l'électrolyse, les rendements chutent aussi au moins d'un facteur deux et la concurrence d'une fourniture directe d'électricité pour les applications spécifiques et thermiques devient considérable quel que soit le coût de production d'électricité.

Le potentiel d'application des PAC dans les transports et pour la production d'électricité décentralisée est donc important. Les qualités intrinsèques des PAC (bon rendement, pas de pollution locale), les progrès techniques attendus et la baisse des coûts par production de masse devraient donc leur permettre de pénétrer le marché significativement à moyen terme. Il est par conséquent important de poursuivre les efforts de R&D dans ce domaine.

Par contre, leur association à l'hydrogène comme « la » solution du long terme paraît encore loin d'être acquise : elle suppose en effet la conjonction de progrès techniques importants dans les domaines de la fabrication de l'hydrogène et/ou du captage-stockage du CO<sub>2</sub>, d'une forte augmentation des prix des hydrocarbures et/ou d'une forte chute des prix de l'électricité renouvelable et d'une prise en compte accélérée des problèmes d'environnement global. Ces considérations devraient être mises en regard des progrès également attendus d'autres filières prometteuses mais qui supposent moins de ruptures, à la fois sur le plan technologique et organisationnel.

# Les piles à combustibles

La pile à combustible (fuel cell en anglais, PAC en français) est un convertisseur d'énergie qui transforme directement l'hydrogène en électricité avec des rendements bien supérieurs à ceux des moteurs thermiques. Une pile est constituée de plusieurs dizaines de cellules de très faible épaisseur comportant chaque fois deux électrodes et un électrolyte liquide ou polymère. La réaction repose sur le principe inverse de celui de l'électrolyse. L'hydrogène est dissocié en proton et électron libre dont la recombinaison avec l'oxygène de l'air produit de l'eau.

Il en existe de nombreuses sortes comme le montre le tableau ci-dessous. Elles ont en commun plusieurs caractéristiques intéressantes :

- leur modularité qui permet l'intégration à des besoins très divers,
- des rendements élevés à tous les régimes de puissance et pratiquement indépendants de la taille des installations,
- un faible impact sur l'environnement local (émissions et bruit).

## Caractéristiques des principales filières de piles à combustibles

Caractéristiques des principales filières de piles à combustibles

Type	SOFC	MCFC	PAFC	PEMFC	DMFC
Température °C	800-1000	650	160-210	50-100	70
Combustible possible	H2, CO	H2, CO, CH4, Méthanol	H2, CO	H2	Méthanol
Rendement électrique %	50-60	50-60	35-45	35-40	35-40
Etat de l'art	Recherche	Recherche	Marché	Développement	Recherche
Applications potentielles	Production électrique	Production électrique, bateaux	Production électrique, bateaux, trains	Production électrique, transports, spatial	Production électrique, transports

Source : Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire, la prospective technologique des filières non nucléaires. Rapport au Premier Ministre 2000.

- Les piles SOFC (solid oxid fuel cell, PAC à oxyde solide) et MCFC (molten carbonate fuel cell, PAC à carbonate fondu) qui fonctionnent à température élevée, sont bien adaptées à la cogénération électricité chaleur dans l'industrie et présentent de très bons rendements.
- Les PAFC (phosphoric acid fuel cell, PAC à acide phosphorique) sont actuellement les piles les plus répandues dans le monde. Il en existe plusieurs centaines d'installations, la plupart en cogénération électricité - chaleur dans les secteurs résidentiel tertiaire ou industrie .
- Les PEMFC (proton exchange membrane fuel cell, PAC à membrane échangeuse de proton) démarrent à température ambiante et atteignent leur maximum de rendement à 80 °C. Elles sont bien adaptées aux applications dans les transports.
- La pile DMFC (methanol direct fuel cell, PAC à méthanol) encore au stade de la recherche qui permet l'utilisation directe de méthanol, retient tout particulièrement l'intérêt pour ses applications dans les transports.

## Quel carburant pour les PAC ?

Comme il n'existe pas d'hydrogène à la surface de la terre il faut, pour alimenter les piles à combustible qui fonctionnent à l'hydrogène, envisager de le fabriquer, soit à partir d'un hydrocarbure dont on sépare les molécules d'hydrogène du carbone et éventuellement de l'oxygène (le reformage), soit par électrolyse de l'eau (voir fiche n° 9 sur l'hydrogène). Dans tous les cas cette opération entraîne



des dépenses énergétiques importantes, qui viennent alourdir le bilan énergétique et environnemental global de la filière. Au contraire des filières thermiques (moteurs et centrales électriques à combustibles fossiles) qui présentent pour la plupart de bons rendements de mise à disposition des combustibles ou des carburants et de mauvais rendements de conversion en électricité, on se trouve là en effet dans la situation inverse : des rendements médiocres de mise à disposition des carburants et de bons rendements de conversion en énergie électrique par les PAC.

La généralisation de leur emploi dépendra donc en large part des solutions qui pourront être apportées au problème de la fabrication, du transport et du stockage du carburant final nécessaire, l'hydrogène, dans les différentes configurations (force motrice fixe ou mobile, cogénération).

### **Les installations fixes de production d'électricité**

Dans ce cas, on bénéficie de plusieurs circonstances favorables : capacité fréquente de valorisation de la chaleur produite en même temps que l'électricité (chauffage des bâtiments, chaleur industrielle), possibilité d'utiliser un réseau de distribution de carburant (hydrogène ou  $\text{CH}_4$  par exemple) qui évite le stockage local du carburant. C'est la raison pour laquelle il existe des projections ambitieuses de production d'électricité décentralisée dans des pays comme la France, à partir du réseau de gaz naturel<sup>1</sup>, pour répondre à l'extension des besoins de production d'électricité locale, en complément de l'électricité produite de façon centralisée et déversée sur le réseau haute tension.

Parmi les solutions décentralisées de production d'électricité, en particulier en cogénération avec de la chaleur, la technologie PAC utilisant un carburant hydrogène d'origine fossile (en particulier le gaz naturel) se présente comme un candidat très sérieux du fait de ses qualités intrinsèques du point de vue de l'environnement local. Mais ce type de solution ne résout pas, même s'il les atténue, le problème des émissions de gaz à effet de serre produites au moment de la production d'hydrogène à partir d'hydrocarbures (gaz ou méthanol).

La solution hydrogène électrolytique, exempte d'émissions de gaz à effet de serre si l'électricité utilisée n'est pas d'origine fossile, se heurte quant à elle à des problèmes de coût énergétique et économique : coût de production de l'hydrogène par cette technologie et d'édification d'une infrastructure spécifique de transport, de distribution et éventuellement de stockage de ce dernier.

### **Les transports**

Dans ce cas, il n'est généralement plus possible de valoriser la chaleur produite en même temps que l'électricité et il est indispensable de charger le carburant à bord du véhicule pour lui assurer l'autonomie désirée. Par contre, le rendement moyen du groupe motopropulseur à PAC est nettement meilleur que celui d'un moteur thermique (35 à 50% contre 20% pour l'essence et 25% pour le diesel).

L'émergence sur le marché de cette solution séduisante suppose donc (en dehors des avancées indispensables sur les questions de fabrication et de transport de l'hydrogène déjà signalés pour les applications à poste fixe) des progrès importants, à la fois au plan technique (encombrement, stockage de l'hydrogène embarqué) et au plan économique, sur les piles elles mêmes et les reformeurs. Elles se trouveront en effet en concurrence avec les motorisations hybrides thermiques qui ont d'ores et déjà des performances de consommation énergétique analogues à celles qu'on peut espérer des véhicules à PAC quand elles utilisent du méthanol comme carburant embarqué.

<sup>1</sup> Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire, la prospective technologique des filières non nucléaires. Rapport au Premier Ministre, 2000.

# La maîtrise de l'énergie dans l'habitat et le tertiaire

Avec plus de 40% du total, le secteur résidentiel tertiaire est le premier poste de dépenses énergétiques de la France. Il est en croissance constante depuis de nombreuses années (1,4% an).

Evolution des consommations finales d'énergie du résidentiel tertiaire (Mtep)

	1980	1990	1999	2000	2001
Combustibles fossiles	38,3	34,1	36,6	36,55	36,95
Electricité	9,2	15,7	20,2	21	21,3
Renouvelables	6,5	9,5	9,1	9,1	8,5
Total	54,0	59,3	65,9	66,65	66,75

Source : Observatoire de l'énergie : les bilans de l'énergie 1970-2001 (adapté avec 1 TWh = 0,086 Mtep).

Il est également, et de loin, le premier consommateur d'énergie électrique (247 TWh en 2001 sur un total de 400 TWh, soit 61%). La part de cette électricité utilisée à des usages spécifiques (éclairage, froid, électroménager, audiovisuel, etc.) est de 57%. Mais, et c'est une spécificité française, une part importante est consacrée à des applications thermiques (chauffage des locaux, eau chaude sanitaire, cuisson). Au total les dépenses de chauffage des locaux atteignent, chauffage électrique compris, 47,5 Mtep en 2001 : 33,5 Mtep pour le résidentiel (75% de la consommation de ce secteur) et 14 Mtep pour le tertiaire.

Le tableau suivant, établi pour le résidentiel, montre l'évolution des consommations finales par usage depuis 1973.

Evolution des consommations énergétiques par usage dans l'habitat (Mtep)

	1973	%	1994	%	1998	%
Chauffage	34,9	83,6	31,5	69,4	33,1	68
Eau chaude sanitaire	3,3	7,9	6,7	14,8	7,3	15
Cuisson	1,8	4,3	2,5	5,5	2,5	5,1
Electricité spécifique	1,7	4,2	4,7	10,3	5,8	11,9
Total	41,7	100	45,4	100	48,7	100

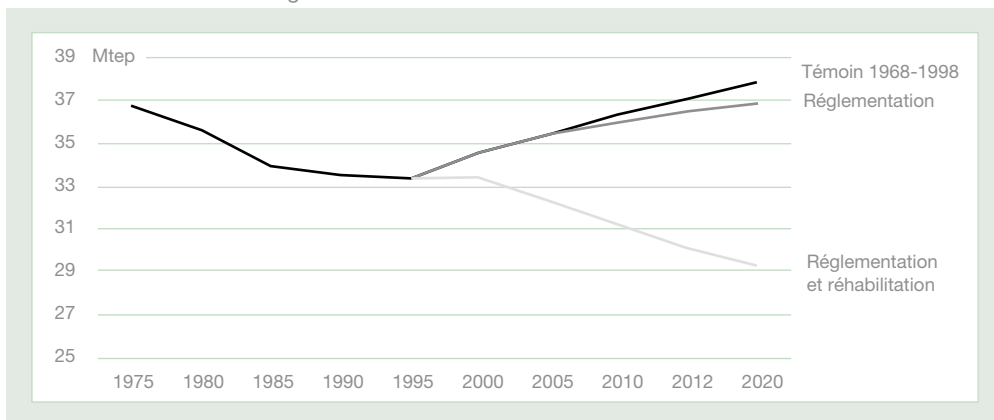
Source : Observatoire de l'énergie : tableaux des consommations d'énergie en France 2000.

Conséquence des politiques de réhabilitation thermique du parc existant et des réglementations thermiques dans l'habitat neuf, la consommation de chauffage a diminué en valeur absolue (mais croît de nouveau depuis 1994) et en valeur relative depuis 1973. Les postes eau chaude sanitaire et électricité spécifique sont en croissance rapide.

