

L'ÉNERGIE DE DEMAIN

**TECHNIQUES
ENVIRONNEMENT
ÉCONOMIE**



Sous la direction de

J.L. BOBIN – E. HUFFER – H. NIFENECKER

Groupe **ÉNERGIE** de la Société Française de Physique



L'ÉNERGIE DE DEMAIN

TECHNIQUES - ENVIRONNEMENT - ÉCONOMIE

Grenoble Sciences

Grenoble Sciences poursuit un triple objectif :

- réaliser des ouvrages correspondant à un projet clairement défini, sans contrainte de mode ou de programme,
- garantir les qualités scientifique et pédagogique des ouvrages retenus,
- proposer des ouvrages à un prix accessible au public le plus large possible.

Chaque projet est sélectionné au niveau de Grenoble Sciences avec le concours de referees anonymes. Puis les auteurs travaillent pendant une année (en moyenne) avec les membres d'un comité de lecture interactif, dont les noms apparaissent au début de l'ouvrage. Celui-ci est ensuite publié chez l'éditeur le plus adapté.

(Contact : Tél. : (33)4 76 51 46 95 - E-mail : Grenoble.Sciences@ujf-grenoble.fr)

Deux collections existent chez EDP Sciences :

- la **Collection Grenoble Sciences**, connue pour son originalité de projets et sa qualité
- **Grenoble Sciences - Rencontres Scientifiques**, collection présentant des thèmes de recherche d'actualité, traités par des scientifiques de premier plan issus de disciplines différentes.

Directeur scientifique de Grenoble Sciences

Jean BORNAREL, Professeur à l'Université Joseph Fourier, Grenoble 1

Comité de lecture pour "L'Énergie de demain"

L'ouvrage *L'Énergie de demain* a tout d'abord bénéficié des travaux du groupe Énergie de la Société Française de Physique. Il a ensuite été pris en charge par l'équipe de Grenoble Sciences avec une contribution particulière de :

- ♦ **Cyrille BOULLIER**, Ingénieur de l'École Supérieure de Physique et Chimie Industrielles de la Ville de Paris,
- ♦ **David VEMPAIRE**, Ingénieur de l'École Nationale Supérieure de Physique de Grenoble,
- ♦ **Michaël WERNLI**, Ingénieur de l'École Polytechnique Fédérale de Lausanne.

Une analyse critique fut également fournie par l'Alliance Université-Entreprise de Grenoble (AUEG), présidée par René MEYZENC et plus particulièrement par :

- ♦ **Georges LESPINARD**, Professeur émérite de l'Institut National Polytechnique de Grenoble

Grenoble Sciences est soutenu par **le Ministère de l'Éducation nationale**
le Ministère de la Recherche et **la Région Rhône-Alpes**

Grenoble Sciences est rattaché à l'**Université Joseph Fourier de Grenoble**

Ouvrage publié avec le concours du **Centre National du Livre**

Réalisation et mise en pages : **Centre technique Grenoble Sciences**

Illustration de couverture : **Alice GIRAUD**

Ev8897 : Image courtesy of Earth Sciences and Image Analysis Laboratory, NASA Johnson Space Center
(<http://eol.jsc.nasa.gov>)

ISBN 2-86883-771-9

© EDP Sciences, 2005

L'ÉNERGIE DE DEMAIN

TECHNIQUES - ENVIRONNEMENT - ÉCONOMIE

sous la direction de

Jean-Louis BOBIN

Elisabeth HUFFER

Hervé NIFENECKER



17, avenue du Hoggar
Parc d'Activité de Courtabœuf, BP 112
91944 Les Ulis Cedex A, France

Ouvrages Grenoble Sciences édités par EDP Sciences

Collection Grenoble Sciences

Chimie. Le minimum à savoir (*J. Le Coarer*) • Electrochimie des solides (*C. Déportes et al.*) • Thermodynamique chimique (*M. Oturan & M. Robert*) • CD de Thermodynamique chimique (*J.P. Damon & M. Vincens*) • Chimie organométallique (*D. Astruc*) • De l'atome à la réaction chimique (*sous la direction de R. Barlet*)

Introduction à la mécanique statistique (*E. Belorizky & W. Gorecki*) • Mécanique statistique. Exercices et problèmes corrigés (*E. Belorizky & W. Gorecki*) • La cavitation. Mécanismes physiques et aspects industriels (*J.P. Franc et al.*) • La turbulence (*M. Lesieur*) • Magnétisme : I Fondements, II Matériaux et applications (*sous la direction d'E. du Trémolet de Lacheisserie*) • Du Soleil à la Terre. Aéronomie et météorologie de l'espace (*J. Liliensten & P.L. Blelly*) • Sous les feux du Soleil. Vers une météorologie de l'espace (*J. Liliensten & J. Bornarel*) • Mécanique. De la formulation lagrangienne au chaos hamiltonien (*C. Gignoux & B. Silvestre-Brac*) • Problèmes corrigés de mécanique et résumés de cours. De Lagrange à Hamilton (*C. Gignoux & B. Silvestre-Brac*) • La mécanique quantique. Problèmes résolus, T. 1 et 2 (*V.M. Galitsky, B.M. Karnakov & V.I. Kogan*) • Description de la symétrie. Des groupes de symétrie aux structures fractales (*J. Sivardière*) • Symétrie et propriétés physiques. Du principe de Curie aux brisures de symétrie (*J. Sivardière*)

Exercices corrigés d'analyse, T. 1 et 2 (*D. Alibert*) • Introduction aux variétés différentielles (*J. Lafontaine*) • Analyse numérique et équations différentielles (*J.P. Demailly*) • Mathématiques pour les sciences de la vie, de la nature et de la santé (*F. & J.P. Bertrandias*) • Approximation hilbertienne. Splines, ondelettes, fractales (*M. Attéia & J. Gaches*) • Mathématiques pour l'étudiant scientifique, T. 1 et 2 (*Ph.J. Haug*) • Analyse statistique des données expérimentales (*K. Protassov*)

Bactéries et environnement. Adaptations physiologiques (*J. Pelmont*) • Enzymes. Catalyseurs du monde vivant (*J. Pelmont*) • Endocrinologie et communications cellulaires (*S. Idelman & J. Verdeti*) • Eléments de biologie à l'usage d'autres disciplines (*P. Tracqui & J. Demongeot*) • Bioénergétique (*B. Guérin*) • Cinétique enzymatique (*A. Cornish-Bowden, M. Jamin & V. Saks*) • Biodégradations et métabolismes. Les bactéries pour les technologies de l'environnement (*J. Pelmont*)

La plongée sous-marine à l'air. L'adaptation de l'organisme et ses limites (*Ph. Foster*) • L'Asie, source de sciences et de techniques (*M. Soutif*) • La biologie, des origines à nos jours (*P. Vignais*) • Naissance de la physique. De la Sicile à la Chine (*M. Soutif*) • Le régime oméga 3. Le programme alimentaire pour sauver notre santé (*A. Simopoulos, J. Robinson, M. de Lorgeril & P. Salen*) • Gestes et mouvements justes. Guide de l'ergomotricité pour tous (*M. Gendrier*)

Listening Comprehension for Scientific English (*J. Upjohn*) • Speaking Skills in Scientific English (*J. Upjohn, M.H. Fries & D. Amadis*) • Minimum Competence in Scientific English (*S. Blattes, V. Jans & J. Upjohn*)

Grenoble Sciences - Rencontres Scientifiques

Radiopharmaceutiques. Chimie des radiotraceurs et applications biologiques (*sous la direction de M. Comet & M. Vidal*) • Turbulence et déterminisme (*sous la direction de M. Lesieur*) • Méthodes et techniques de la chimie organique (*sous la direction de D. Astruc*)

AUTEURS

Jean-Louis BOBIN

Professeur honoraire à l'Université Pierre et Marie Curie, Paris

Elisabeth HUFFER

Ingénieur, retraitée, Société Française de Physique, Paris

Hervé NIFENECKER

*Conseiller scientifique à l'IN2P3 (CNRS),
Laboratoire de Physique Sub-atomique et de Cosmologie (LPSC), Grenoble*

Jean-Marc AGATOR

Ingénieur Chef de projet au CEA, Paris

Thierry ALLEAU

Président de l'Association Française de l'Hydrogène (AFH₂), Grenoble

Denis BABUSIAUX

Professeur et Directeur de recherche à l'Institut Français du Pétrole, Paris

Pierre BACHER

Retraité, ancien Directeur délégué et Directeur de l'équipement de l'EDF

Roger BALIAN

*Membre de l'Académie des sciences,
Professeur au Service de Physique Théorique, CEA, Centre de Saclay*

François BAUTIN

Ingénieur à la division charbon de TOTAL, Paris

Diego DE BOURGUES

Directeur de la division charbon de TOTAL, Paris

Roger BRISSOT

Professeur à l'École Nationale Supérieure de Physique de Grenoble (ENSPG-INPG)

Gérard CLAUDET

Conseiller scientifique au CEA, Grenoble

Gérard DURUP

*Ingénieur d'Études Expert à Gaz de France, Département Stockages Souterrains,
Paris*

Jean-François FAUVARQUE

Professeur d'électrochimie industrielle au Conservatoire National des Arts et Métiers (CNAM), Paris

Jean-Marc JANCOVICI

Ingénieur conseil, Orsay

Patrick JOURDE

Chercheur au CEA, Cadarache

Jean LAHERRÈRE

Retraité, ancien Directeur des Techniques Exploration de Total

Laurent LI

Chargé de recherche CNRS au Laboratoire de Météorologie Dynamique, Paris Jussieu

Daniel MADET

Chargé de mission-Direction Contrôle des Risques Groupe EDF, Le Vésinet

Jean-Marie MARTIN-AMOUROUX

Ancien Directeur de recherche au CNRS, Grenoble

Roland MASSE

Ancien Président de l'Office de Protection contre les Rayonnements Ionisants (OPRI), membre de l'Académie des technologies et de l'Académie de médecine

Gérald OUZOUNIAN

Délégué régional Ile-de-France de l'ADEME

Ari RABL

Responsable scientifique ARMINES-École des Mines de Paris

Bruno RIVOIRE

Ingénieur de Recherche à l'Institut de Science et de Génie des Matériaux et Procédés, CNRS, Paris

Michel ROSTAING

Conseiller scientifique à l'IEPE (Institut d'Économie et de Politique de l'Énergie), CNRS, Grenoble

Joseph SPADARO

Chercheur au Centre d'Énergétique, École des Mines de Paris

Bernard TARDIEU

Président Directeur Général de Coyne et Bellier, Bureau d'Ingénieurs Conseils, Paris

Jean TEISSIÉ

Ingénieur retraité, ex-responsable technique mines de TOTAL

Bernard TISSOT

*Membre de l'Académie des technologies,
Président de la Commission Nationale d'Évaluation, Paris*

PRÉFACE

Peut-on vivre sans énergie ? Bien sûr que non, répondront en chœur le physicien, le chimiste et le médecin : sans énergie, plus de liaisons nucléaires, plus de liaisons chimiques, plus de molécules, plus de mouvement, plus de chaleur, plus de digestion, donc certainement plus de vie !