## Les marges de manœuvre

Vu son importance dans le bilan du résidentiel tertiaire, c'est d'abord sur **le chauffage des locaux** qu'on peut agir. Une étude récente du CLIP<sup>1</sup> montre que, sans les mesures de réglementation du neuf ni de réhabilitation de l'ancien mises en place à partir de 1975, la consommation d'énergie du parc actuel serait de 25 Mtep plus élevée en 2000 (14,6 pour la première mesure et 10,4 pour la seconde). La même étude compare ces stratégies d'action sur les 20 ans qui viennent : le renforcement des réglementations thermiques dans le neuf (10% tous les 5 ans) à partir de 2000 ou la mesure précédente plus une réhabilitation thermique du parc antérieur à 1975 encore non rénové au rythme moyen des années 80 (voir graphique).

## Consommations de chauffage dans l'habitat



Source: Cahiers du CLIP.

La courbe témoin est obtenue à partir du jeu des entrées et des sorties de logements du parc après 2000, sans réhabilitation de logements anciens, et avec des constructions neuves aux normes de 1989. Le renforcement de la **réglementation** dans le neuf ne suffit pas à stabiliser la consommation totale du parc qui passe de 33,1 Mtep en 1998 à 36,8 Mtep en 2020 (une économie de 1 Mtep par rapport au témoin). Par contre, la seconde stratégie, incluant la **réhabilitation** du parc existant, permet une économie supplémentaire beaucoup plus significative de 7,3 Mtep et une chute de 17% de la consommation du parc par rapport à 2000<sup>2</sup>. Nous ne disposons pas d'étude du même type pour le tertiaire, mais il est très vraisemblable qu'on obtienne des résultats du même ordre.

L'effort de réglementation thermique dans le logement neuf, présenté par les gouvernements successifs depuis 1973 comme l'axe principal de toute politique d'économie d'énergie dans l'habitat, n'est donc aujourd'hui plus très efficace, même si les progrès techniques associés se diffusent dans l'ancien. Des politiques de rénovation thermique des parcs existants restent indispensables pour obtenir des économies d'énergie réellement significatives à moyen terme.

Parmi les autres postes de consommation, c'est **l'électricité spécifique** qui apparaît comme la plus préoccupante : c'est la seconde en valeur absolue et celle dont la croissance est la plus forte. Mais la situation est très différente de celle du chauffage car la durée de vie des parcs d'équipements (éclairage, électroménager, etc.) est beaucoup plus faible que celle des bâtiments. Les marges de manœuvre à court et moyen terme dans ce domaine sont donc beaucoup plus importantes, de l'ordre de 20 à 30%, à condition d'adopter des mesures de maîtrise de l'électricité (étiquetage, réglementation énergétique, incitations fiscales, ingénierie financière) qui permettent, par le renouvellement, la pénétration rapide du progrès technique dans les parcs de matériel (voir fiche 12 maîtrise de l'électricité).

Rappelons enfin que **les politiques d'urbanisme** ont une influence importante à long terme sur les consommations d'énergie, de chauffage d'une part (une maison individuelle consomme plus de chauffage qu'un appartement de même volume dans une résidence collective) et de déplacements d'autre part, du fait de l'étalement urbain induit et de l'absence fréquente de transports en commun économes en énergie.

1 Habitat et développement durable : Jean-Pierre Traisnel, Cahiers du CLIP n° 13, et n° à paraître.

2 L'effet relativement modeste de la réglementation tient au fait qu'on part en 2000 de performances déjà bonnes dans le neuf (un gain de 10% ne représente plus que de l'ordre de 5 à 10 kWh par m<sup>2</sup> par an contre 30 à 40 en 1975) et que cette mesure ne concerne, d'ici 2020 qu'une part encore assez marginale du parc (de l'ordre de 4 millions de logements sur les 27 millions prévus à cette époque).

# La maîtrise de l'énergie dans les transports

Avec 32% de la consommation finale d'énergie en 2001, le secteur des transports (marchandises et passagers) est le second poste de consommation énergétique en France, derrière le résidentiel tertiaire, et le premier poste d'émissions de CO<sub>2</sub> (39 Mt de carbone).

Evolution des consommations énergétiques des transports en France 1973-2001

Mtep	1973	1980	1990	1995	1998	1999	2000	2001
Transports (tous modes)	26,3	32,1	41,7	45,4	48	49,43	49,43	50,42

Source : Observatoire de l'énergie : les bilans de l'énergie 1970-2000.

C'est un secteur en forte croissance, aussi bien pour les passagers que pour les marchandises, qui dépend à plus de 97,5% des produits pétroliers. C'est le résultat des augmentations suivantes de trafics intérieurs de passagers et de fret :

Evolution des trafics intérieurs de passagers et de marchandises 1985 - 1998

Trafics intérieurs	1985	% 1985	1990	1995	1998	% 1998
Passagers (Milliards de voyageurs*km)	589	100	605	783	840	100
Véhicules particuliers	490	83	586	664	708	84,3
Bus et cars	37	6,3	41,3	41,6	42,7	5,1
Ferroviaire	70,1	11,9	73,9	64,6	74,5	8,9
Aérien	7,4	1,2	11,4	12,7	14,5	1,7
Marchandises (Milliards de tonnes*km)	147,9	100	176,7	190,1	207,3	100
Route	84,5	57,2	118	135	146	70,5
Rail	55,8	37,7	51,5	49,2	55,1	26,6
Voies navigables	7,6	5,1	7,2	5,9	6,2	2,9

Source : Observatoire de l'énergie : tableaux des consommations d'énergie en France, édition 2000.

Ce tableau montre une forte augmentation des trafics depuis 1985 (42% pour les passagers et 40% pour le fret), une augmentation très sensible de la part des transports routiers de marchandises au détriment du ferroviaire, et un doublement de la part des transports routiers de passagers. A noter par ailleurs que les deux tiers du trafic automobile s'effectuent en 1998 dans le domaine urbain.

Le tableau suivant montre la très grande diversité des consommations unitaires des différents modes de transports.

Consommations unitaires des différents modes de transport

Consommation passagers (gramme d'équivalent pétrole /passager.km)		Consommation fret (gramme d'équivalent pétrole /tonne.km)	
Véhicules particuliers*	36 à 40	Maxicode route	17
Cars	6 à 9	Camions >3 tonnes	82
TGV	15 à 17	Utilitaires <3 tonnes	379
Trains rapides	19 à 22	SNCF trains entiers	9 à 11
Services régionaux	30 à 36	Transport combiné	12 à 15
RATP	21 à 28	Transport maritime	1 à 5
Aérien	43	Transport fluvial	9 à 13

\* taux d'occupation : 1,6 voyageur par véhicule.

Source : Observatoire de l'énergie.

On remarquera les très mauvaises performances des transports routiers de marchandises (à l'exception des maxicodes), en particulier des utilitaires et des camions de faible charge utile, et les bonnes performances énergétiques de la plupart des modes de transports ferroviaires. Globalement, l'augmentation des trafics et la croissance des parts de marché de la route ne sont pas compensées par le progrès d'efficacité énergétique, pourtant non négligeable, observé sur la plupart des modes de transport (une diminution de l'ordre de 10% de la consommation moyenne des voitures particulières par exemple de 1985 à 1998).

## Les perspectives et les marges de manœuvre

Les scénarios de la Commission Energie 2010-2020 du Commissariat au Plan proposent trois évolutions énergétiques du secteur des transports résumées dans le tableau ci-dessous :

Evolutions énergétiques des transports dans les scénarios du Plan

Scénario	2000	S1 « Société de marché »	S2 « Etat industriel »	S3 « Environnement »
Mtep	50,4	76,9	69	56,1

Au contraire des autres secteurs d'activité, le secteur des transports est le seul où la consommation augmente dans les trois scénarios. Reste que la marge de manœuvre entre le scénario S1, qui poursuit les tendances actuelles, et le scénario S3 est importante (27%). Le scénario S3 s'appuie sur plusieurs piliers :

- Trafics : une atténuation de la progression du trafic urbain de voyageurs (+37% contre +60% dans S1 en 2030) ;
- Transferts de mode de transport : une augmentation de la part du rail dans le transport interurbain de voyageurs (de 17% en 1998 à 23% en 2030) et une croissance du transport ferroviaire de marchandises pour maintenir sa part de marché à hauteur de 20% (contre 8% dans S1).
- Une accélération de la pénétration du progrès technique d'efficacité énergétique qui se traduit par exemple par une diminution de 30% de la consommation moyenne des véhicules neufs en 2030 (contre 3% dans S1).

Pour mettre en œuvre ce type de scénario, il existe de très nombreux leviers d'action, depuis la fiscalité et les politiques réglementaires, jusqu'à la mise en place des politiques d'urbanisme et d'aménagement adaptées et de nouvelles infrastructures, en passant par la recherche et la mise sur le marché de matériels plus performants et de carburants nouveaux. Mais la mise en œuvre de politiques efficaces se heurte à de nombreux obstacles : sacralisation de l'automobile dans notre culture, répercussions économiques des décisions publiques sur l'économie et l'emploi, impopularité des mesures fiscales et réglementaires, lenteur des temps de réponse aux conséquences positives des réorientations infrastructurelles, etc.

Une étude récente<sup>1</sup> met bien en évidence l'importance des **synergies** à créer entre les différents leviers d'action : fiscalité sur les carburants et /ou à l'achat des véhicules les plus gourmands pour limiter l'explosion des trafics et inciter les constructeurs à réduire la consommation des véhicules mis sur le marché, réglementations, offre de transports publics attrayants et de solutions complémentaires au transport routier de marchandises, aménagements urbains (stationnement, pistes cyclables...).

Elle montre aussi surtout que, malgré les gains importants qu'on peut espérer du progrès technique, il faut engager des politiques publiques très volontaristes, incluant des mesures visant à enrayer la hausse constante des trafics et des actions sur les infrastructures, si l'on ambitionne de parvenir à juguler la croissance continue des consommations d'énergie de ce secteur. En particulier, la lutte contre l'aggravation de l'effet de serre ne sera crédible et efficace que si des politiques de changement drastique des modes de transport sont mises en œuvre.

1 Transports à l'horizon 2030. Cahiers du CLIP, octobre 2001.

# La maîtrise de la demande d'électricité

En 2001, la consommation finale d'électricité a atteint en France 397 TWh dont 244 dans le secteur résidentiel tertiaire et 140 dans le secteur industriel. Une partie de cette énergie, utilisée à des fins thermiques (chauffage des locaux, eau chaude sanitaire, cuisson), est en concurrence avec d'autres produits énergétiques (combustibles fossiles, bois, solaire, etc.). Par contre, d'autres applications (le froid, l'éclairage, le petit électroménager, les moteurs, etc.) sont captives de l'électricité. En rapide croissance depuis 30 ans, ces applications représentent environ 60% de la consommation totale d'électricité en 2001.

La maîtrise de la demande d'électricité (MDE), qui concerne à la fois les applications spécifiques et non spécifiques de l'électricité, a pour but d'assurer les services aux usagers avec moins de consommation d'électricité (en énergie et en puissance appelée sur le réseau).

## Les potentiels et les objectifs à l'horizon 2010 2020

### Les objectifs affichés par les pouvoirs publics

Au titre de la réduction des émissions de gaz à effet de serre (voir fiche 22), le Programme National de Lutte Contre le Changement Climatique (PNLCC) a proposé une économie de 35 TWh d'électricité en 2010 (soit de 9 % de la consommation actuelle). Le projet de schéma de services collectifs de l'énergie reprend ces valeurs pour 2010 et propose pour la période 2010 à 2020, une économie supplémentaire de 30 TWh.

### Les potentiels sectoriels

L'essentiel du potentiel d'économie d'électricité se situe dans les secteurs résidentiel et tertiaire. Il est plus modeste dans l'industrie. Il fait appel à des technologies, la plupart du temps déjà bien développées et disponibles sur le marché, dont le bilan économique global (investissement + frais de fonctionnement annuels) est largement positif<sup>1</sup>.

### Secteur résidentiel

Sa consommation est dominée par la consommation des appareils de froid (un tiers de la consommation des ménages) et la montée très inquiétante de la consommation à l'arrêt des appareils (la « veille »). Les principaux potentiels sont indiqués ci-dessous :

Potentiels d'économie d'électricité (2010 et 2020) dans le secteur résidentiel (TWh/an)

Usages	Source d'économie	2000-2010	2010-2020
Froid	Remplacement par des appareils de classe A	7,4	0,8
Eclairage	5 ampoules performantes par logement	4,9	0,8
Veilles	Suppression des veilles	5,5	1,5
Chaudières	Circulateurs	1,2	0,4
Eau chaude sanitaire	Amélioration chauffe eau électriques	2,6	0
Chauffage électrique	Isolation complémentaire*	8	0,4
Autres	Divers	0,5	0
	Total électricité habitat privatif	30,1	3,5
	Electricité parties communes**	1,7	0,6
	Total secteur résidentiel	31,7	4,1

\* Remise à niveau pour 0,6 million de logements (gain 4000 kWh) et amélioration pour 7 millions de logements (gain 20%).

\*\* Ascenseurs, éclairage, parkings, ventilation mécanique.

## Secteur tertiaire

Sa consommation est dominée par la consommation de l'éclairage, suivi de la bureautique dont la composante principale est constituée de consommation d'appareils en veille. De gros progrès pourraient être réalisés aussi sur la consommation des auxiliaires (ventilateurs, pompes).

Potentiels d'économie d'électricité (2010 et 2020) dans le secteur tertiaire (TWh/an)

Usages	Source d'économie	2000-2010	2010-2020
Bureautique	Usage de gestionnaire de veille	1,6	0,3
Eclairage public	Optimisation de la gestion	1,4	0
Feux de circulation	Remplacement des ampoules par des led	0,1	0,1
Eclairage locaux	Ensemble des mesures	8,5	0,2
Ascenseurs	Ensemble des mesures	1	0,3
Ventilateurs	Variation de vitesse	3	2
Total secteur tertiaire		15,6	2,9

## Secteur industriel

Sa consommation est dominée par la consommation des moteurs (72 % de la consommation totale) dont 33 % sont utilisés pour les pompes et les ventilateurs. Au titre des usages, plus de 20 % de l'électricité est utilisée pour la production de froid et d'air comprimé.

Potentiels d'économie d'électricité (2010 et 2020) dans le secteur industriel (TWh/an)

Usages	Source d'économie	2000-2010	2010-2020
Moteurs	Vitesse variable et moteurs à haut rendement	4,3	1,5
Compression d'air	Optimisation de la production	1,5	0,5
Electrolyse	Amélioration des techniques	0,8	0
Froid industriel	Optimisation matériels, réseaux, usages	1,4	0
Eclairage	Eclairage économe	0,5	0
Total secteur industriel		8,5	2

Au total, le potentiel d'économie d'électricité accessible dans de bonnes conditions économiques (c'est à dire à coût actualisé nul ou négatif) atteint 56 TWh en 2010<sup>19</sup>, 14% de la consommation d'électricité de 2001. L'enjeu est donc important.

## Les obstacles

Le développement de la maîtrise de la demande d'électricité bute en France sur de nombreux obstacles qui ne sont pour l'essentiel ni de nature technique ni de nature économique : l'insuffisance d'information des français qui ignorent tout de la MDE, l'absence de réglementations limitant la consommation électrique des appareils, l'inadaptation des technologies disponibles à la rénovation, la carence importante de compétence des bureaux d'étude, architectes et techniciens du bâtiment, l'influence négative du secteur de la production électrique peu enclin à la promotion de la MDE.

Les mesures concrètes prises en France jusqu'à présent ne permettront pas d'atteindre les objectifs fixés par le PNLCC. Leur réalisation supposerait le renforcement de la normalisation comme outil de transformation durable, à terme, des parcs d'équipements, la mise en place de mécanismes de financement adaptés à chaque type de situation, et le lancement d'un programme, inscrit dans la durée, d'information et de sensibilisation à la MDE, accompagné d'un plan ambitieux de formation des architectes, techniciens et ingénieurs.

1 C'est le cas par exemple des ampoules fluocompactes dont le surcoût initial est très vite remboursé par les économies d'électricité. C'est d'ailleurs l'objet de la communication des firmes qui les fabriquent.

2 L'économie de 9 TWh supplémentaires en 2020 est certainement très sous-estimée, faute d'étude spécifique.

# Les énergies renouvelables thermiques et carburants

Les énergies renouvelables peuvent être transformées en électricité (hydraulique, éolien, etc., voir fiche 15) ou être utilisées directement pour des usages thermiques ou comme carburants. Il s'agit alors :

- du bois et des déchets de bois, des déchets agricoles ou urbains, utilisés pour le chauffage, soit directement par combustion, soit après gazéification (méthanisation),
- de la géothermie basse température (< 100 °C),
- du solaire thermique (eau chaude sanitaire, planchers solaires, etc.),
- des carburants de substitution (alcools, esters d'huiles végétales) issus de l'agriculture.

Les énergies renouvelables à usage thermique et carburant en 2001, métropole et DOM (Mtep)

Solaire thermique	Géothermie	Déchets urbains	Bois (et déchets)	Déchets agricoles	Biogaz	Bio-carburants	Total thermique*
0,03	0,14	0,61	9,01	0,19	0,06	0,34	10,39

\* Hors les apports solaires passifs (vitrages) dans l'habitat estimés à 3,6 Mtep en 2000 pour le parc résidentiel (Habitat et développement durable, les perspectives offertes par les EnR, JP. Traisnel, 2002).

Le bois et les déchets de bois représentent à eux seuls 87% du total, les déchets urbains 6%, les biocarburants 3%. Le biogaz et le solaire thermique (chauffe eau solaires) restent marginaux dans ce bilan. Les applications thermiques des énergies renouvelables permettent de satisfaire 8,3% des besoins totaux d'énergie finale, hors électricité, près de 20% des besoins de l'habitat tertiaire et 8% des besoins du secteur industriel. Les carburants de substitution ne satisfont quant à eux que 0,6% des besoins des transports. De 1999 à 2001 on assiste à une légère régression de l'usage du bois et des déchets urbains à des fins de chauffage, à une stagnation du solaire thermique et du biogaz, et à une légère croissance de la géothermie et des biocarburants.

## Les perspectives 2010-2020

Dans le Livre blanc "Énergie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables" publié en 1997, la Commission européenne propose l'objectif de 12% pour la part des énergies renouvelables dans la consommation intérieure brute de l'Union en 2010 contre 6% en 2000 (89 Mtep). Compte tenu de la directive électricité (voir fiche 15) qui fixe à 22% la part de l'électricité dans la production de l'union en 2010, les énergies renouvelables thermiques devraient fournir 68 Mtep supplémentaires en 2010, dans l'hypothèse minimaliste où la consommation totale d'énergie à cette époque ne dépasserait pas celle de 2000. Le Livre blanc présente une stratégie globale et un plan d'action destinés à atteindre cet objectif ambitieux. Il prévoit notamment une "campagne pour le décollage des sources d'énergie renouvelables" qui établit pour chaque secteur clé d'énergie renouvelable des objectifs à atteindre à l'horizon 2003 : 1 million de systèmes photovoltaïques ; 15 millions de mètres carrés de capteurs solaires thermiques ; 10 000 mégawatts générés par des éoliennes, 10 000 mégawatts thermiques générés par des installations fonctionnant à la biomasse ; 1 million de logements chauffés par la biomasse ; 1 000 mégawatts générés par des installations de biogaz ; 5 millions de tonnes de biocarburants liquides.

Pour la France, les éléments de prospective ou de prévision à 10 ou 20 ans dont nous disposons pour les applications thermiques ou carburants des énergies renouvelables sont moins fréquents que pour l'électricité renouvelable<sup>1</sup>. L'OPECST a publié en 2001 un rapport qui dresse des perspectives pour la plupart des énergies renouvelables en France à l'horizon 2010 ou au delà<sup>2</sup>. Les résultats de cette étude, entachés d'erreurs importantes de conversion d'unités, doivent cependant être analysés avec les plus grandes précautions. Un certain nombre d'autres études, dont les résultats sont conformes aux hypothèses affichées, ont été réalisées par le « Club d'ingénierie prospective énergie et environnement » (CLIP) en particulier sur le bois énergie en Europe<sup>3</sup>, sur la valorisation des déchets urbains et agricoles et sur les applications du solaire dans l'habitat.



## Perspectives pour les énergies renouvelables thermiques à l'horizon 2010-2020

Mtep	2000	CLIP	OPESCT
Bois (hors électricité)	9	11,8 à 12,3 (Le bois en Europe, 2015)	Pas d'objectif chiffré
Incinération des ordures	0,61	3 à 4 (Etude Clip 2020)	Pas d'objectif chiffré
Biogaz des décharges	0,06	1 (Etude CLIP 2020)	Pas d'objectif chiffré
Chauffe eau solaires	0,033	0,4 à 1,75* (Habitat et dév. durable)	20 (en réalité 0,6)**
Solaire passif (vitrages)	3,6	4,5 (Habitat et dév. Durable)	Pas d'objectif chiffré
Carburants	0,34	Pas d'objectif chiffré	10 Mtep

\* 0,4 : équipement de tous les logements neufs; 1,75 : logements neufs + 30% du parc existant, soit plus de 25 Mm2.

\*\* Le programme proposé, 200 000 CE par an en 2010 (10 millions de m2 installés en 2015), s'il était réalisé, ne pourrait produire que 0,6 Mtep et non pas 20 Mtep comme indiqué dans le rapport.

Les études CLIP apportent des précisions chiffrées sur les objectifs possibles pour les énergies renouvelables thermiques à l'exception notable des biocarburants. Sur la base de ces études, la mobilisation d'énergies thermiques renouvelables (hors carburants) pourrait passer de 14 Mtep environ (solaire passif inclus) à des valeurs comprises entre 20,5 et 23,5 Mtep à l'horizon 2020.

En ce qui concerne les carburants, le rapport de l'OPECST propose un objectif de 10 Mtep en 2010 qui suppose la mise en culture de 4 à 5 millions d'hectares de cultures énergétiques dédiées (blé, betterave, maïs) une surface du même ordre que celle consacrée au blé aujourd'hui en France. On peut émettre des doutes sérieux sur le caractère réaliste d'une telle ambition, à la fois du point de vue écologique, économique<sup>4</sup> et social. Il est improbable, sauf si les prix du pétrole se maintenaient pendant de très longues périodes au dessus de 40 \$ le baril, que de tels objectifs soient atteints, car ils supposent une très profonde modification des pratiques et des marchés agricoles. Un objectif de 1,5 à 2 Mtep de ces carburants semble plus accessible sans remettre en cause profondément la vocation alimentaire de l'agriculture française.

Carburants compris, la mobilisation de l'ensemble des énergies renouvelables non électriques pourrait donc atteindre de 23 à 25 Mtep en 2015 – 2020, soit une dizaine de Mtep de plus qu'en 2002 et non pas trente de plus comme l'indique le rapport de l'OPECST.

1 L'Ademe a défini des objectifs à beaucoup plus court terme (2005) qui sont en phase avec les projections à plus long terme des études du CLIP, en particulier pour le bois énergie qui est l'axe majeur de son action en terme de quantités supplémentaires d'énergie renouvelable produite.

2 OPESCT (Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques).

L'état actuel et les perspectives techniques des énergies renouvelables, Assemblée Nationale, Sénat, 2001.

3 Fuelwood in Europe, Cahiers du CLIP n°8, 1998.

4 Le surcoût d'un tel programme serait de l'ordre de 1,5 milliards d'euros par an (0,15 euro ou 1 franc le litre) si l'on prend comme référence le coût moyen du pétrole en 2001 (23 dollars le baril).