L'impérieuse nécessité de disposer de sources d'énergie – à commencer par celle fournie à notre corps par notre alimentation – ne fait donc aucun doute : la vie, c'est avant tout de la chimie, et pour faire, conserver, et défaire les liaisons des molécules qui nous constituent, l'énergie est incontournable. Un monde sans énergie n'est tout simplement pas pensable ! En écho au titre de cet ouvrage, nous pouvons déjà dire que l'énergie de demain, ce sera celle qui existait déjà hier.

Mais au-delà de ce qui lui est nécessaire pour entretenir son propre corps, l'*homo industrialis* a aujourd'hui réussi à domestiquer, pour d'autres usages, à peu près toutes les formes d'énergie connues : l'énergie chimique (toutes les formes de combustion), l'énergie mécanique, l'énergie nucléaire, l'énergie électromagnétique, l'énergie thermique... Cette profusion énergétique est allée avec une explosion de la taille de l'humanité, passée de 400 millions d'habitants en 1800 à 6 milliards aujourd'hui, une multiplication de l'espérance de vie par 2 en deux siècles. Avec l'équivalent de 4 tonnes de pétrole par an, le Français « moyen » dispose de l'équivalent de 25 à 50 esclaves à sa disposition, qui s'appellent réfrigérateur, lave-linge, automobile, avion, chauffage central, robots industriels, bétonneuse..., et qui ont permis l'accession du moindre ouvrier occidental à un mode de vie en comparaison duquel un noble du Moyen Âge était un vrai pauvre.

Mais en consommant à une vitesse accélérée des ressources qui ont mis des centaines de millions d'années à se constituer, en rendant le fonctionnement de notre monde moderne dépendant d'une abondance énergétique qui pourrait bien n'être que transitoire, en prenant le risque d'engendrer des perturbations climatiques majeures, n'avons-nous pas joué à FAUST, en vendant notre âme au Diable de la consommation de masse, contre une abondance de quelques siècles ?

Si l'énergie de demain sera qualitativement celle d'hier, à bien des titres, la question qui se pose aujourd'hui est clairement celle des quantités, des moyens d'en disposer, et des inconvénients ou des risques que nous sommes prêts à courir pour cela. Passé le seuil de l'indispensable au maintien en vie, quelle est la « bonne »

quantité d'énergie nécessaire à notre espèce, celle en dessous de laquelle nous allons vers le chaos social, parce qu'il est impossible de nous sevrer rapidement de cette drogue moderne, et au-dessus de laquelle nous allons vers le chaos physique, parce que l'entropie aura cru trop vite ? Comment en disposer, dans un monde fini et soumis à de multiples contraintes ? Comment apprécier les effets différés mais probables de l'usage de certaines énergies, comme la rupture d'approvisionnement, le changement climatique ou, dans une bien moindre mesure cependant, le devenir des déchets nucléaires ? Il apparaît désormais aux yeux de plus en plus de physiciens et d'ingénieurs de l'énergie que la prolongation des tendances actuelles nous amènera, après la poursuite d'une phase de croissance pendant une durée inconnue mais probablement courte au regard des temps historiques, à une décroissance structurelle inéluctable dans un monde fini. Pouvons-nous retarder très significativement cette issue ultime ?

C'est autour de ces questions que tourne l'ensemble du présent ouvrage. Les auteurs ont cherché à dresser de multiples états des lieux, à faire la part des choses entre ce qui est peut-être souhaitable, ce qui est seulement possible, et ce qui ne l'est pas. Il est bien sûr impossible de tracer une ligne très nette entre l'exposé des faits et les enseignements que l'on en tire, et certains lecteurs ne manqueront pas de parvenir à des conclusions différentes des auteurs sur la base des mêmes constats.

Ce livre aura pourtant pour ambition de concourir à parvenir à un consensus sur au moins un point : il est urgent de s'interroger et d'agir pour la préparation de notre avenir énergétique, beaucoup plus activement que nous ne le faisons aujourd'hui. Sans énergie abondante et peu chère, rien de ce qui fait notre quotidien aujourd'hui ne peut perdurer, et il faut, beaucoup plus qu'aujourd'hui, que tout citoyen et tout homme politique s'en rende compte. Nous n'avons probablement pas l'éternité pour préparer la transition entre le système énergétique actuel, que bien des physiciens et ingénieurs informés considèrent comme non durable, et un système qui préservera la joie de vivre tout en étant compatible avec les limites connues de notre planète.

Jean-Marc JANCOVICI

PREMIÈRE PARTIE

PROBLÉMATIQUE GÉNÉRALE

1 - INTRODUCTION

Le projet de ce livre a vu le jour à l'occasion du séminaire Daniel DAUTREPPE qui s'est tenu à Saint-Pierre-de-Chartreuse, en octobre 2000, et dont le titre était *L'énergie au 21^e siècle : techniques, économie, environnement*. Les séminaires Daniel DAUTREPPE sont organisés chaque année par la section grenobloise de la Société Française de Physique. Le choix du thème de l'année 2000 s'est fait dans le cadre d'une action de réflexion et de communication sur les problèmes énergétiques menée dès 1997. Dans une première étape, des réunions dont la durée variait entre une demi-journée et deux jours se sont tenues à Paris, comme en Province. Cette étape fut couronnée par le livre *L'énergie dans le monde : bilan et perspectives*, publié par EDP Sciences et rédigé par les organisateurs de ces débats, J.L. BOBIN, H. NIFENECKER et C. STÉPHAN. Le séminaire Daniel DAUTREPPE a permis d'approfondir la démarche et ce livre a ainsi pu bénéficier des contributions de professeurs qui peuvent être considérés comme étant parmi les meilleurs experts français de leur domaine. Un certain nombre de domaines n'avaient toutefois pas été traités à Saint-Pierre-de-Chartreuse. Quelques auteurs ont accepté d'ajouter leur pierre à la construction initiale. En particulier, les organisateurs de l'école d'été E2PHI, qui s'est tenue à Caen en août 2001, ont accepté qu'un certain nombre de contributions publiées dans le compte rendu de cette école soient intégrées dans le présent ouvrage. L'école E2PHI est organisée annuellement par l'Institut de Physique Nucléaire et de Physique des Particules (IN2P3), avec le soutien de la SFP et de l'UDP (Union des Physiciens) parmi d'autres partenaires. Elle s'adresse plus particulièrement aux enseignants du secondaire.

La première partie traite de la problématique générale de l'énergie, que ce soit au niveau des concepts (R. BALIAN), de l'utilisation finale (J.M. MARTIN-AMOUROUX) ou des perspectives de consommation (H. NIFENECKER).

La deuxième partie traite de l'interaction entre production¹ d'énergie et climat (J.L. BOBIN et L. LI).

La troisième partie traite des combustibles fossiles. Deux chapitres proposent une vision prospective de ces énergies (B. TISSOT et J. LAHERRÈRE). Le cas du charbon

¹ Nous utilisons ici le terme habituel de production d'énergie alors qu'il serait plus correct, comme montré par R. BALIAN, d'utiliser le terme transformation d'énergie potentielle en énergie utilisable (chaleur ou électricité).

est traité en détail par J. TEISSIÉ et ses co-auteurs car il est relativement mal connu. De même G. DURUP aborde la question cruciale du stockage du gaz. Enfin, les effets sanitaires de l'utilisation des combustibles fossiles est traitée par H. NIFENECKER.

La quatrième partie traite des énergies renouvelables : l'hydraulique (P. BACHER et B. TARDIEU), biomasse (G. CLAUDET) ; géothermie (D. MADET), éolien (H. NIFENECKER et J.M. AGATOR), solaire photovoltaïque (P. JOURDE) et solaire thermodynamique (B. RIVOIRE).

La cinquième partie traite de l'énergie nucléaire : réacteurs à fission (R. BRISSOT), stockage géologique des déchets (H. NIFENECKER), fusion contrôlée (J.L. BOBIN) et effets sanitaires des radiations (R. MASSE).

La sixième partie traite du stockage de l'énergie : piles et accus (J.F. FAUVARQUE), piles à combustible (T. ALLEAU) et hydrogène (T. ALLEAU).

La septième partie discute de l'économie de l'énergie : systèmes de fixation de prix (D. BABUSIAUX), prix et coûts internes (J.M. MARTIN-AMOUROUX) et coûts externes (A. RABL).

D'une façon générale, ce livre évite les développements très techniques. Toutefois, les chapitres sur les éoliennes et l'enfouissement des déchets nucléaires font exception à cette règle. En effet, il nous a paru difficile de trouver dans la littérature un exposé des principes physiques à l'œuvre dans ces deux cas, et donc utile d'en exposer les grandes lignes.

Nous sommes conscients que ce livre est loin d'être exhaustif. En particulier, nous n'avons pas abordé les développements assez récents de la production d'électricité par turbines à gaz, les avantages et les difficultés de la cogénération, l'utilisation du solaire thermique pour le chauffage, les pompes à chaleur, toutes les questions relatives aux réseaux électriques. Nous n'avons pas non plus traité des transports. Il nous a fallu trancher entre la nécessité de ne pas laisser vieillir les premières contributions et le désir d'éditer un ouvrage aussi exhaustif que possible. Nous pensons être arrivés à un compromis raisonnable qui permettra au lecteur de se faire une opinion informée sur la problématique présente et future de l'énergie. Nous espérons qu'il voudra bien excuser les lacunes dont nous sommes conscients.