# L'électricité renouvelable : bilan et perspectives

La production d'électricité d'origine renouvelable (Elec-EnR) en France a atteint 7,2 Mtep (83,1 TWh) en 2001<sup>1</sup> pour une production totale d'électricité de 550 TWh. 95% de cette production proviennent de l'hydraulique. La France se situe à la 7ème place des pays européens pour la contribution des EnR à la production d'électricité et à la 10ème place si l'on en exclut la grande hydraulique.

La production Elec-EnR, qui peut fluctuer annuellement selon la météorologie, a peu progressé depuis

Electricité d'origine renouvelable en Europe (% de la production d'électricité)

	Avec la grande hydraulique		Hors grande hydraulique	
	1997	2010	1997	2010
Autriche	72,7	78,1	10,7	21,1
Belgique	1,1	6,0	0,9	5,8
Danemark	8,7	29,0	8,7	29,0
Finlande	24,7	35,0	10,4	21,7
France	15,0	21,0	2,2	8,9
Allemagne	4,5	12,5	2,4	10,3
Grèce	8,6	20,1	0,4	14,5
Irlande	3,6	13,2	1,1	11,7
Italie	16,0	25,0	4,5	14,9
Luxembourg	2,1	5,7	2,1	5,7
Pays-Bas	3,5	12,0	3,5	12,0
Portugal	38,5	45,6	4,8	21,5
Espagne	19,9	29,4	3,6	17,5
Suède	49,1	60,0	5,1	15,7
Royaume-Uni	1,7	10,0	0,9	9,3
Union Européenne	13,9%	22,1%	3,2%	12,5%

le début des années 80 (moins de 10%). La seule progression notable concerne l'éolien dont la capacité installée est passée de 5 MW en 1995 à 74 MW en 2000. Cette progression est très inférieure à celle qu'ont connu la plupart des pays européens sur la même période. La capacité éolienne installée est ainsi passée de 616 MW en 1995 à 2 814 MW en 2000 au Danemark, de 115 MW à 2 443 MW en Espagne et de 1 137 MW à 6 095 MW en Allemagne. En 2001, la puissance éolienne installée en Europe a atteint 17 535 MW, en croissance de 36% par rapport à 2000. La croissance est également très importante pour le photovoltaïque mais pour des capacités installées qui restent encore très faibles (282 MW installés fin 2001, en progression de 50% par rapport à 2000). Elle est en revanche beaucoup moins marquée pour les autres sources de production d'Elec-EnR (micro-hydraulique, biomasse, géothermie).

## Les objectifs et les mécanismes de soutien européens

En septembre 2001, une Directive européenne sur l'Elec-EnR a fixé un objectif de contribution de ces énergies à 22% de la consommation brute d'électricité de l'Union européenne en 2010 contre 13,9% en 1997 (tableau ci-dessus), une multiplication par 4 de la contribution d'Elec-EnR, hors grande hydraulique. Ces objectifs ne sont cependant qu'indicatifs : aucune pénalité n'est prévue au cas où ils ne seraient pas atteints.

Pour la France, l'objectif fixé est de 21% de la consommation brute d'électricité, soit 6% supplémentaires (25 à 30 TWh selon le niveau de consommation en 2010). La réalisation de cet objectif suppose des efforts très importants sur l'ensemble des nouvelles filières EnR, mais surtout sur l'éolien et la biomasse

qui devraient y contribuer pour l'essentiel. Ce sont en effet les deux sources d'énergie renouvelable qui présentent à moyen terme en France les potentiels les plus importants<sup>2</sup>.

Les mécanismes de soutien à ces filières ont été laissés à l'appréciation des Etats membres. Il est pourtant envisagé que la Commission puisse formuler une proposition de cadre communautaire pour les régimes de soutien aux EnR qui soit « compatible avec les principes du marché intérieur et le plus efficace possible en termes de coût ». Ce cadre communautaire pourrait être un système d'échange de certificats verts.

Actuellement, trois types d'instruments de politique nationale sont utilisés pour promouvoir le développement de l'Elec-EnR en Europe :

- **les tarifs d'achat garantis** (ou premiums) tels que ceux qui viennent d'être adoptés en France pour l'énergie éolienne (utilisés également en Espagne ou en Allemagne) consistent à imposer au distributeur l'achat de la production Elec-EnR à un tarif décidé par le régulateur ;

- **les enchères** mettent en concurrence les producteurs pour la fourniture d'une quantité donnée d'Elec-EnR (possibilité de quotas par filières), les offres étant retenues par ordre de prix croissant ; les producteurs sélectionnés sont rémunérés au prix d'enchère ; ce système a été utilisé en Grande Bretagne (NFFO) et en France (Eole 2005) mais il est aujourd'hui en net recul ;

- **les systèmes d'échange de certificats verts** séparent la vente d'électricité (sur le marché de gros) de la vente des certificats alloués aux producteurs certifiés pour une quantité donnée d'Elec-EnR ; la demande de certificats provient des compagnies d'électricité soumises à des quotas de production d'Elec-EnR (% des ventes par exemple) et qui n'ont pas la possibilité ou ne souhaitent pas produire elles-mêmes les quantités requises.

Plusieurs pays européens envisagent (Danemark, Suède) ou ont déjà mis en place des systèmes d'échanges de certificats verts (Grande-Bretagne, Italie, Belgique...). Ils comptent ainsi limiter le coût global pour la collectivité de la politique de soutien aux EnR, grâce à la mise en concurrence des producteurs, au lien établi avec les prix de l'électricité et à la capacité d'orientation du mécanisme vers les ressources les moins coûteuses. L'intérêt économique de l'instrument ne doit cependant pas masquer les questions qu'il soulève. Notamment, l'incertitude sur l'évolution des prix des certificats, et donc sur la rentabilité des projets, peut freiner l'installation de nouvelles capacités de production.

## Les perspectives en France

Avec les tarifs d'achat garantis, la France a adopté un cadre incitatif parmi les plus favorables d'Europe pour l'énergie éolienne. Malgré cela, très peu de projets se concrétisent, soit du fait de contraintes administratives, soit du fait de difficultés liées au raccordement au réseau (coûts de renforcement), voire d'oppositions locales.

Les opposants au développement de l'éolien évoquent enfin l'argument d'une fragilisation de la desserte électrique : l'introduction d'énergies intermittentes pourrait nécessiter la mise en place de systèmes de stockage ou de capacités de production thermique de secours. Cet argument, qui fait toujours l'objet de nombreux débats, est en tout état de cause sans objet tant que la proportion d'énergies intermittentes reste marginale. L'exemple du Danemark, où la proportion actuelle d'électricité d'origine éolienne est de 15% en moyenne sur l'année (mais 20% dans la moitié ouest où est installée la majorité des éoliennes) montre que nous sommes en France, avec moins de 0,1% d'éolien, encore très éloignés d'une telle situation. On peut par contre craindre à beaucoup plus court terme d'autres difficultés sur le plan économique. En effet les règles de fonctionnement des marchés électriques libéralisés valorisent très peu la production intermittente non programmable et devraient être adaptées pour faire une place plus importante à la production électrique d'origine renouvelable.

1 Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, L'énergie en France – Repères, édition 2002.

2 Le potentiel éolien techniquement exploitable est estimé à des valeurs comprises entre 30 et 70 TWh, selon qu'on prend ou non en compte l'éolien offshore. Une partie de la biomasse actuellement non utilisée est susceptible de fournir 5 à 12 TWh d'électricité par transformation dans des centrales thermiques.

# L'économie prospective de la filière nucléaire

Le 7 mai 1999, le Premier Ministre demandait à Messieurs Jean-Michel Charpin, Benjamin Dessus et René Pellat<sup>1</sup> une étude sur les données économiques de l'ensemble de la filière nucléaire française notamment l'aval du cycle du combustible nucléaire, y compris le retraitement. Le rapport a été remis le 30 juillet 2000 au Premier Ministre et publié sous le titre « Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire » à la Documentation française en septembre de la même année.

Ce rapport comporte deux parties principales :

- l'analyse et les perspectives d'évolution du parc nucléaire actuel en termes économiques et environnementaux,
- l'analyse d'un large éventail de scénarios prospectifs à horizon 2050 concernant la production d'électricité en termes économiques et environnementaux.

## Le parc nucléaire existant

Le rapport analyse les conséquences physiques (les bilans matière), économiques et environnementales des différentes marges de manœuvre restant encore sur la gestion du parc existant : durée de vie des centrales, facteur de charge du parc, poursuite ou arrêt du retraitement, calendrier du démantèlement, etc.

### **Bilan matières**

La stratégie « retraitement recyclage » sous forme de MOX, si elle est intégralement mise en œuvre, n'apporte en fin de vie du parc actuel qu'une réduction de 5% des besoins d'uranium et de 12 à 15% des quantités de plutonium et d'américium<sup>2</sup> à stocker par rapport à un arrêt du retraitement en 2010. Cette réduction s'accompagne d'un rallongement de 50 à 150 ans du temps d'entreposage de certains des déchets produits (en particulier le MOX irradié).

### **Bilan économique**

Le rapport fait apparaître la répartition suivante des coûts cumulés par poste de 1977 à la fin de vie du parc en 2050 qui contredit l'idée répandue d'un poids prépondérant de l'investissement initial dans le bilan économique de la filière nucléaire.

Coûts cumulés de la filière nucléaire

Frais d'exploitation		43 à 44%
Cycle du combustible		32%
	Dont : amont du cycle	(20%)
	aval du cycle	(12%)
Investissement		25%

La stratégie française « retraitement + MOX », si elle se prolonge jusqu'à la fin de vie du parc actuel, aura engendré un surcoût global de 22 milliards d'euros, soit 145 millions d'euros par tonne de plutonium + américium évitée.

## La prospective 2050

Six scénarios ont été élaborés à partir de deux hypothèses contrastées de demande d'électricité en 2050 résumées ci-dessous.

Hypothèses de demande d'électricité

	Haute « H » 2050	Basse « B » 2050	Rappel 1998
Electricité finale (TWh)	720	535	380

A chacune de ces hypothèses de demande sont associés trois scénarios d'offre d'électricité. Six scénarios en résultent : deux scénarios de sortie du nucléaire en fin de vie du parc<sup>3</sup> et remplacement par des cycles combinés gaz, H1 et B4, deux scénarios à 50 % de nucléaire, H2 et B2, et deux scénarios à 70% au moins de nucléaire, H3 et B3. Une variante envisage la sortie du nucléaire au bout de 30 ans (B4-30).

### Bilans matières

Le tableau ci-dessous donne le cumul des transuraniens et du carbone émis par les différents scénarios dans l'hypothèse d'une poursuite de la technologie REP actuelle.

Cumuls de transuraniens et de CO<sub>2</sub> de 2000 à 2050 des différents scénarios

Scénario	H1	H2	H3	B2	B3	B4	B4-30
Transuraniens	365	473	594	411	459	329	204
CO <sub>2</sub> (tonnes de C)	1425	1037	607	710	556	1006	1646

On y constate des évolutions très contrastées : un rapport 3 sur les cumuls de transuraniens des scénarios extrêmes et les émissions de CO<sub>2</sub>. On peut remarquer par exemple que le scénario B4 (consommation modérée d'électricité et sortie du nucléaire en fin de vie du parc) n'émet pas plus de CO<sub>2</sub> transuraniens que le scénario H2 (haute consommation d'électricité et 50% de nucléaire en 2050) et permet de diviser par 2,3 le cumul des transuraniens. Le bilan déchets nucléaires peut cependant être amélioré par l'introduction de réacteurs de nouvelles générations. Mais l'inertie du système est considérable et ce n'est que vers 2110 qu'on peut rejoindre, dans le meilleur des cas, une situation analogue à celle du scénario B4 d'une sortie du nucléaire en 2050 (330 tonnes de transuraniens).

### Bilans économiques

Ces bilans, effectués pour plusieurs taux d'actualisation (6% de 2000 à 2030 puis 3% ensuite, ou 8% sur toute la période) et plusieurs hypothèses de coûts des combustibles fossiles (de 20 à 40\$ le baril en 2050), mettent en évidence les points principaux suivants :

- Les écarts de coûts globaux actualisés entre scénarios divers pour une demande donnée (haute ou basse) ne sont pas significatifs puisqu'ils ne dépassent jamais 4% dans entre scénarios extrêmes. L'analyse économique, telle qu'elle a été effectuée, ne permet donc pas de discriminer clairement entre les différents scénarios d'offre électrique pour répondre à une demande donnée.
- La comparaison des scénarios haute et basse demande d'électricité met en évidence clairement, quel que soit le mode de production employé, l'écart de coût actualisé entre scénarios hauts et bas autour de 15%, soit environ 2,3 milliards d'euros par an. Cette comparaison montre de plus que le coût unitaire de l'électricité est toujours légèrement plus bas (3 à 8%) dans les scénarios basse consommation d'électricité que dans les scénarios correspondants haute consommation.

La marge de manœuvre dont on dispose donc pour engager des politiques de maîtrise de l'électricité est donc particulièrement importante, puisque les incitations publiques ou parapubliques actuelles sont seulement de l'ordre de 7 millions d'euros par an.

1 J-M. Charpin, Commissaire au Plan, B. Dessus, Directeur du programme Ecodev au CNRS, R. Pellat, Haut Commissaire à l'énergie atomique.

2 Déchets à haute activité et très longue durée de vie.

3 Pour une durée de vie moyenne des réacteurs de 45 ans.

# Le retraitement et la filière MOX

Le combustible nucléaire irradié dans les réacteurs contient, dans des proportions variables, différentes matières nucléaires : de l'uranium, du plutonium, et différents produits dits d'activation et de fission résultant des réactions nucléaires en chaîne. Il comporte à la fois des éléments fortement radioactifs et des éléments radioactifs à très longue durée de vie, qui rendent sa gestion, dite « aval du cycle », extrêmement difficile.

Il existe aujourd'hui parmi les exploitants du nucléaire deux stratégies pour gérer le combustible usé : son maintien « en l'état », dit stockage direct, ou son retraitement. La France poursuit cette seconde voie, qui consiste à séparer via un procédé physico-chimique complexe les composants du combustible nucléaire irradié (uranium, produits de fission, plutonium et autres transuraniens).

Une fois séparés, les différents éléments sont gérés de façon dissociée en vue soit de leur réutilisation, soit de leur stockage comme déchets. Dans l'état actuel des techniques industrielles, seules les matières énergétiques – uranium et plutonium, respectivement 95 % et 1 % environ du contenu d'un combustible irradié standard – sont réutilisables.

## Les objectifs du retraitement

Le retraitement a été développé par les premiers pays nucléarisés pour extraire le plutonium des combustibles irradiés, composant indispensable des armes atomiques qui n'existe pas à l'état naturel. Puis au cours des années soixante-dix, la séparation de plutonium est devenue la finalité du retraitement « civil », qui s'inscrivait dans le développement d'une filière « plutonium », utilisant les surgénérateurs (réacteurs à neutrons rapides type Superphénix) pour économiser les ressources naturelles en uranium et éviter la présence de plutonium dans les déchets finals (celui-ci pouvant en théorie être indéfiniment réutilisé). La justification du retraitement comme stratégie de gestion raisonnée des déchets est passée au premier plan depuis les années 80. Parallèlement, l'absence de tensions sur l'uranium et l'abandon des surgénérateurs ont réduit l'intérêt de la réutilisation des matières nucléaires. Pour utiliser le plutonium, l'industrie a développé un combustible mélange d'environ 95 % d'uranium et 5 % de plutonium appelé MOX (mixed oxides) pour les réacteurs classiques (réacteurs à eau sous pression d'EDF).

## Le bilan du retraitement

EDF décharge chaque année de son parc nucléaire environ 1 150 tonnes de combustible irradié, dont 1 050 tonnes d'oxyde d'uranium (UOX) et 100 tonnes de MOX. EDF fait retraiter chaque année à La Hague, l'usine de retraitement française, 850 tonnes d'UOX et fabriquer à Marcoule, l'usine de production de combustible MOX, 100 tonnes de ce combustible. Entre 16 et 18 réacteurs (sur 20 autorisés), tous de puissance 900 MWe, sont en moyenne chargés en combustible MOX dans une proportion maximale de 30 %.

### **Réutilisation de l'uranium et du plutonium**

Loin de se résorber, le stock de plutonium séparé a commencé à croître avec l'introduction de MOX dans le parc, et progresse parallèlement depuis (voir graphe). Le stock français de plutonium séparé et non réutilisé en réacteur atteignait 47 tonnes fin 2001 (auxquelles s'ajoutent 33,5 tonnes de plutonium étranger). Le stock d'uranium issu du retraitement, dont l'inventaire n'est pas connu, augmente régulièrement lui aussi.

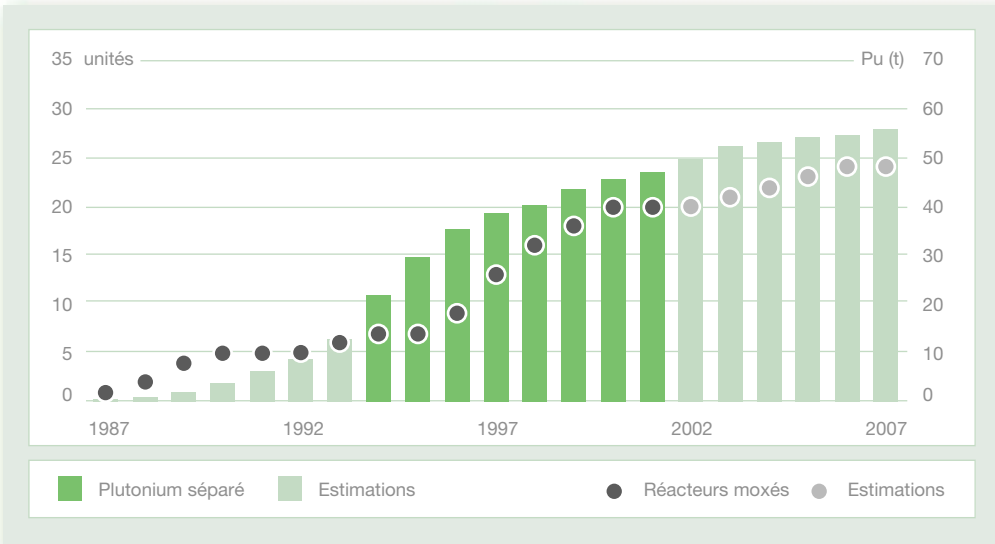
L'évaluation du bilan matières du parc nucléaire actuel sur l'ensemble de sa durée de vie montre que la stratégie retraitement et MOX ne réduit que de 20 % la quantité de plutonium finalement accumulée<sup>1</sup>.

### **Gestion des déchets**

Le retraitement concentre au sein des déchets vitrifiés les actinides mineurs et les produits de fission. Mais le bilan pour la gestion des déchets doit prendre en compte d'autres catégories de déchets créées par cette stratégie :

- les combustibles usés non retraités, officiellement en attente d'un retraitement « différé »<sup>2</sup>.
- les MOX irradiés, beaucoup plus chauds que les combustibles classiques, qui pourraient nécessiter 150 ans de refroidissement (contre 50 ans) avant un éventuel stockage géologique ;
- les matières nucléaires non réutilisées, officiellement en attente d'un recyclage, dont les stocks ne cessent d'augmenter ;

## Evolution du stock de plutonium séparé après retraitement



Sources : EDF, Ministère de l'Industrie, Cogema

- les déchets secondaires (éléments métalliques des assemblages combustibles, résidus de traitement, etc.), pour la plupart de moyenne activité à vie longue ;
- les déchets issus du démantèlement des installations de retraitement.

Pour concentrer le volume des déchets les plus actifs, le retraitement multiplie les catégories de déchets avérés ou potentiels : le volume global des déchets à vie longue et des ouvrages de stockage associés peut être supérieur au volume nécessaire pour le stockage direct des combustibles usés.

### Bilan économique

La doctrine du retraitement, établie dans les années soixante-dix, reposait sur une prévision de tension sur les prix de l'uranium qui ne s'est pas confirmée. Malgré son contenu énergétique, le plutonium a aujourd'hui une valeur économique négative : EDF paie le service de retraitement mais accorde dans ses comptes une valeur nulle à son stock de plutonium.

La stratégie de retraitement + MOX représente un surcoût de 145 millions d'euros environ par tonne de plutonium « évitée » dans l'inventaire final des déchets ; pour le parc nucléaire actuel, un arrêt du retraitement en 2010 économiserait 12 % des dépenses qui restent à engager jusqu'à sa fin de vie.

### Risques et problèmes spécifiques

L'industrie du retraitement et du MOX, en multipliant les manipulations des matières issues des réacteurs, peut augmenter les risques associés. Elle est notamment mise en cause pour :

- l'augmentation des risques de prolifération ;
- les rejets radioactifs des installations de retraitement, plusieurs milliers de fois supérieurs à ceux d'une centrale nucléaire ;
- les problèmes de sécurité, liés à la concentration de matières nucléaires sur les sites du retraitement ou à la répétition des transports, notamment de plutonium.

1 Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire, Rapport au Premier Ministre, 2000.

2 EDF et Areva ont conclu en septembre 2001 un protocole d'accord portant sur 5 250 tonnes pour 2001-2007, alors que 6 900 tonnes de combustibles EDF étaient déjà entreposées dans les piscines de La Hague.

# L'EPR

## (European Pressurized Reactor)

L'EPR, acronyme de « European Pressurized Reactor », se situe dans la lignée des réacteurs à eau pressurisée (REP) qui équipent les centrales nucléaires françaises. D'une puissance de 1525 à 1700 MWe, il pourrait équiper des centrales qui succéderaient au palier N4, le plus récent (Chooz B1 et B2, Civaux 1 et 2). Présenté comme « évolutionnaire », il se distingue de ses prédécesseurs par une amélioration de la sûreté du réacteur, mais sans modification fondamentale du type de réacteur ni du cycle du combustible.

### Les éléments revendiqués par ses promoteurs en faveur de l'EPR

#### **Sur le plan de la sûreté**

- Prise en compte de la possibilité de fusion du cœur (ce qui n'est pas le cas des REP précédents) et introduction de dispositifs pour en réduire les conséquences : renforcement de l'enceinte de confinement (pour contenir l'hydrogène), récupération du cœur fondu en bas de cuve du réacteur en cas de percement de celle-ci, installation d'un réservoir d'eau pour refroidissement passif (en cas d'arrêt des pompes du circuit primaire principal), mise en place de recombineurs d'hydrogène à l'intérieur de l'enceinte pour éviter les explosions.

#### **Sur le plan du fonctionnement**

- Une durée de vie technique portée à 60 ans (40 ans à 45 ans pour les REP actuels),
- L'allongement des cycles entre deux chargements de combustible (18 à 24 mois contre 12 à 18 dans les REP actuels),
- La facilitation du démantèlement,
- L'emploi d'un combustible oxyde d'uranium (UO<sub>2</sub>) enrichi à 4,9%, légèrement plus que le combustible actuel (3,7 à 4,2) et la possibilité d'utiliser des combustibles MOX (oxyde mixte d'uranium et de plutonium).

#### **Sur le plan économique**

- Des coûts prospectifs du kWh inférieurs de 10% environ à celui des REP existants.

Le calcul est fondé sur l'hypothèse d'une commande de 10 tranches d'EPR et surtout sur des frais d'exploitation beaucoup plus faibles que ceux des REP actuels (des frais fixes divisés par deux par rapport au parc actuel et un taux de charge des centrales qui passerait de 70% aujourd'hui à 85% pour les EPR).