Jean-Louis BOBIN, Elisabeth HUFFER, Hervé NIFENECKER

Remerciements - *Nous remercions tous les auteurs pour leur patience et leur bonne volonté inépuisable. J. LAHERRÈRE, J.M. MARTIN-AMOUROUX et R. MASSE nous ont constamment soutenus en nous prodiguant leurs conseils et leurs suggestions.*

2 - LES MULTIPLES VISAGES DE L'ÉNERGIE

Roger BALIAN

On rappelle, dans la perspective des applications, les principes physiques fondamentaux associés au concept d'énergie : premier principe et deuxième principe de la thermodynamique, dynamique des processus irréversibles, hiérarchie des interactions élémentaires. On examine leurs conséquences sur les questions d'énergétique en comparant les formes courantes de l'énergie du point de vue de leur concentration, de leur dégradation et de leur stockage. On insiste sur les valeurs caractéristiques des grandeurs en jeu.

2.1 Conséquences énergétiques des principes fondamentaux	14
2.2 Comparaisons	29
Annexe - L'élaboration du concept d'énergie	34

Ce chapitre introductif a pour but de mettre en évidence l'éclairage apporté par la physique sur les questions énergétiques. En deux siècles, l'énergie a envahi notre vie quotidienne, facilitant les transports, l'industrie, le chauffage ou les multiples usages domestiques de l'électricité. Les problèmes économiques, sanitaires, géopolitiques, technologiques qu'elle pose font la une des journaux. Pourtant, le discours sur l'énergie gagnerait en pertinence s'il s'appuyait mieux sur les données scientifiques qui sous-tendent sa « production » et son emploi, et qui sont trop fréquemment ignorées par les médias ou par les politiciens. Le physicien s'irrite souvent devant des affirmations simplistes en contradiction avec des ordres de grandeur qui devraient être connus de tous. Il est vrai que le concept d'énergie est l'un des plus **abstraits** et des plus **multiformes** de la science et qu'il ne date que d'un siècle et demi ; ceci explique sans doute pourquoi l'enseignement n'est pas encore parvenu à rendre familières des notions de physique fondamentale qui sont essentielles à la formation du citoyen, dans un monde où l'énergie est omniprésente.

Comme on le voit en consultant dictionnaires ou encyclopédies, l'énergie ne peut être définie qu'indirectement. Bien qu'elle soit liée aux propriétés de la matière, c'est un objet mathématique abstrait. Nécessaire à une formulation précise du premier principe de la thermodynamique, elle apparaît à l'échelle microscopique comme une grandeur dynamique. Il s'agit d'une quantité que l'on peut associer à tout système et qui est fonction des divers paramètres caractérisant l'état de celui-ci à l'instant considéré ; elle dépend en particulier des positions et vitesses des

parties du système et de leurs interactions mutuelles. Son caractère essentiel est de rester constante au cours du temps lorsque le système est isolé.

L'assimilation du concept d'énergie suppose une longue familiarisation avec ses divers aspects et avec les phénomènes où il intervient. C'est pourquoi son élaboration, au cours des siècles passés, a été longue et tortueuse, comme en témoigne la date tardive à laquelle le mot « énergie » est apparu dans le sens que nous lui connaissons : 1850 en Angleterre, 1875 en France. Les nombreux épisodes de cette histoire sont éclairants : ils exhibent en particulier comment des pratiques d'ingénieurs ont inspiré la science fondamentale, et comment celle-ci a initié en retour de nouvelles percées technologiques. Nous en donnons en annexe un aperçu que pourra consulter le lecteur intéressé.

Dans la première partie, nous rappellerons les principes physiques fondamentaux associés au concept d'énergie : premier principe et deuxième principe de la thermodynamique, dynamique des processus irréversibles, hiérarchie des interactions élémentaires. Nous examinerons dans la seconde partie leurs conséquences sur les questions d'énergétique, en comparant les formes courantes de l'énergie du point de vue de leur concentration, de leur dégradation et de leur stockage. Nous insisterons sur les valeurs caractéristiques des grandeurs en jeu.

2.1. CONSÉQUENCES ÉNERGÉTIQUES DES PRINCIPES FONDAMENTAUX

Aujourd'hui, on n'attend plus guère de progrès conceptuels suggérés par l'énergétique, mais à l'inverse celle-ci continuera toujours à reposer sur les données scientifiques. Nous passons ici en revue quatre catégories d'idées sur lesquelles s'appuient toutes les applications pratiques de l'énergie : le premier et le deuxième principe, la thermodynamique hors d'équilibre et la classification issue de la microphysique. Comme tous les autres grands principes de la physique, ces acquis de la science fournissent des **contraintes** qui limitent les activités humaines.

2.1.1. PREMIER PRINCIPE

L'**énergie** d'un système **isolé** reste **constante** au cours du temps. Il ne peut se créer ni se détruire d'énergie, et il est impropre de parler comme on le fait couramment de « production » ou de « consommation » d'énergie. Dans tous les cas, il s'agit de **changement de forme**, ou de **transfert** d'un système à un autre.

TRANSFORMATIONS DE L'ÉNERGIE

La vie courante en offre de nombreux **exemples**. « Consommer » de l'énergie électrique pour faire fonctionner un **téléviseur** signifie la transformer en énergie lumi-

neuse émise par l'écran (en passant par l'énergie cinétique des électrons issus de la cathode), en énergie acoustique diffusée dans l'air ambiant (par l'intermédiaire des énergies cinétique et potentielle de la membrane du haut-parleur) et surtout en chaleur inutile (principalement par effet JOULE).

« Produire » de l'énergie électrique dans une **centrale** hydro-électrique signifie transformer l'énergie potentielle de l'eau du barrage en énergie cinétique de cette eau dans les conduites, puis transférer cette énergie cinétique aux turbines et au rotor des alternateurs, qui en définitive la transforment en énergie électrique ; la viscosité de l'eau, les frottements et l'effet JOULE soustraient de ce flux une faible partie, transformée en chaleur. Dans une centrale thermique, on transforme de l'énergie nucléaire ou chimique en chaleur, puis une partie de celle-ci (30 à 40%) en énergie cinétique, enfin électrique.

De même, dans une **voiture**, l'énergie chimique du carburant est transformée en chaleur, dont une partie est communiquée au véhicule sous forme d'énergie cinétique ; celle-ci se transforme en chaleur en raison des frottements et de la résistance de l'air, de sorte qu'en définitive lors d'un trajet en circuit fermé on a exclusivement transformé de l'énergie chimique en chaleur ! Lorsqu'on allume les phares, une partie de l'énergie mécanique est transformée successivement en énergies électrique, lumineuse et calorifique, de sorte que la consommation d'essence augmente nécessairement.

Enfin, la **biologie** fait intervenir des transformations entre énergies de diverses natures : chimique (aliments, métabolisme), radiative (assimilation chlorophyllienne), calorifique, mécanique (muscles), électrique (influx nerveux).

Parmi les diverses formes d'énergie susceptibles de s'échanger les unes en les autres, il convient de distinguer celles qui sont **emmagasinées** dans la matière de celles qui se manifestent lors d'un transfert d'un sous-système à un autre. A la première catégorie appartiennent l'**énergie interne** d'un fluide, fonction de sa température et de sa pression, l'énergie **chimique** d'un carburant, l'énergie **nucléaire** d'un morceau d'uranium, l'énergie **électrochimique** d'une batterie, l'énergie **potentielle** de l'eau d'un barrage dans le champ de pesanteur ou l'énergie **cinétique** d'un véhicule. La seconde catégorie comprend par exemple la **chaleur** rayonnée par un radiateur, le **travail** échangé entre un piston et le fluide qu'il comprime ou l'énergie **électrique** circulant dans une ligne. La plupart des énergies emmagasinées ne sont accessibles que très indirectement.

Les mesures d'énergie sont aussi elles-mêmes toujours des processus indirects basés sur des échanges ou des transferts (calorimètres, compteurs électriques, bolomètres...).

Les technologies de l'énergie visent à contrôler ses divers processus de transformation, afin de réduire la part des formes d'énergie inutiles face à la forme d'énergie que l'on souhaite en définitive extraire. Le premier principe limite les possibilités, puisque la conservation de l'énergie impose que les **bilans soient équilibrés**.

UNITÉS

Ces bilans ne peuvent être effectués de façon quantitative que si toutes les formes d'énergie sont mesurées avec la même unité. En principe, on ne devrait utiliser que le **joule**, unité légale du système international (SI). L'énergie cinétique d'une masse de 1 kg lancée à la vitesse de 1 m/s vaut 0,5 J. En soulevant de 1 m au-dessus du sol une masse de 1 kg, on lui fournit un travail d'environ 9,8 J.

Dans la pratique, on continue à employer d'autres unités que la tradition a imposées au gré des besoins. Le **kilowattheure** (1 kWh = 3600 kJ) est adapté aux usages domestiques, en particulier à la fourniture d'électricité ; afin de faciliter les comparaisons, le gaz, lui aussi, n'est plus facturé en France en mètre cube, mais en kilowattheure. Il serait souhaitable, pour permettre au public de mieux apprécier le prix de l'essence et le pouvoir énergétique de ses diverses variétés, de facturer également celle-ci non au litre mais au kilowattheure (la combustion de 1 L dégage environ 12 kWh de chaleur).

Les chimistes et physiologistes utilisent encore trop souvent l'ancienne unité de chaleur, la **kilocalorie** (ou Calorie), non-légale, qui est la quantité de chaleur à fournir à 1 kg d'eau pour l'échauffer de 1 K ; sa valeur, 1 kcal = 4185 J = 1,2 Wh, a été mesurée au XIX^e siècle lorsqu'on a établi l'équivalence du travail et de la chaleur.