#### **Sur le plan de l'industrie et de la recherche**

- Le maintien de la compétence d'Areva, de la compétitivité française sur les marchés étrangers, d'une activité de recherche pour le futur.

Forts de ces arguments, les promoteurs de l'EPR tentent d'obtenir l'engagement de la construction d'un réacteur en France en 2003 à l'issue du prochain « débat national énergie » pour un démarrage en 2010.

### Ces arguments sont-ils pertinents ?

#### **En termes de besoins d'électricité**

Le parc de centrales nucléaires actuel, de 58 unités reliées au réseau entre 1977 et 2000, totalise une puissance de 60 000 MW. La durée de vie technique de ces centrales est aujourd'hui estimée à au moins



40 ans par la plupart des experts (japonais et américains parlent de 60 ans). Le premier arrêt de centrale « en fin de vie technique » devrait donc intervenir en 2017. Le remplacement des centrales nucléaires arrêtées par de nouvelles centrales nucléaires ne va pas de soi puisque la surcapacité en centrales nucléaires est actuellement estimée à 4 unités, sans compter les 10 unités qui fabriquent du courant pour l'exportation. Le rapport « Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire » montre d'ailleurs que, sans même prendre en compte la directive européenne « Electricité renouvelable » (15 à 20 TWh supplémentaires d'électricité renouvelable d'ici 2010), le besoin de nouveaux équipements électriques ne se fera sentir qu'en 2022 si la consommation électrique française continue à dérapier, en 2035 si des efforts de maîtrise de la demande d'électricité sont entrepris (voir fiche 13). Dans tous les cas il est donc inutile de décider d'une nouvelle centrale, nucléaire ou non, avant 2015 au moins.

### **En termes de sûreté**

Il y a un progrès indéniable sauf pour les risques liés aux erreurs ou aux agressions : ainsi la chute d'un Jumbo jet n'est toujours pas prise en compte dans les calculs.

### **En termes économiques**

Le calcul du coût du kWh repose sur des hypothèses hasardeuses. Au-delà des aléas techniques, l'hypothèse d'un taux de charge élevé (85%) pour l'EPR reste très improbable avant plus de 20 ans, puisque le faible taux d'usage du parc nucléaire actuel tient beaucoup plus à la forme de la courbe de charge qu'à la disponibilité technique des centrales. En situation de surcapacité, toute unité supplémentaire ne fait en effet que diminuer le rendement économique global, d'autant que le coût de la tête de série risque d'être très supérieur au coût prévu par série de 10 tranches, qui a servi de base au calcul du coût du kWh.

### **En termes d'environnement et de prolifération**

C'est l'aspect le plus critiquable de l'EPR. La démarche EPR ne porte que sur le réacteur ; aucune amélioration significative n'est apportée au cycle du combustible. On continue à produire des combustibles irradiés chargés en plutonium. On renforce l'usage du combustible MOX issu du retraitement qui pose lui-même de multiples problèmes : le rapport cité plus haut a montré que le retraitement était très inefficace pour limiter la quantité finale de plutonium et d'actinides mineurs à stocker définitivement (un écart inférieur à 20% en 2050), et entraînait des dépenses supplémentaires importantes (200 millions d'euros par tonne de plutonium évité). Il présente aussi des risques nouveaux liés à l'industrie et aux transports de plutonium, aux effluents et à la sécurité de la Hague, à la durée beaucoup plus longue d'entreposage du MOX irradié (150 ans au lieu de 50 ans pour l'UOX irradié avant stockage définitif éventuel), à la sûreté de fonctionnement du réacteur lui-même.

Sur l'ensemble de ces points considérés aujourd'hui comme majeurs, l'EPR non seulement n'apporte aucune solution nouvelle, mais il pérennise et renforce les risques d'environnement et de prolifération militaire du parc actuel.

### **En termes de recherche pour le futur**

L'enjeu international des recherches actuelles sur le nucléaire porte sur trois points clés : la sûreté des réacteurs, une réduction majeure, voire l'élimination des déchets à haute activité et longue durée de vie, la suppression des risques de prolifération. L'EPR ne permet aucune avancée sur les deux derniers points et n'apporte que des réponses partielles au premier. Par contre la concentration des efforts sur la filière EPR risque fort de bloquer pour des dizaines d'années l'émergence de solutions beaucoup plus innovantes.

# L'accord de Kyoto

En 1997, les pays réunis pour la troisième Conférence des Parties à la Convention des Nations Unies sur le Changement Climatique adoptaient le « protocole de Kyoto », créant un régime international juridiquement contraignant d'engagements pour maîtriser les émissions de gaz à effet de serre à partir de 2008. Cinq ans après, dans un contexte où le principal émetteur (24% émissions totales, 38% des pays développés) a pris la décision de ne pas ratifier cet accord, deux arguments majeurs de l'administration américaine sont souvent repris pour remettre en question l'intérêt même de Kyoto :

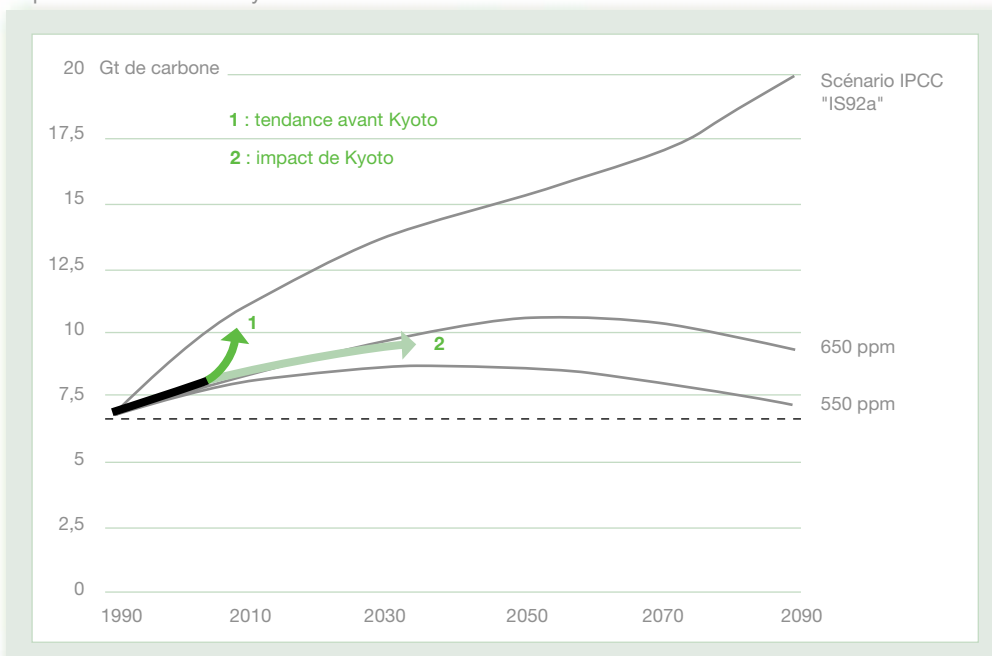
- « **Kyoto n'est pas à la hauteur du problème** » : quand les scientifiques de l'IPCC plaident pour une réduction d'un facteur 2 des émissions dans la seconde moitié de ce siècle, l'accord de Kyoto ne conduirait qu'à une maigre réduction de 5% des émissions des pays développés, et un gain bien insuffisant de quelques dixièmes de degrés à la fin du XXIème siècle,

- « **La solution, c'est l'innovation technologique** » : les marchés de permis d'émission vont engendrer de « mauvaises réductions » en restreignant la croissance économique. Le découplage croissance/émissions ne peut être obtenu que grâce à l'émergence de nouvelles technologies de production d'énergie « non carbonée ».

## Les engagements de réduction d'émissions

Le premier argument s'appuie sur une lecture tronquée du Protocole : les évaluations scientifiques qui concluent à un impact négligeable font l'hypothèse inconsistante que seule la période 2008-2012 ferait l'objet de réductions d'émission, et que s'ensuivrait une reprise des émissions selon les tendances précédant l'accord (courbe 1 du graphique). Or, si seule la première période fait effectivement l'objet d'engagements chiffrés, le Protocole crée un cadre explicite de négociation d'engagements pour les périodes suivantes et de règles pérennes pour la mise en œuvre successive d'accords quantifiés. La perspective d'un effort progressif de réduction amenant l'ensemble des pays sur une trajectoire

Impact de l'accord de Kyoto sur les émissions de carbone



Sources : IDDRI

d'émissions compatible avec les conclusions de l'IPCC est donc inscrite dans cet accord et a été confirmée par la teneur des négociations qui l'ont suivi.

Pourquoi un « faible » taux de réduction acté à Kyoto pour la première période d'engagement ?

D'abord parce que, dans un premier temps, seuls les pays développés ont pris des engagements de réduction : faute d'avoir tenu les engagements de stabilisation pris en 92 à Rio, il leur était en effet difficile de ne pas montrer la voie. Ensuite parce qu'il s'agit d'un premier « coup de frein », synthèse politique d'une action prise en vertu du principe de précaution dans un contexte de connaissance scientifique incomplète, et de la difficulté à infléchir des tendances qui auraient conduit les pays développés à augmenter très fortement leurs émissions (de plus de 15%) en l'absence de mesures.

Le graphique montre que le décrochage induit par Kyoto est compatible avec une trajectoire respectueuse d'un objectif de stabilisation des concentrations de gaz à effet de serre à un niveau acceptable (courbe 2). Les trajectoires d'émissions proposées par l'IPCC présentent aussi dans les premières décennies une augmentation des émissions globales, résultante du décrochage progressif croissance économique/émissions et de la croissance économique des pays du sud.

## Le rôle des nouvelles technologies

Le second argument oppose deux éléments de solutions qui ne sont pas contradictoires mais qui appartiennent à des registres différents. Il est évident que le décrochage économie/émissions résultera *in fine* de la mise en œuvre de nouvelles technologies. Mais l'importance du décrochage nécessaire est telle qu'il ne pourra être atteint que par la conjonction de nombreuses évolutions portant à la fois sur les modes de vie, de production et de consommation, sur la nature des infrastructures (urbanisme, transports), sur l'amélioration de l'efficacité des technologies mises en œuvre pour l'utilisation de l'énergie et aussi, mais pas exclusivement, sur le recours à des technologies énergétiques non carbonées.

La question qui se pose est celle de la coordination internationale de l'effort nécessaire au déploiement de telles stratégies, qui recouvrent des efforts de recherche développement technologique multi-secteurs, mais aussi la mise en œuvre de politiques publiques facilitant leur adoption. On peut, pour y parvenir, engager au niveau international des programmes de recherche technologique coordonnés. Mais les travaux menés depuis les chocs pétroliers en matière de changement technologique, en particulier dans le cadre de l'Agence Internationale de l'Énergie, ont bien montré que de telles politiques s'avéraient coûteuses et peu efficaces si elles ne s'accompagnaient pas de perspectives claires de valorisation des innovations sur les marchés : des mesures comme la réglementation, la labellisation ou l'internalisation des coûts externes sont indispensables à cette valorisation des innovations.

Le protocole de Kyoto est en fait la première tentative formalisée d'accord international au service d'un tel type d'objectif. En imposant une limite quantitative aux émissions de gaz à effet de serre des pays développés, le protocole crée une rareté (il y a moins d'émissions disponibles que le marché n'en aurait souhaitées) qui se traduit dans la pratique par une valeur d'externalité. Les évaluations montrent que le coût de la tonne de carbone évitée aurait oscillé entre 40 et 100 \$ si les Etats-Unis avaient rejoint l'accord. Eviter de supporter ce coût constituait alors, pour les gouvernements comme pour les entreprises, une motivation à développer et à adopter de nouvelles technologies.

Une conséquence majeure du retrait des Etats-Unis, en plus des émissions supplémentaires consécutives, est aussi de réduire fortement le coût anticipé de la tonne de carbone évitée (jusqu'à des valeurs proches de zéro), ce qui pourrait effectivement réduire très fortement l'incitation à l'innovation et donc la portée globale de l'accord.

# L'électricité primaire et l'effet de serre dans le monde

## La place de l'électricité primaire dans la consommation mondiale d'énergie en 2000

Les sources d'énergie utilisées dans le monde sont des combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel), de la biomasse (bois et déchets), et de l'électricité (dite primaire) produite à partir de l'énergie nucléaire et de sources renouvelables dont l'hydraulique est la principale. Une part importante des combustibles fossiles est consacrée à la production d'électricité (dite secondaire).

Les consommations mondiales de combustibles fossiles et de biomasse sont, en 2000, exprimées en Mtep (million de tonnes d'équivalent pétrole) :

Consommation mondiale de combustibles fossiles et de biomasse (Mtep)

Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Biomasse
2341	3477	2102	1095

Source : Agence internationale de l'énergie.

En 2000, la production mondiale d'électricité était de 15 379 TWh (Terawatt.heure ou milliard de kWh), se répartissant par source de la façon suivante :

Répartition de la production d'électricité dans le monde par source

Charbon	Gaz naturel	Produits pétroliers	Hydraulique	Nucléaire	Autres renouvelables*
39,1%	17,4%	7,9%	17,1%	16,9%	1,6%

\*Eolien, géothermie, solaire.

Source : Agence internationale de l'énergie.

La production d'origine renouvelable et la production d'origine nucléaire sont donc respectivement 2 876 TWh et 2 592 TWh.

L'évaluation en tep de l'apport de ces deux sources « primaires » à la consommation énergétique mondiale totale, nécessaire pour le comparer aux apports en énergies fossiles et biomasse, se fait en raisonnant par substitution : combien faudrait-il de combustible fossile, dans la centrale la plus moderne, pour remplacer les productions de ces deux sources ?

La centrale la plus moderne et la plus construite aujourd'hui est la centrale gaz naturel à cycle combiné (utilisation combinée d'une turbine à gaz et d'un cycle à vapeur) d'un rendement de 55%.

L'électricité d'origine renouvelable se substitue à 450 Mtep de combustibles fossiles (en l'occurrence de gaz naturel) et l'électricité d'origine nucléaire à 406 Mtep. Ces contributions au bilan primaire sont reprises dans le tableau suivant qui indique les quantités d'énergie primaire totale consommée dans le monde par source.

Consommation primaire dans le monde (Mtep)

Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Biomasse	Electricité renouvelable	Electricité nucléaire	Total
2341	3477	2102	1095	450	406	9871
23,7%	35,2%	21,3%	11,1%	4,6%*	4,1%	100,0%

\* Dont 4,2% d'hydraulique.

Source : Global Chance à partir de données AIE.

Ainsi la part du nucléaire dans la consommation mondiale d'énergie est de 4,1%. Le remplacement des centrales nucléaires existantes par des centrales au gaz naturel ferait passer la part de celui-ci de 21% à 25%, ce qui ne représente pas une augmentation considérable.

## L'électricité d'origine nucléaire dans le monde

La production mondiale d'électricité d'origine nucléaire était de 2 592 TWh en 2000.

Dix pays en produisent 87% : Etats-Unis, France, Japon, Allemagne, Russie, Corée du Sud, Royaume-Uni, Ukraine, Canada, Espagne. Les trois premiers en produisent 59% : Etats-Unis (31%), France (16%), Japon (12%).

La part de l'électricité d'origine nucléaire dans la production totale d'électricité de ces dix pays est la suivante :

Part de l'électricité d'origine nucléaire dans la production d'électricité

France	Ukraine	Corée du Sud	Allemagne	Japon	Espagne	Royaume Uni	Etats Unis	Russie	Canada
77%	45%	37%	30%	30%	28%	23%	20%	15%	12%

Source : Agence internationale de l'énergie.

Parmi les grands pays industrialisés, la France occupe une position tout à fait singulière. La production de la France représente la moitié de celle de l'Union Européenne.

L'évolution des puissances électronucléaires installées dans le monde montre bien l'état de relative stagnation du développement de cette forme d'énergie.

La puissance installée a augmenté de façon spectaculaire entre 1965 (6 000 MW) et 1985 (254 000 MW), puis s'est pratiquement stabilisée : 328 000 MW en 1990, 346 000 MW en 1995 et 357 000 MW en 2000.

En 2000, la première divergence de nouveaux réacteurs nucléaires électrogènes s'est produite pour une puissance nette de 2 815 MW, tandis que la puissance nette des réacteurs mis en arrêt définitif a été de 2 614 MW. La même année, on ne note les débuts de travaux que pour une seule unité dans le monde, de 950 MW nets en Chine.

## La contribution du nucléaire et de l'hydraulique à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>

Souvent présenté comme un élément majeur de la lutte contre le renforcement des émissions de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, le programme nucléaire mondial actuellement en œuvre se substitue à la combustion de 401 Mtep de gaz naturel qu'il aurait fallu brûler dans ces centrales à cycle combiné pour produire la même quantité d'électricité.

Il permet ainsi d'éviter annuellement l'émission de 880 Mtonnes sur les 23 000 Mtonnes de CO<sub>2</sub> émises par le système énergétique mondial soit 3,8% de ces émissions. Cette économie d'émission est équivalente à celle que produirait une réduction des consommations de charbon de 240 Mtep (10,2% de la consommation actuelle) ou de 300 Mtep de pétrole (8,6% de la consommation actuelle). Sans être négligeable, la contribution actuelle du nucléaire à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> reste donc modeste.

Celle de l'électricité primaire d'énergie renouvelable est du même ordre, 1000 Mtonnes, soit 4,3% des émissions actuelles de CO<sub>2</sub>.

# Les combustibles fossiles et l'effet de serre

## Emissions de gaz carbonique lors de la combustion

La combustion des combustibles fossiles produit du gaz carbonique  $\text{CO}_2$ . La quantité de  $\text{CO}_2$  produit par une tep de combustible fossile dépend de sa composition chimique, plus précisément des proportions de carbone, d'hydrogène et d'oxygène de ses molécules.

L'Observatoire de l'énergie a retenu les coefficients d'émission moyens suivants (en tonne de carbone par tep<sup>1</sup>) pour le charbon, le pétrole et le gaz naturel.

Emissions de carbone associées aux combustibles fossiles

Emissions unitaires	Charbon	Pétrole	Gaz naturel
Tonne de carbone/tep*	1,123	0,83	0,653

Ce tableau montre des différences importantes entre ces différents produits : la combustion d'une tep de gaz naturel n'émet que 58% du  $\text{CO}_2$  produit par une tep de charbon. Ces produits énergétiques subissent des transformations avant leur utilisation finale. Ces transformations, en particulier en électricité, sont effectuées à travers des technologies dont les efficacités de conversion sont très variables. Le contenu en émission de carbone de l'énergie finale produite dépend donc à la fois du combustible employé et de la technologie de conversion.

## Emissions lors de la production centralisée d'électricité

Le tableau suivant indique les ordres de grandeur des émissions unitaires des principales technologies de production électriques de grande puissance actuelles et en développement à partir des combustibles fossiles.

Production d'électricité dans des installations de puissance (100 à 1000 MW)

Emissions en grammes de carbone par kWh électrique (gC/kWh)	2000		2020	
	Rendement	gC/kWh	Rendement	gC/kWh
<i>Production centralisée</i>				
Centrales à charbon pulvérisé	42%	230	45%	215
Centrales charbon à lit fluidisé	40%	240	40%	240
Centrales charbon gazéifié	45%*	215	50%	195
Centrales à fioul lourd	40%	180	40%	180
Turbine à combustion simple fioul domestique ou gaz	40%	140 à 180	45%	125 à 160
Turbines cycle combiné gaz	55%	100	60%	94

Source: Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire.

Les rendements élevés déjà obtenus sur les turbines à cycle combiné gaz naturel et les perspectives de progrès technique envisagées à horizon de 20 ans renforcent l'intérêt d'une production d'électricité au gaz naturel. Le kWh électrique ex gaz naturel produit aujourd'hui 2,3 à 2,4 fois moins de  $\text{CO}_2$  que le kWh ex charbon.

Il existe donc en Europe et dans le monde des marges de manœuvre importantes d'amélioration du bilan  $\text{CO}_2$  du système électrique. Le recours aux énergies non carbonées (nucléaire et énergies renouvelables) n'est donc pas l'unique solution possible à la réduction des émissions du système électrique.

## Emissions lors de la production décentralisée d'électricité

La production d'électricité dans des unités de petite taille (de quelques dizaines de kW à quelques MW électriques), très souvent associée à une production de chaleur utilisée localement, s'est développée

depuis une dizaine d'années. Le progrès technique, l'abaissement des coûts des outils de production et la valorisation locale de la chaleur justifient des perspectives de développement importantes dans les décennies qui viennent pour les différentes technologies déjà sur le marché ou en développement. On donne ci-dessous les caractéristiques de quelques unes de ces technologies.

#### Caractéristiques de quelques technologies existantes ou en développement

Emissions en grammes de carbone par kWh électrique (gC/kWh)	2000		2020	
	Rendement	gC/kWh	Rendement	gC/kWh
Production centralisée				
Moteurs à gaz	37%	150	45%	125
Turbine à combustion (fioul)	33%	215	45%	160
Mini et microturbinés	0,3	185	37%	150
Piles à combustibles	40 à 50%	110 à 200*	45 à 60%	90 à 180*

\* Dans le cas des PAC les émissions dépendent à la fois du rendement de la pile et du rendement de production du carburant de la pile (CH<sub>4</sub>, hydrogène, méthanol, etc.).

Les chiffres d'émission de ce tableau ne concernent que la production d'électricité. Dans le cas d'une cogénération électricité chaleur, le bilan des émissions doit prendre en compte le fait que la chaleur produite, si elle est utilisée, ne produit pas d'émissions supplémentaires puisqu'elles sont déjà comptabilisées dans la production d'électricité. On en trouve deux exemples ci dessous :

#### Rendements caractéristiques en cogénération chaleur électricité

Rendements	Electricité	Chaleur	Total
Moteur à gaz	37%	37%	74%
Turbine à gaz	33%	40%	73%

Dans le cas du moteur à gaz par exemple, la fourniture simultanée de 1 kWh d'électricité et de 1 kWh de chaleur sera accompagnée d'une émission de 150 grammes de carbone (la même que pour la fourniture d'électricité seule).

La mesure de l'intérêt de la cogénération ne peut se faire que par comparaison avec des solutions concurrentes de production séparée d'électricité et de chaleur : production, transport et distribution d'électricité au point d'utilisation et production locale de chaleur dans une chaudière. Si par exemple l'électricité de réseau est produite par un à cycle combiné à gaz et la chaleur produite localement par une chaudière à fioul de rendement 90%, on obtiendra le bilan suivant pour 1 kWh d'électricité :

#### Bilans comparés d'une cogénération et de productions séparées de chaleur et d'électricité

	Productions séparées		Cogénération
Rendement électricité	49,5%*		37%
Rendement chaleur		90%	37%
Production de chaleur			1 kWh
Consommation	2,02 kWh (gaz)	1,11 kWh (fioul)	2,70 (gaz)
Grammes carbone	113	79	151
Total carbone	192		151

Source : Ademe. \* en tenant compte des pertes du réseau de transport d'électricité.

Dans ce cas, la cogénération aura permis une économie de 41 grammes de carbone (-22%). Ce ne serait pas le cas si l'électricité était d'origine nucléaire ou hydraulique (+79 g).