La microphysique a besoin d'unités d'énergie beaucoup plus petites. L'unité adaptée aux phénomènes de physique atomique ou de physique des solides est l'**électronvolt**, énergie acquise par un électron lorsque son potentiel électrique diminue de 1 V ; la charge d'une mole d'électrons étant de 96 500 C, on trouve en divisant par le nombre d'AVOGADRO $N_A = 6 \times 10^{23} \text{ mol}^{-1}$ que 1 eV = $1,6 \times 10^{-19}$ J. En physique nucléaire et en physique des particules, on utilise les multiples de 10^3 en 10^3 de l'électronvolt : keV, MeV, GeV, TeV. La mécanique quantique associe **fréquences** et énergies selon la relation $E = h\nu$; un photon au milieu du visible ($\lambda = 0,6 \text{ nm}$) a une fréquence de $0,5 \times 10^{15} \text{ Hz}$, donc une énergie de 2,1 eV. La relation d'EINSTEIN $E = mc^2$ fait correspondre à la **masse** de l'électron une énergie de 0,511 MeV, ou encore à une masse de 1 μg une énergie de 25 kWh.

Enfin, les économistes et les médias ont malheureusement imposé une unité d'énergie scientifiquement aberrante, la **tonne équivalent pétrole** (tep ou toe en américain), ainsi que la tonne équivalent charbon (1 tec = 0,7 tep). Il s'agit de la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une tonne de pétrole, soit 1 tep = 12 MWh ; ce chiffre est approximatif car il dépend de la qualité du pétrole. De plus, les conventions internationales, adoptées par la France en 2002, font intervenir simultanément plusieurs facteurs de conversion pour la traduction en tep des énergies électriques. En ce qui concerne les consommations et les échanges internationaux, la situation est simple : on utilise le facteur ci-dessus, soit 1 MWh = 0,086 tep. Cependant, pour la production d'énergie électrique, on emploie trois facteurs de conversion différents, selon la nature de la source et son rendement. Pour les centrales nucléaires, dont le rendement moyen est de 33%, la production de 1 MWh

d'énergie électrique nécessite le dégagement dans le réacteur d'une quantité de chaleur de 3 MWh ; en notant que cette quantité de chaleur pourrait être fournie en brûlant $3 \times 0,086$ tonnes de pétrole, on comptabilise pour l'électronucléaire $1 \text{ MWh} = 0,26 \text{ tep}$. De même, le rendement moyen des centrales à géothermie étant de 10%, on adopte $1 \text{ MWh} = 0,86 \text{ tep}$ pour l'énergie électrique issue de la géothermie. Mais pour toutes les autres sources d'énergie électrique (hydraulique, éolienne, photovoltaïque), on ne tient pas compte du rendement, de sorte que l'on prend $1 \text{ MWh} = 0,086 \text{ tep}$. L'emploi de ces facteurs de conversion différents, sans compter le fait qu'ils ont changé au cours du temps, nuit à la comparaison entre les diverses formes d'énergie et à la clarté du débat sur les problèmes énergétiques.

En ce qui concerne la **puissance**, ou le **flux d'énergie**, la situation est plus favorable car c'est l'unité légale, le **watt** et ses multiples (kW, MW, GW ou TW) qui est le plus couramment utilisée. Les économistes emploient cependant aussi la tep par an, qui équivaut à 1,4 kW thermique.

2.1.2. DEUXIÈME PRINCIPE

L'entropie thermodynamique est une grandeur additive que l'on peut associer à chaque état voisin de l'équilibre d'un système. Le deuxième principe peut s'énoncer en exprimant que, pour tout processus spontané, l'**entropie** d'un système **isolé** est, dans l'état final, **supérieure** (ou égale) à sa valeur dans l'état initial. A l'échelle microscopique, cette propriété traduit une **augmentation du désordre**. De manière équivalente, elle signifie que l'évolution transfère une information macroscopique sur l'état initial du système vers des degrés de liberté microscopiques inaccessibles, de sorte qu'elle entraîne une **perte d'information**. Ces interprétations sont précisées par l'expression $S = k \ln W$ de l'entropie, qui la relie au nombre W de configurations microscopiques équivalentes en ce qui concerne l'état macroscopique considéré.

Dans le système SI, l'**unité** d'entropie est le **joule par kelvin**, en raison du choix comme unité de température absolue du kelvin, qui est défini en précisant que la température du point triple de l'eau est 273,16 K. La constante de BOLTZMANN k , qui figure dans l'expression microscopique ci-dessus de l'entropie, vaut alors $1,38 \times 10^{-23} \text{ JK}^{-1}$. Il aurait scientifiquement été plus satisfaisant de mesurer les températures en unité d'énergie ; l'entropie aurait alors été une grandeur sans dimension, ce qui est plus conforme à son interprétation microscopique comme mesure du désordre ou du manque d'information. Plus précisément, l'entropie s'identifie à une information manquante si l'on fixe son facteur multiplicatif en la redéfinissant selon $S = \log_2 W$, ce qui fournit $S = 1$ pour l'alternative binaire $W = 2$. Elle se mesure alors en bits, de sorte que le joule par kelvin équivaut à $1,044 \times 10^{23}$ bits ; ce choix d'unité n'est évidemment pas adapté aux objets macroscopiques, dont le désordre à l'échelle microscopique est gigantesque.

L'entropie S d'un matériau dépend de son énergie interne, ainsi que de toutes les autres grandeurs extensives qui caractérisent son état macroscopique. Par exemple, c'est pour un fluide une fonction de l'énergie, du nombre de molécules et du volume. De même que le nombre W de configurations microscopiques, S croît avec l'énergie et avec le volume.

IRRÉVERSIBILITÉ, DISSIPATION D'ENTROPIE ET DÉGRADATION DE L'ÉNERGIE

Le deuxième principe implique que les processus pouvant survenir dans un système isolé sont en général **irréversibles** : lorsqu'un certain processus est autorisé, le processus inverse est interdit. Comme le premier principe, le deuxième exprime une limitation de ce que permet la nature. Les processus réversibles, pour lesquels l'entropie reste constante au cours du temps, sont des cas limites, autorisés mais exceptionnels en pratique. Le degré d'irréversibilité d'une transformation d'un système isolé peut être caractérisé par la **dissipation**, que nous définissons pour plus de généralité comme l'augmentation de son entropie.

Les transformations où l'énergie change de forme doivent en particulier faire croître l'entropie globale (ou éventuellement la laisser constante). Or, l'effet JOULE convertit intégralement une énergie électrique en chaleur ; les frottements ou la viscosité convertissent intégralement une énergie cinétique en chaleur. De telles transformations d'énergie électrique ou mécanique en énergie interne sont irréversibles et dissipatives : l'entropie augmente lorsque le système reçoit de la chaleur, parce qu'elle est une fonction croissante de l'énergie interne, alors qu'elle ne dépend pratiquement pas des variables électriques ou mécaniques macroscopiques. Pour cette même raison, les conversions entre une forme ou une autre d'énergie électrique ou mécanique sont des phénomènes réversibles (ou presque) : oscillation d'un ressort ou d'un pendule, auquel cas l'énergie cinétique et l'énergie potentielle (élastique ou de gravité) s'échangent, fonctionnement d'un alternateur ou d'un moteur électrique (où l'effet JOULE est faible). De ces observations émerge une nouvelle classification des diverses formes d'énergie. La transformation d'énergie électrique ou mécanique en chaleur apparaît comme une **dégradation**, car à l'inverse une transformation intégrale de chaleur en énergie électrique ou mécanique est impossible. La **chaleur** est une **forme dégradée** d'énergie, les énergies **mécaniques** et l'énergie **électrique** sont des **formes nobles**, équivalentes en ce sens qu'elles peuvent s'échanger de façon réversible.

À l'échelle microscopique, cette distinction traduit un caractère **plus ou moins désordonné** de chaque forme d'énergie. La chaleur s'interprète à cette échelle comme l'énergie cinétique désordonnée, inaccessible à l'observation macroscopique, des particules (molécules pour un fluide, électrons pour un métal). Mais si celles-ci ont un mouvement collectif global, avec une vitesse de dérive d'ensemble qui se superpose aux mouvements désordonnés, isotropes en moyenne, ce mouvement collectif s'observe à notre échelle comme un courant hydrodynamique ou un courant électrique, auquel est associée une énergie ordonnée.

Le mélange (à volume total constant) de deux gaz comportant M molécules d'un premier type et N molécules d'un second type, respectivement, fait croître le désordre, d'une quantité mesurée par l'entropie de mélange $S = k \ln[(M + N)!/M!N!]$. Ici, il y a dissipation sans phénomène énergétique.

Cependant, la notion de désordre microscopique n'est pas absolue ; elle dépend de nos possibilités d'observation et d'action par des moyens macroscopiques associés à l'information que nous possédons sur le système. Ainsi, le plus souvent, les réactions chimiques libèrent de l'énergie **chimique** sous forme de chaleur, notamment lorsqu'on utilise des carburants dans les véhicules, les centrales thermiques ou le chauffage domestique. Il faut alors considérer l'énergie chimique (de même que l'énergie nucléaire) comme dégradée. Mais ce n'est pas toujours le cas, car on sait dans certaines circonstances (accumulateurs ou piles) convertir directement et de **manière quasi réversible** de l'énergie chimique en énergie électrique, ce qui conduit alors à considérer l'énergie chimique comme noble.

BILANS D'ÉNERGIE ET D'ENTROPIE

Bien des entreprises humaines visent à contrecarrer la tendance naturelle vers le désordre qu'exprime le deuxième principe. Il est évidemment impossible d'y parvenir si le système d'intérêt est **isolé**. C'est pourquoi il faut coupler ce système avec des **sources**, autres systèmes avec lesquels il peut interagir. Son entropie peut ainsi décroître dès lors que les sources sont le siège d'un accroissement au moins égal d'entropie. On exploite de la sorte la tendance **globale** du système composite à évoluer vers un état d'entropie plus grande, afin de faire **localement décroître** l'entropie du sous-système d'intérêt.