1 Les émissions de gaz carbonique sont données soit en tonnes de CO<sub>2</sub> par tep, soit en tonnes de carbone par tep, çà d'en tonnes de carbone contenu dans le CO<sub>2</sub> émis. Une tonne de CO<sub>2</sub> contient 12/44 = 0,27 tonne de carbone.

# Les émissions de CO<sub>2</sub> du système énergétique français

Parmi les émissions de gaz à effet de serre (GES) responsables du réchauffement climatique, le gaz carbonique (CO<sub>2</sub>) occupe la première place en France (75% en 2000) devant l'oxyde d'azote, N<sub>2</sub>O (13%), le méthane, CH<sub>4</sub> (10%) et les gaz fluorés (2%). Le système énergétique est donc un contributeur majeur à ces émissions puisqu'il est responsable à lui seul de 84 % des émissions totales (95% des émissions de CO<sub>2</sub>, de 12% de celles de méthane et de N<sub>2</sub>O<sup>1</sup>). Le contrôle des émissions de CO<sub>2</sub> du système énergétique est donc un axe majeur de la lutte contre le changement climatique.

La France, dans le cadre de l'accord de Kyoto, s'est engagée à maintenir en 2008-2012 ses émissions de GES au niveau de 1990. Les deux tableaux suivants indiquent l'évolution des émissions brutes<sup>2</sup> de CO<sub>2</sub> du système énergétique français depuis cette date et leur répartition sectorielle.

Emissions de CO<sub>2</sub> (en Mtonnes de carbone) du système énergétique depuis 1990

CO <sub>2</sub>	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
MtC	102,6	103,5	104,2	99,3	99,9	100,8	102,7	101,5	106,4	105,6	105,4

Source : Observatoire de l'énergie.

Structure sectorielle des émissions de CO<sub>2</sub> énergétique en 1990 et 2000 (MtC)

CO <sub>2</sub>	Production d'énergie	Industrie Agriculture	Résidentiel tertiaire	Transports	Total
1990	16,5	23,9	27	34,8	102,6
2000	15	20,8	28	41,6	105,4

Source : Observatoire de l'énergie.

L'industrie a diminué de 15% sa participation aux émissions de CO<sub>2</sub>, la production d'énergie de 10%. Le résidentiel tertiaire l'a augmenté de 4%, les transports de 20% en 10 ans.

## Les éléments prospectifs et les politiques mises en place

L'accord de Kyoto, qui engage la France à stabiliser ses émissions en 2010 au niveau de 1990, implique, dans son esprit, un effort supplémentaire de réduction important des pays industrialisés en 2020, même si sa répartition entre pays n'est pas encore négociée. La stabilisation des émissions en 2020 par rapport au niveau de 1990 est donc un objectif minimum, qui sera très probablement renforcé au-delà de 2010. Le dernier rapport de l'IPCC<sup>3</sup> indique en effet la nécessité d'une réduction de 50% des émissions mondiales en 2050, de 75% de celles des pays industrialisés. Dans ce contexte, il est intéressant d'interroger les différents scénarios énergétiques dont nous disposons (les trois scénarios de la Commission Energie 2010-2020 du Plan, S1 "Société de marché", S2 "Etat industriel", S3 "Environnement" et le scénario tendanciel de la DGEMP<sup>4</sup>).

Emissions de CO<sub>2</sub> des différents scénarios en 2010 et 2020 (MtC)

	Rappel 1990	S1	S2	S3	S tendanciel
2010	102,6	129	117	99	128
2020	102,6	148	129	104	154

Source : Observatoire de l'énergie et Commissariat au Plan.

Le seul scénario compatible avec l'accord de Kyoto en 2010 est le scénario S3. Il se caractérise principalement par un effort important de maîtrise de l'énergie dans tous les secteurs, 12% d'économie d'énergie par rapport au scénario tendanciel de la DGEMP en 2010, 21% en 2020 (ce qui reste pourtant encore très insuffisant pour se placer sur une trajectoire compatible avec les recommandations de l'IPCC).



## Le Programme national de lutte contre le changement climatique

Le gouvernement français adopté en janvier 1999 un " Programme National de Lutte contre le Changement Climatique " (PNLCC) qui vient compléter des mesures antérieures et est censé assurer en 2008-2012 le respect des engagements de Kyoto (maintien des émissions à leur niveau de 1990). Ce plan ne concerne pas uniquement l'énergie. Cependant vu le poids de l'énergie dans les émissions, une très grande part de ces mesures s'adresse au système énergétique. Pour chaque secteur d'activité, le plan présente des mesures réparties en trois familles :

- les mesures classiques qui renforcent et élargissent les programmes précédents : réglementations, maîtrise de l'énergie dans le logement, économies d'électricité spécifique, amélioration de l'exploitation des systèmes de transport. Elles sont considérées comme gratuites ou à coût négatif dans la mesure où elles trouvent leur justification même sans préoccupation climatique.
- des mesures fiscales nouvelles, en particulier l'instauration d'une écotaxe progressive avec pour cible 75 euros par teC (tonne équivalent carbone) en 2010, jugées indispensables à l'époque pour infléchir le comportement des consommateurs et inciter les industriels à la production de produits à plus faible contenu de CO<sub>2</sub>.
- des mesures structurelles concernant l'urbanisme, le logement, les infrastructures de transport, les énergies renouvelables, qui ne commenceront à donner des résultats significatifs qu'en fin de période et surtout au delà de 2010.

Réductions d'émissions de CO<sub>2</sub> attendues du PNLCC en 2010 pour l'énergie

Mt de carbone	Mesures classiques	Ecotaxe	Mesures structurelles	Total
Branche énergie	0,5	1,5	0,4	2,4
Industrie	0,1	2		2,1
Résidentiel tertiaire	1,3	0,8	0,1	2,2
Transports	1,2	1,1	1,5	3,8
Total	3,1	5,4	2	10,5

Source : Mission interministérielle de l'effet de serre.

La contribution du système énergétique à l'effort de lutte serait de l'ordre de 65% de l'effort total proposé par le PNLCC (16 MtC) à l'horizon 2010. Du point de vue sectoriel, on voit l'importance de l'effort demandé aux transports (36%). Du point de vue des modes d'action, on voit celle accordée aux effets de la fiscalité pour remplir l'objectif.

## Le point d'avancement fin 2002

Dans le domaine de l'énergie les derniers chiffres d'émission connus datent de 2001. Avec 104,2 Mt d'émissions de carbone, les émissions, en légère baisse par rapport à 2000, ne dépassent que de 2% celles de 1990. Mais cette situation relativement satisfaisante ne doit pas masquer les grandes difficultés qu'on peut attendre dans les prochaines années car elle est notamment liée à la récession du début de la décennie 1990-2000. En particulier, l'abandon de l'importante partie fiscale du plan par le gouvernement fin 2000, qui s'ajoute au retard à la mise en place de certaines des autres mesures, met en cause la cohérence même du plan et sa capacité à remplir ses objectifs.

1 Source : 3ème communication nationale à la convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques.

2 Brute : compte non tenu des possibilités d'absorption de CO<sub>2</sub> par les sols, les océans ou la biomasse.

3 3ème rapport de l'International Panel on Climate Change.

4 DGEMP : Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières du ministère de l'Industrie. D'autres scénarios du même type ont été établis par la Mission interministérielle de l'effet de serre pour son propre usage.

# Annexes

## Unités énergétiques

Symboles, multiples et équivalences physiques

Unité	Symbole	Commentaire et équivalence physique
Joule	J	Unité très petite (1 tep = 42 milliards de Joules)
Baril de pétrole	bl	Utilisé en économie (1 tep = 7 barils)
Tonne d'équivalent pétrole	tep	Unité de référence
Kilowattheure	kWh	Unité petite (1 tep = 11630 kWh)

Préfixes des multiples usuels

Kilo (k)	millier	$10^3$
Méga (M)	million	$10^6$
Giga (G)	milliard	$10^9$
Tera (T)	mille milliards	$10^{12}$
Peta (P)	million de milliards	$10^{15}$
Exa (E)	milliard de milliards	$10^{18}$

Facteurs de conversion (équivalences physiques)

Pour obtenir des :	GJ	MWh	tep
A partir de :	Multiplier par		
GJ	1	0,28	0,024
MWh	3,6	1	0,086
tep	42	11,63	1

### **Nota : ne pas confondre énergie et puissance.**

La puissance des centrales électriques est généralement exprimée en mégawatts (MW). L'énergie produite s'exprime en multiples du wattheure ; MWh, GWh ou TWh.

Exemples : Un mégawattheure est l'énergie produite en une heure par une machine de 1 MW fonctionnant à plein régime. Un kilowattheure est l'énergie consommée par un appareil de 1 kW fonctionnant pendant une heure (ou par une ampoule de 100 W pendant 10 heures).

### **Références :**

- Charpin, J.-M., Dessus, B., Pellat, R., *Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire*, Rapport au Premier ministre, La documentation française, septembre 2000.
- Commissariat général du Plan, Commission Energie 2010-2020, *Les chemins d'une croissance sobre*, La documentation française, septembre 1998.
- Les cahiers de Global Chance, revue publiée par l'association.
- Les cahiers du CLIP, revue publiée par le Club d'ingénierie prospective énergie environnement, c/o IDDRI, 6 avenue du Général Clergerie, 75016 Paris.
- L'énergie en France, chiffres clés, DGEMP, Observatoire de l'énergie, éditions 2000 et 2002, [www.industrie.gouv.fr/energie](http://www.industrie.gouv.fr/energie).

## Numéros précédents

N° 1 - Décembre 92

Pourquoi Global Chance  
L'effet de serre et la taxe sur le carbone  
Les réactions à l'appel de Heidelberg

N° 2 - Juin 1993

Global Chance et le nucléaire  
Ecologie, environnement et médias  
Science, progrès et développement

N° 3 - Mars 1994

L'énergie en débat  
Nucléaire civil et prolifération  
Scénarios énergétiques et marges de liberté

N° 4 - Juin 1994

Contributions au débat sur l'énergie  
Agriculture, forêts et développement durable

N° 5 - Avril 1995

Si l'on parlait climat ?  
Le débat national énergie & environnement  
Les conditions d'une transition vers un développement durable

N° 6 - Février 1996

Numéro spécial en hommage à Martine Barrère

N°7 - Juillet 1996

Effet de serre : les experts ont-ils changé d'avis ?  
Rapports résumés du Groupe Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat  
Commentaires et analyses

N° 8 - Juillet 1997

Développement durable et solidarité

N° 9 - Novembre 1997

De Rio à Kyoto  
La négociation Climat

N° 10 - Mars 1998

Le climat, risque majeur et enjeu politique - De la conférence de Kyoto à celle de Buenos Aires.  
Coédité avec le Courrier de la Planète

N° 11 - Avril 1999

Le nucléaire en débat - N'avons nous pas le temps d'élaborer des solutions acceptables

N° 12 - Novembre 1999

Environnement et mondialisation

N° 13 - Novembre 2000

Faire l'économie du nucléaire ?  
Un rapport récent relance le débat

N° 14 - Mars 2001

Changements climatiques  
Les politiques dans la tourmente  
Coédité avec le Courrier de la Planète

N° 15 - Février 2002

Les énergies renouvelables face au défi du développement durable

N°16 - Novembre 2002

Maîtrise de l'énergie et développement durable



Publication de l'association Global Chance  
41 rue Rouget de Lisle  
92150 Suresnes  
global-chance@wanadoo.fr

Global Chance est une association de scientifiques qui s'est donné pour objectif de tirer parti de la prise de conscience des menaces qui pèsent sur l'environnement global pour promouvoir les chances d'un développement mondial équilibré.

Ce petit mémento est consultable sur le site  
<http://www.agora21.org>, rubrique Bibliothèque, Editions sur Agora 21