Si, par exemple, on souhaite refroidir un système A, il doit pour satisfaire au premier principe céder une certaine quantité de chaleur $\delta Q = \delta U_B = -\delta U_A > 0$ à une source B. Ceci implique que son entropie décroisse ($\delta S_A < 0$) en même temps que son énergie, en vertu de la définition

$$\frac{1}{T} = \frac{\partial S}{\partial U} \quad \{1\}$$

de la température absolue. On suppose fixées les variables extensives autres que l'énergie, telles que le volume et le nombre de particules. Il est donc nécessaire que, selon le deuxième principe, l'entropie de B croisse au cours du processus d'une quantité δS_B supérieure à $|\delta S_A|$, ce qui implique

$$0 < \delta S_A + \delta S_B = \frac{\delta U_A}{T_A} + \frac{\delta U_B}{T_B} = \delta Q \left(\frac{1}{T_B} - \frac{1}{T_A} \right)$$

et par suite $T_A > T_B$. Le système A ne peut donc se **refroidir** que s'il a une **température plus élevée** que celle de la source B, énoncé de CLAUSIUS du deuxième principe.

Cet exemple montre l'utilité dans les questions d'énergétique d'un **double bilan** traduisant mathématiquement les deux principes. Etant donné un ensemble de sous-systèmes interagissant les uns avec les autres, la **variation d'énergie** de chacun d'eux doit être **égale à l'énergie qu'il reçoit**, tandis que sa **variation d'entropie** doit être **supérieure à l'entropie qu'il reçoit**. Ces égalités et inégalités fournissent des contraintes sur les processus réalisables.

Ici encore, la vie courante fournit de nombreuses illustrations. Si une cuisine contenant un **réfrigérateur** était isolée de l'extérieur, il serait impossible de refroidir l'intérieur A du réfrigérateur par transfert de chaleur à l'air B de la cuisine, car la transformation inverse, qui se produit spontanément, est irréversible ; mathématiquement, la conservation de l'énergie totale impliquerait pour ce processus une décroissance de l'entropie puisque $T_A < T_B$. On ne peut faire fonctionner le réfrigérateur, en abaissant son énergie intérieure de $|\delta U_A|$, que grâce à un apport δW d'énergie fournie de l'extérieur sous forme électrique et transformée en énergie mécanique dans le bloc compresseur. Le double bilan, d'énergie et d'entropie, fournit alors :

$$0 < \delta S = \frac{\delta U_B}{T_B} - \frac{|\delta U_A|}{T_A} = \frac{\delta W}{T_B} - |\delta U_A| \left(\frac{1}{T_A} - \frac{1}{T_B} \right)$$

ce qui détermine la consommation minimale d'énergie électrique δW de l'appareil (un calcul complet, qui fournirait la puissance minimale du réfrigérateur, nécessite la prise en compte du flux de chaleur à travers les parois). La même estimation est valable pour un **climatiseur**.

Le même bilan s'applique à une **pompe à chaleur**, qui a pour but de transférer de la chaleur depuis l'air extérieur A, froid, vers l'intérieur B d'une habitation afin de la chauffer. Etant donné qu'un tel flux va en sens inverse de celui que prévoit l'énoncé de CLAUSIUS, son établissement nécessite la consommation (dans un appareillage analogue à celui d'un réfrigérateur) d'une certaine quantité d'énergie mécanique ou électrique δW , dont la valeur minimale se calcule comme ci-dessus. La quantité d'intérêt est cependant ici la chaleur δU_B cédée à l'habitation, et non celle extraite de la source froide (l'extérieur). Le rendement maximal est ainsi donné par

$$0 < \delta S = \frac{\delta W}{T_A} - \delta U_B \left(\frac{1}{T_A} - \frac{1}{T_B} \right)$$

ce qui montre que l'énergie δW consommée par la pompe à chaleur peut être très inférieure à la valeur δU_B que l'on aurait consommée en utilisant par exemple un radiateur électrique : à l'énergie électrique δW utilisée s'est ajoutée la chaleur $|\delta U_A|$ tirée de l'extérieur. On peut imaginer de même, en ne considérant que des sources de chaleur, que l'on souhaite chauffer un local B à l'aide d'une chaudière C à température élevée. Pour une quantité δU_B de chaleur fournie au local, il est possible d'économiser la chaleur $|\delta U_C|$ cédée par cette chaudière en l'utilisant non directement, mais pour faire fonctionner une pompe à chaleur branchée sur l'air extérieur A, à température plus basse ($T_A < T_B < T_C$). La chaudière est alors la source chaude d'un

générateur d'électricité alimentant la pompe à chaleur. Le bilan global d'énergie indique que la quantité de chaleur reçue par le local B comprend non seulement la chaleur fournie par la chaudière C, mais aussi celle extraite de l'air extérieur A. Le bilan d'entropie de A, B et C,

$$0 < \delta S = \frac{\delta U_A}{T_A} + \frac{\delta U_B}{T_B} + \frac{\delta U_C}{T_C} = |\delta U_C| \left(\frac{1}{T_A} - \frac{1}{T_C} \right) - \delta U_B \left(\frac{1}{T_A} - \frac{1}{T_B} \right)$$

montre que l'on peut espérer pour borne supérieure du rendement global une valeur très supérieure à 1 ; on peut gagner par exemple jusqu'à un facteur 10 lorsque $T_A = 0^\circ\text{C}$, $T_B = 20^\circ\text{C}$, $T_C = 600^\circ\text{C}$ grâce à cette utilisation indirecte de la chaudière.

Inversement, la production d'une énergie mécanique ou électrique δW par un **moteur thermique** ou une turbine nécessite évidemment une source A d'énergie, la source chaude dont l'énergie U_A doit diminuer. Mais cette diminution implique aussi une diminution ($\delta S_A < 0$) de l'entropie S_A , diminution qui doit être compensée par la croissance de l'entropie S_B d'un autre sous-système B. Ce dernier n'est autre que la **source froide** du moteur, qui est en réalité une **source de neguentropie** nécessaire à la satisfaction du double bilan ; la chaleur que cette source reçoit doit faire croître S_B d'une quantité δS_B supérieure à $|\delta S_A|$, ce qui implique

$$0 < \frac{\delta U_B}{T_B} - \frac{|\delta U_A|}{T_A} = |\delta U_A| \left(\frac{1}{T_B} - \frac{1}{T_A} \right) - \frac{\delta W}{T_B}$$

inéquation qui détermine le **rendement maximal** $\delta W / |\delta U_A|$ du moteur, comme l'avait déjà vu CARNOT.

Dans bien des cas, l'énergie n'est pas la seule quantité conservative en jeu, et les sous-systèmes peuvent échanger d'autres grandeurs, par exemple des particules de tel ou tel type, notamment en chimie. Ils peuvent aussi échanger du volume, lorsque l'un des sous-systèmes se dilate aux dépens d'un autre. En pareils cas, les bilans doivent tenir compte de toutes ces grandeurs conservées. Par exemple, le **dessalement de l'eau de mer** nécessite une décroissance de son entropie, puisque la dissolution du sel dans de l'eau est un phénomène irréversible où la dissipation est égale à l'entropie de mélange. Cette opération n'est rendue possible que grâce à un apport d'énergie, calorifique, mécanique ou électrique selon le procédé utilisé, apport permettant de faire croître l'entropie des sources extérieures d'une quantité supérieure à la baisse de l'entropie de mélange. De même, la croissance d'ordre associée au développement d'un être vivant nécessite une croissance d'entropie de son environnement, accompagnant des transferts d'énergie et de molécules diverses.

Enfin, l'équivalence entre manque d'information et entropie, mise en évidence par BRILLOUIN, implique que l'enregistrement dans une mémoire d'une information doit s'accompagner, ici encore, d'une croissance d'entropie de l'environnement.

2.1.3. PRINCIPES DE LA THERMODYNAMIQUE HORS ÉQUILIBRE

Les principes de la thermodynamique traditionnelle, rappelés précédemment, ne portent que sur des états de quasi-équilibre. Grâce à la comparaison de l'état initial et de l'état final, ils permettent de faire un bilan des divers processus, et fournissent ainsi une borne théorique supérieure aux rendements. Mais ils ne donnent aucune indication sur les **rendements réels**, qui dépendent de la valeur de la dissipation totale. D'autre part, on est souvent intéressé dans les questions énergétiques, non seulement par l'énergie mais aussi par la puissance. Or, la thermodynamique traditionnelle ne nous renseigne pas sur le **déroulement des processus dans le temps**, sur lequel reposent les technologies. Comme nous l'avons signalé, les lois qui régissent ces processus dynamiques, qu'ils soient mécaniques, thermiques, électriques ou chimiques, obéissent à des principes communs, tout au moins lorsque les états successifs du système restent voisins de l'équilibre. Nous allons passer sommairement ces principes en revue, en les illustrant à l'aide de l'exemple historique du problème de la chaleur. On pourra, en première lecture, survoler la prochaine section.

LES ÉQUATIONS DYNAMIQUES

Lorsque de la chaleur se propage dans un milieu solide, la seule grandeur transportée est l'énergie. L'état du système à chaque instant est caractérisé, dans chaque élément de volume, par la valeur $\rho_E d^3r$ de l'énergie (qui se réduit ici à l'énergie interne) ; le but est d'étudier l'évolution de la densité d'énergie $\rho_E(\mathbf{r}, t)$. Dans un problème général, l'état de chaque élément de volume (ou de chaque sous-système homogène) est caractérisé à chaque instant par la donnée d'un certain nombre de **variables extensives conservatives locales** qui peuvent comprendre l'énergie, la quantité de mouvement, le volume, ou le nombre de particules de tel ou tel type.

A ces variables d'état sont associées des **variables intensives locales**, température, vitesse hydrodynamique, pression, potentiels chimiques. Puisque chaque élément de volume est presque à l'équilibre, ces variables intensives s'expriment en fonction des précédentes à l'aide des mêmes **équations d'état** qu'en thermodynamique d'équilibre. Dans le cas particulier du problème de la chaleur, l'équation d'état est la relation {1} entre densité d'énergie et température, ce qui conduit à caractériser la température locale par la variable intensive

$$\gamma_E = \frac{\partial s}{\partial \rho_E} = \frac{1}{T} \quad \{2\}$$

inverse de la température absolue.

Lorsque le système entier est à l'équilibre global, la température est uniforme. L'**écart à l'équilibre** est donc caractérisé par la donnée en chaque point du gradient de la température, c'est-à-dire de $\nabla \gamma_E = -\nabla T / T^2$, variable appelée **affinité**. A chaque variable intensive est associée de même une affinité ; ces grandeurs, par

exemple l'affinité chimique, les tensions internes d'un matériau ou la force électromotrice, mesurent la tendance du système à retourner vers l'équilibre.

Le déroulement des processus dans le temps est gouverné par le taux de transfert, d'un sous-système à l'autre, des grandeurs conservatives. Dans l'exemple du chauffage domestique, ce taux est mesuré par le **flux** de chaleur passant du radiateur à l'air de la pièce à travers la surface qui les sépare. Dans le cas général, des flux de chaleur peuvent exister pour toute paire de sous-systèmes voisins (entre l'air de la pièce et les murs ou les fenêtres, entre celles-ci et l'air extérieur). Selon la version dynamique du premier principe, la dérivée par rapport au temps de l'énergie d'un sous-système est égale à la somme des flux d'énergie qu'il reçoit de ses voisins. Pour un milieu continu, le flux de chaleur à travers une surface est engendré comme l'intégrale de surface de la densité de courant d'énergie $\mathbf{J}_E$, un champ de vecteurs. Le flux de chaleur sortant d'un élément de volume infinitésimal $d^3\mathbf{r}$ vaut $\text{div}\mathbf{J}_E d^3\mathbf{r}$. Le bilan pour chaque élément de volume de la **loi de conservation** de l'énergie se traduit par l'équation locale

$$\frac{\partial p_E}{\partial t} + \text{div}\mathbf{J}_E = 0 \quad \{3\}$$

Les flux (ou les densités de courant) qui caractérisent les transferts d'autres grandeurs, telles que charge électrique, masse et quantité de mouvement en hydrodynamique, ou nombres de molécules en chimie, obéissent à des lois de conservation du même type.

Les équations dynamiques sont complétées par des relations qui expriment les flux en fonction des affinités. Pour la chaleur, il s'agit de la loi de FOURIER :

$$\mathbf{J}_E = -\lambda \nabla T \equiv L_{EE} \nabla \gamma_E \quad \{4\}$$

où λ est la conductibilité calorifique, et où $L_{EE} \equiv \lambda T^2$. La forme de cette relation est intuitive. En effet, à l'équilibre global, les flux de chaleur s'annulent avec les gradients de température ; un écart de température entre un point et un autre provoque un courant de chaleur qui tend à réduire cet écart. Dans un régime suffisamment proche de l'équilibre, ce courant est selon {4} proportionnel à la perturbation $\nabla \gamma_E$. Pour tous les autres processus dynamiques considérés, qu'ils soient chimiques, électriques ou mécaniques, il s'introduit de même des coefficients L qui caractérisent la manière dont le système **répond**, grâce à un transfert, aux déviations par rapport à l'équilibre mesurées par les affinités. Ils interviennent dans des phénomènes divers comme la viscosité, la résistance électrique, la diffusion ou les vitesses de réactions chimiques. Les principes de la thermodynamique hors d'équilibre fournissent des contraintes sur ces coefficients.

Un ensemble d'équations du type {2}, {3} et {4} gouverne ainsi tous les processus voisins de l'équilibre. En les combinant, on obtient par exemple l'équation de transport de la chaleur :

$$\frac{\partial p_E}{\partial t} = \text{div} \left(\frac{\lambda}{c} \nabla p_E \right) \quad \{5\}$$

où c est la chaleur spécifique par unité de volume du solide.

TAUX DE DISSIPATION

Le bilan détaillé de l'entropie définit la **dissipation**. Pour un flux de chaleur, on tire de {2}, {3}, puis {4} la variation par rapport au temps de la densité d'entropie $s(\mathbf{r}, t)$:

$$\frac{\partial s}{\partial t} + \text{div} \mathbf{J}_S = \mathbf{J}_E \cdot \nabla \frac{1}{T} = \frac{\lambda}{T^2} (\nabla T)^2 = L_{EE} (\nabla \gamma_E)^2, \quad \{6\}$$

où $\mathbf{J}_S \equiv \mathbf{J}_E / T$ est la densité de courant d'entropie. La comparaison avec {4} montre que l'entropie n'est pas conservative, et que son taux de création par unité de temps et par unité de volume, ou **taux de dissipation**, est exprimé par le second membre de {6}. Les autres processus thermodynamiques contribuent de même au second membre de {6} à travers les coefficients L .

L'un des principes de la thermodynamique hors d'équilibre est alors exprimé par l'**inégalité de CLAUSIUS-DUHEM**, selon laquelle l'expression {6} est en toutes circonstances positive (ou éventuellement nulle). Cette propriété est apparentée au deuxième principe de la thermodynamique traditionnelle, mais ne coïncide pas avec lui. Celui-ci, moins détaillé, se réfère en effet seulement à l'état initial et l'état final, et non au déroulement du processus dans le temps ; en revanche, il est plus général car il ne suppose pas que le processus soit voisin de l'équilibre. La positivité de {6} implique des inégalités sur les coefficients de réponse L , par exemple $\lambda > 0$. Dans cette équation, le courant $\mathbf{J}_S$ décrit un **transport** d'entropie d'un point à l'autre, il s'y superpose une **création** d'entropie en chaque point, proportionnelle au **carré** des flux ou des affinités. La **dissipation totale** associée à un processus est l'intégrale du second membre de {6} sur le volume du système et sur la durée du processus.

Ce résultat est important pour les applications à l'énergétique. En effet, si le principe de CARNOT établit l'existence d'un rendement **maximal** pour un processus, le **rendement réel** peut être nettement inférieur ; il dépend des phénomènes physiques et des dispositifs utilisés, et aussi du temps τ mis pour réaliser le processus. Pour un système donné, si l'on cherche en un temps τ à transférer d'un sous-système à un autre une grandeur donnée, par exemple en convertissant une certaine quantité d'énergie d'une forme en une autre, les flux doivent être inversement proportionnels à la durée τ du processus, $\mathbf{J} \propto 1/\tau$. Il en est de même des affinités, $\nabla \gamma \propto 1/\tau$. Il résulte de {6} que le taux de dissipation est proportionnel à $1/\tau^2$, et donc que **la dissipation totale est proportionnelle à $1/\tau$** . Ainsi, plus on cherche à réaliser une action rapidement, plus son irréversibilité est grande ; les transformations **réversibles**, ayant le meilleur rendement possible, sont **infinitement lentes**. L'équation {6} ou d'autres similaires pour d'autres variables i permettent d'estimer le véri-

table rendement. Ceci généralise une observation courante : compte tenu de la résistance de l'air, la consommation d'essence d'une voiture au kilomètre croît avec la vitesse.

Toute réalisation technologique nécessite en définitive un compromis entre l'**amélioration du rendement** (dans les limites imposées par le deuxième principe) et le raccourcissement de la **durée du processus**. Un exemple extrême est celui de l'enrichissement de l'uranium par diffusion gazeuse : l'usine de Pierrelatte, pour pomper l'hexafluorure d'uranium gazeux à travers les barrières poreuses qui laissent mieux passer l'isotope 235 que l'isotope 238, consomme une énergie mécanique de 9 MWh/kg d'uranium enrichi, ce qui représente 7×10^7 fois plus que le minimum théorique imposé par la diminution de l'entropie de mélange !

2.1.4. HIÉRARCHIE DES ÉNERGIES

La microphysique a mis en évidence l'existence de quatre interactions fondamentales entre particules élémentaires. Même si la théorie est parvenue à les unifier partiellement, elles ont des propriétés très différentes qui se reflètent sur les énergies qui leur sont associées à l'échelle macroscopique. Nous les passons en revue par ordre d'intensités décroissantes, ce qui fournit encore une nouvelle classification des énergies.

INTERACTION FORTE

L'interaction la plus intense, dite forte, est responsable de la **cohésion des noyaux**. Elle est en jeu dans la radioactivité α et dans la plupart des réactions nucléaires. Elle attire entre eux les nucléons (protons et neutrons). Sa portée est de l'ordre du **femtomètre** ($1 \text{ fm} = 10^{-15} \text{ m}$), et son intensité est de l'ordre de 1 à 10 MeV, ordre de grandeur de l'énergie de liaison d'un nucléon dans un noyau.

Cette énergie est suffisamment forte pour qu'on puisse l'observer, selon la formule $E = mc^2$, sous forme de masse. En effet, les masses atomiques ne sont pas exactement proportionnelles au nombre de protons et de neutrons, et le **déficit de masse** mesure l'énergie de liaison, à raison d'environ $1 \text{ mg} \cdot \text{mol}^{-1}$ pour 1 MeV. Ce chiffre, calculé à l'aide des facteurs de conversion de la section sur les unités, est une fraction significative de la masse atomique ($1 \text{ g} \cdot \text{mol}^{-1}$ pour H). L'énergie de liaison par nucléon est maximale au milieu du tableau de MENDELEÏEV : d'environ 8,5 MeV pour un nombre de masse $30 < A < 120$, elle tombe à 7,5 MeV pour $A > 220$; elle croît de 1 MeV à 7 MeV entre ^2H et ^4He . On peut donc récupérer de l'énergie (calorifique) par réactions soit de **fission** de noyaux lourds (U, Pu, Th) dans un réacteur, soit de **fusion** menant à ^4He .

L'énergie **solaire**, qui quitte le Soleil sous forme de rayonnement électromagnétique, est engendrée dans son cœur par des réactions de fusion successives transformant l'hydrogène en hélium. Les recherches sur la fusion contrôlée ne reposent

pas sur ces réactions, impossibles à réaliser, même en laboratoire, mais sur la fusion du deutérium ^2H et du tritium ^3H ; le premier peut être extrait de l'eau de mer, le second doit être produit par fission du lithium.

INTERACTION ÉLECTROMAGNÉTIQUE

L'interaction coulombienne est à la base de très nombreux phénomènes énergétiques. En raison de son comportement en $1/r$, elle se manifeste avec deux intensités différentes.

A l'intérieur des noyaux, où les distances entre nucléons sont de l'ordre du femtomètre, l'interaction coulombienne $e^2/4\pi\epsilon_0 r$ entre deux protons, répulsive, est de l'ordre du mégaelectronvolt. Elle est donc significative devant l'interaction forte. Elle est responsable, lorsque les noyaux deviennent de plus en plus lourds, de la décroissance de leur énergie de liaison puis de leur instabilité. Elle constitue le principal obstacle à la réalisation de la fusion contrôlée, car elle s'oppose au rapprochement des noyaux chargés jusqu'à une distance égale à la portée de l'interaction forte susceptible de les lier. Afin de la surmonter, il faut communiquer aux noyaux une énergie cinétique relative importante, grâce à une élévation considérable de la température (10^7 K dans le cœur du Soleil) et de la densité. Enfin, elle intervient dans la radioactivité α .

Cependant, pour toutes les autres applications à l'énergétique, les distances entre particules chargées, noyaux ou électrons sont de l'ordre de l'**angström** (10^{-10} m = 0,1 nm), et leurs énergies coulombiennes caractéristiques sont donc de l'ordre de l'**électronvolt**. En effet, les phénomènes à l'échelle atomique sont gouvernés par l'interaction coulombienne et par la physique quantique qui régit la dynamique des électrons (ainsi que celle des noyaux, mais ceux-ci, beaucoup plus lents, contribuent beaucoup moins à l'énergie). Les seules constantes fondamentales et données physiques qui apparaissent dans ce problème sont e , ϵ_0 , $\hbar$ et la masse m de l'électron (la constante c , par exemple, ne peut intervenir car les vitesses en jeu ne sont pas relativistes). La seule grandeur ayant une dimension de longueur que l'on puisse construire avec ces constantes est, à une constante numérique près,

$$\frac{4\pi\hbar^2\epsilon_0}{me^2} = 0,53 \text{ \AA}$$

le rayon de BOHR de l'atome d'hydrogène. De même, la seule énergie est :

$$\frac{me^4}{32\pi^2\epsilon_0^2\hbar^2} = 13,6 \text{ eV}$$

l'énergie de liaison de l'atome d'hydrogène. Ces chiffres apparaissent comme une conséquence de la compétition entre attraction coulombienne et tendance à l'étalement imposée par la physique quantique. Dans les molécules et les solides, dont les propriétés sont aussi gouvernées principalement par les électrons, les ordres de grandeur sont les mêmes : les distances entre noyaux sont encore de quelques

angströms, et les énergies de liaison typiques de 0,1 eV à quelques électronvolts par atome.

Ces ordres de grandeur se reflètent à notre échelle dans de nombreuses énergies d'usage courant, qui sont dominées à l'échelle microscopique par l'interaction électrique, ou plus généralement électromagnétique. L'énergie **chimique**, libérée par exemple par une combustion, n'est autre qu'une variation d'énergie coulombienne et cinétique associée au réarrangement des molécules. Rapportée à une mole, une énergie par particule de 1 eV conduit à $96,5 \text{ kJ} \cdot \text{mol}^{-1}$, c'est-à-dire $27 \text{ Wh} \cdot \text{mol}^{-1}$ ou $23 \text{ kcal} \cdot \text{mol}^{-1}$ (voir le paragraphe sur les unités). On vérifie que la chaleur de combustion du pétrole (1 tep = 12 MWh) correspond bien à quelques dizaines d'électronvolts par molécule (plus précisément 0,45 eV fois la masse molaire moyenne en $\text{g} \cdot \text{mol}^{-1}$). D'autres réactions chimiques que les combustions donnent en général des chiffres plus faibles, quoique comparables. Par exemple, en **électrochimie**, la force électromotrice typique d'une pile, 1 à 3 V, indique que la variation d'énergie d'un électron est de 1 à 3 eV lorsqu'il passe d'une électrode à l'autre. La même valeur se retrouve pour la largeur typique d'une bande interdite de semi-conducteur, paramètre essentiel pour les **photopiles** et tous les dispositifs **électroniques**. En **biochimie**, la source d'énergie des processus intracellulaires est l'hydrolyse de l'ATP en ADP (adénosine tri- et di-phosphate), réaction qui dégage 0,5 eV par molécule ou 50 kJ par mole. Dans un organisme humain, 40 kg d'ATP sont ainsi transformés chaque jour, ce qui nécessite une régénération permanente d'ADP en ATP par consommation de glucose fourni par l'alimentation ; ce chiffre est en accord avec la puissance moyenne absorbée sous forme d'aliments, 2700 kcal/jour ou 130 W.

La cohésion des solides est analogue à la liaison des molécules. En conséquence, leur énergie **élastique**, par exemple celle d'un ressort tendu, leur énergie **calorifique**, qui reflète à notre échelle les vibrations du réseau cristallin ou dans un métal les mouvements des électrons, sont de nature électromagnétique. La valeur de l'énergie de liaison peut s'estimer à l'aide des chaleurs de fusion et de vaporisation, par exemple pour l'eau 0,06 eV (correspondant à $80 \text{ cal} \cdot \text{g}^{-1}$) et 0,1 eV par molécule, chiffres encore en accord avec les ordres de grandeur ci-dessus.

Bien entendu, l'énergie **électrique** macroscopique se rattache directement à l'interaction électromagnétique microscopique, qu'elle met en évidence à notre échelle grâce à des mouvements collectifs de charges élémentaires ou à des densités de charge macroscopiques. Les unités électriques usuelles traduisent d'ailleurs les ordres de grandeur de la microphysique. A l'énergie de 1 eV pour un électron correspond une différence de potentiel de 1 V. La charge de N_A électrons est le faraday, qui vaut $96\,500 \text{ C}$; ce rapport de l'ordre de 10^5 traduit le fait que seule une faible fraction des électrons ou des ions est mobile dans un conducteur.

Il faut souligner dans ce contexte l'importance technologique du **magnétisme** et surtout du ferromagnétisme, sans lequel nous n'aurions ni alternateurs, ni moteurs, ni transformateurs, ni donc lignes à haute tension. Il est intéressant de noter que le magnétisme, propriété essentielle pour notre emploi quotidien de l'électricité,

n'existerait pas en physique classique : il ne s'explique à l'échelle microscopique que grâce à la physique quantique.

Enfin, l'énergie **radiative (solaire)**, ou émise par une lampe électrique, ou transformée en chaleur dans un four à micro-ondes) est aussi de nature électromagnétique. Ici encore, on retrouve l'énergie caractéristique de 2 eV, qui est celle d'un photon de 0,6 mm au milieu du visible (paragraphe sur les unités). Les plantes se sont adaptées à cette valeur, puisque l'énergie caractéristique de l'assimilation chlorophyllienne est du même ordre. En effet, la fixation d'une molécule de CO₂ atmosphérique sur une molécule d'eau pour donner un chaînon glucidique (CHOH) et de l'oxygène nécessite un apport d'énergie de 5 eV (correspondant à 500 kJ . mol⁻¹) fourni par le flux lumineux.

INTERACTION FAIBLE

L'interaction dite faible, beaucoup moins intense que l'interaction électromagnétique, est responsable de la radioactivité β . Les énergies qu'elle met en jeu sont de l'ordre d'une fraction de mégaélectronvolt, donc appréciables même en tant que variations de masse, comme pour l'interaction forte. Sa faiblesse se traduit par une probabilité extrêmement petite des processus qu'elle gouverne. Elle n'intervient dans les questions énergétiques qu'en une circonstance, cachée mais importante. Parmi les réactions nucléaires successives qui libèrent l'énergie **solaire**, la réaction initiale est la fusion de deux protons en un deutéron (plus un positon et un neutrino). Contrairement aux réactions ultérieures qui mènent en définitive au noyau d'hélium, cette fusion est un processus faible, donc très peu probable. Elle est d'ailleurs inobservable en laboratoire. Elle constitue pour la dynamique des réactions de fusion un goulot d'étranglement qui rend **très lente** la transformation d'énergie nucléaire en chaleur dans le Soleil : la production de chaleur dans le cœur du Soleil (qui représente 1/3000 de son volume) n'est que de 800 W . m⁻³, à comparer au dégagement de chaleur par le corps humain, 100 W au repos (dont 20% pour le fonctionnement du cerveau), 500 W en activité physique. C'est cette petitesse qui permettra au Soleil de rayonner pendant une dizaine de milliards d'années.

INTERACTION GRAVITATIONNELLE

L'interaction gravitationnelle est la plus faible des quatre interactions fondamentales. Sa forme, $-GMM'/r$ pour deux masses M et M', est semblable à celle de l'interaction coulombienne. Mais la constante de gravitation vaut $G = 6,67 \times 10^{-11} \text{ J.m.kg}^{-2}$, de sorte que l'attraction gravitationnelle entre deux protons est 8×10^{-37} fois plus faible que leur répulsion coulombienne. Cette attraction devient sensible à notre échelle grâce à la grande masse des objets en jeu. En particulier, c'est la masse de la Terre qui engendre le potentiel de gravité, source de l'énergie **hydroélectrique**. Les unités SI sont adaptées à ce phénomène, puisque la chute de 1 kg d'eau sur 1 m lui communique une énergie cinétique de 9,8 J = 2,7 mWh, faible devant le kilowattheure, énergie caractéristique associée pour 1 kg de matière à l'interaction électromagnétique.

L'énergie **cinétique** macroscopique, mise en œuvre dans une turbine ou une éolienne, s'apparente à l'énergie potentielle gravifique du point de vue des ordres de grandeur. De fait, énergies cinétique et potentielle s'échangent presque réversiblement (aux effets de viscosité près) dans une usine hydroélectrique. Sur le plan théorique, gravitation et mouvement sont d'ailleurs unifiés par la relativité générale. L'énergie cinétique microscopique, qui se traduit dans un gaz par son énergie interne, a un ordre de grandeur plus élevé, s'approchant de celui des énergies chimiques.

La gravitation, comme les autres interactions, joue un rôle dans le fonctionnement du Soleil en tant que machine énergétique. Une élévation accidentelle de température a pour effet d'augmenter le taux de fusion nucléaire, donc d'accroître la production d'énergie. Si cette énergie excédentaire se transformait en chaleur, la température augmenterait encore, ce qui ferait en définitive exploser notre étoile ! À l'inverse, un refroidissement local serait amplifié par la baisse résultante du taux de réaction, jusqu'à l'extinction du Soleil. C'est la gravitation qui fournit un remarquable mécanisme de **stabilisation du flux** d'énergie solaire. On montre en effet que l'équilibre entre forces de pression et de gravité à l'intérieur du Soleil implique que son énergie totale, négative, est la moitié de son énergie gravitationnelle, donc l'opposée de son énergie interne. Un accroissement de l'énergie totale provoque donc, grâce à la dilatation du Soleil qui l'accompagne, une diminution égale de l'énergie interne, donc une baisse de température, ce qui ramène le taux de conversion d'énergie nucléaire en chaleur à sa valeur stationnaire.

2.2. COMPARAISONS

Nous examinons maintenant les conséquences des principes de la physique sur trois des facteurs qui conditionnent l'emploi de l'énergie : concentration, dégradation, stockage. D'importantes différences apparaissent de ces points de vue entre les diverses formes d'énergie.

2.2.1. CONCENTRATION

Les formes d'énergie que nous utilisons couramment sont plus ou moins concentrées, selon la quantité de matière nécessaire pour les mettre en œuvre. De façon remarquable, la hiérarchie des énergies basée sur la microphysique contemporaine, que nous venons de discuter dans la perspective de la science fondamentale, reste valable à notre échelle et dans notre vie quotidienne. On est ainsi amené à distinguer trois niveaux de concentration, qui diffèrent considérablement l'un de l'autre, par un facteur situé entre 10^4 et 10^6 . Nous illustrerons ce fait en examinant quelle masse de matière est en jeu pour extraire une énergie de 1 kWh.

Le **niveau intermédiaire**, le plus courant, correspond aux très diverses énergies de **nature électromagnétique**. Le kilowattheure y est associé à des masses de l'ordre du **kilogramme**. Ainsi, pour l'énergie **chimique**, les carburants fournissent de la chaleur à raison de 1 kWh par 0,1 kg environ (souvenons-nous que 1 tep = 12 MWh). Les chiffres sont comparables pour l'énergie **biologique** : un repas nous fournit environ 1 kWh, dissipé ensuite par notre organisme. Pour la **chaleur**, 1 kWh permet de faire fondre 10 kg de glace, de porter de 20°C à 100°C la même quantité d'eau, ou d'en faire bouillir 1,5 kg. Nos consommations domestiques d'**électricité** se mesurent aussi en kilowattheures, compte tenu de la puissance de nos appareils ménagers, située entre 10 W et 5 kW. Enfin, la puissance du **rayonnement** solaire est au niveau du sol de l'ordre de 1 kW par m² perpendiculaire aux rayons incidents ; ce chiffre est assez fort pour permettre aux mécanismes biochimiques et bioénergétiques de fonctionner, mais assez faible pour ne pas trop perturber ceux-ci.

Les énergies **les plus concentrées** sont les énergies nucléaires basées sur l'**interaction forte**. Ici, le kilowattheure est associé à une masse de l'ordre du **milligramme** ou même moins. Ainsi, une quantité de chaleur de 1 kWh est dégagée par **fission** dans une centrale nucléaire grâce à la consommation de 10 mg d'uranium naturel, contenant 0,7% d'uranium 235 fissile. L'emploi industriel de surgénérateurs permettrait de gagner un facteur 100 en récupérant l'énergie de fission du plutonium produit par capture de neutrons par l'uranium 238 non-fissile. La **fusion**, objectif lointain, serait encore plus efficace ; dans le Soleil, 5 µg d'hydrogène suffisent à la production de 1 kWh, cette émission de chaleur étant compensée par une perte de masse de 0,04 µg.

Les énergies **les plus diluées** sont l'énergie **gravitationnelle** et les énergies **mécaniques**, pour lesquelles le kilowattheure est associé à des masses de l'ordre de 10 **tonnes**. Pour produire 1 kWh d'énergie électrique dans une usine hydroélectrique, dont le rendement est de 85%, il faut faire chuter 10 tonnes d'eau de 40 m ; avec une éolienne, il faut récupérer toute l'énergie cinétique de 20 000 m³ d'air (27 t) arrivant à 60 km/h. De même, 1 kWh est l'énergie cinétique d'un camion de 10 t roulant à 100 km/h. Pour prendre conscience de l'écart entre ces nombres et ceux associés à l'énergie calorifique, on peut noter que si toute l'énergie mécanique d'un œuf tombant de la tour Eiffel était absorbée par cet œuf sous forme de chaleur, sa température n'augmenterait que de 0,7°.

Ces écarts considérables ont d'importantes conséquences. Un réacteur électronucléaire de 1000 MW électriques, dont le rendement est de 33%, ne consomme que 27 tonnes d'uranium enrichi à 3,2% **par an**, le quart de son chargement, alors que pour la même puissance une centrale thermique, d'un rendement de 38%, consommerait 170 tonnes de fuel ou 260 tonnes de charbon **à l'heure**, et qu'une centrale hydroélectrique nécessiterait la chute de 1200 tonnes d'eau **par seconde**, de 100 m de haut. La dilution, assez grande, de l'énergie solaire se traduit par le fait qu'il faudrait 30 km² de panneaux solaires semi-conducteurs pour atteindre

cette puissance en moyenne journalière, par effet photovoltaïque. L'énergie du vent est encore moins adaptée à la production massive d'électricité nécessaire à nos villes, puisqu'il faudrait 3000 éoliennes d'une puissance de 1 MW pour produire la même énergie annuelle qu'un réacteur de 1000 MW, compte tenu du fait que les éoliennes ne fonctionnent au mieux que pendant le tiers du temps (et en oubliant les pertes qui seraient dues au stockage si l'on ne consommait pas immédiatement l'électricité produite). Le Danemark et les Pays-Bas, qui ont fait un effort considérable pour s'équiper en éoliennes, n'arrivent pourtant à en tirer que quelques % de leur électricité et doivent, à défaut de nucléaire ou d'hydraulique, faire appel au pétrole ou au charbon – de sorte que ce sont les deux pays d'Europe (après le Luxembourg) qui produisent le plus de CO₂ par tête, environ 12 t par personne et par an (deux fois plus qu'en France, mais deux fois moins qu'aux Etats-Unis). Les formes diluées de l'énergie, lorsqu'elles sont utilisées pour produire de l'électricité (éoliennes, piles solaires, micro-centrales hydrauliques), devraient être réservées à des usages spécifiques, utiles quoique voués à rester marginaux, comme l'alimentation de lieux isolés qu'il serait coûteux de relier au réseau, ou encore pour le photovoltaïque la fourniture de faibles puissances.

2.2.2. DÉGRADATION

Le deuxième principe implique, compte tenu de l'expression de l'entropie en fonction des variables associées aux diverses formes d'énergie, que celles-ci ont tendance à se dégrader : les énergies mécanique et électrique en particulier tendent à se transformer irréversiblement en chaleur. L'exemple du bilan énergétique du fonctionnement d'une voiture, ou de la plupart des appareils ménagers (climatiseur, téléviseur, four, aspirateur, lampe, ordinateur, téléphone), montre que nos actions ont le plus souvent pour seul effet de transformer en dernier ressort diverses formes d'énergie en chaleur. Cette remarque a donné naissance, au XIX^e siècle, au mythe de la « mort thermique de l'Univers ». On peut, dans une certaine mesure et en utilisant des dispositifs appropriés, contrecarrer cette tendance, à condition que l'entropie totale des systèmes isolés en jeu ne décroisse pas. C'est ce qui se passe par exemple dans un moteur thermique où une partie du flux spontané de chaleur de la source chaude vers la source froide (qui fait croître l'entropie totale) est détournée, à notre profit, pour extraire une quantité limitée de travail – qui peut à son tour être transformée en quasi-totalité en énergie électrique. Mais l'énergie noble ainsi obtenue est souvent, volontairement ou non, reconvertie en chaleur.

Nous avons aussi vu que la dissipation croît avec la rapidité des processus, de sorte que la dégradation de l'énergie est d'autant plus forte que nos actions prennent moins de temps. Des compromis sont donc nécessaires entre les durées souhaitées des processus et leurs rendements admissibles.

Les problèmes de **rendement**, notion liée à l'activité humaine, sont en effet essentiels dans toute question énergétique, car ce qui compte en pratique n'est pas la

puissance totale mise en jeu mais sa fraction utile pour tel ou tel usage. C'est pourquoi il importe de distinguer par exemple, pour une centrale thermique, la puissance thermique (dont dépend la consommation de carburant) de la puissance électrique envoyée sur le réseau. Même si une telle distinction peut paraître banale, elle n'est pas toujours explicite dans les statistiques publiées. Ainsi, il est d'usage d'estimer l'équipement en éoliennes des pays européens en comparant les valeurs des puissances installées dans chaque pays, alors que les seuls chiffres significatifs seraient les puissances électriques fournies en moyenne annuelle.

L'énergie calorifique dégagée par les activités humaines n'a certes pas d'influence directe notable sur le climat, puisqu'elle ne représente que 1/10 000 de la chaleur reçue du Soleil. Elle implique cependant un gâchis considérable de nos ressources énergétiques. En effet, les **centrales thermiques**, qu'elles soient nucléaires, au fioul, au gaz ou au charbon, n'ont qu'un rendement de 33 à 38% en électricité. La plus grande partie de la chaleur produite par réaction nucléaire ou chimique va donc se dégager en pure perte dans l'atmosphère, les rivières ou la mer à travers le condenseur. Or, le **tiers** de l'énergie totale que nous consommons est consacré au **chauffage domestique**, assuré le plus souvent par consommation directe de carburant ou d'électricité. On ne peut que regretter le trop petit nombre d'installations de **récupération de chaleur** auprès des centrales thermiques, susceptibles de produire de l'eau chaude notamment pour le chauffage urbain ; il est vrai qu'on se heurte à la nécessité d'investir dans un réseau de transport d'eau chaude.

Nous avons signalé le caractère **relatif** de la notion de dégradation dans le cas de l'énergie **chimique**. Celle-ci paraît le plus souvent équivalente de ce point de vue à la chaleur, puisque la combustion d'un carburant dégage directement de l'énergie calorifique. Cependant, il est possible, à l'aide de mécanismes ingénieux comportant en particulier une séparation spatiale d'ions réactifs, grâce par exemple à des électrodes ou des membranes biologiques, de transformer directement une énergie chimique en énergie électrique (batteries) ou mécanique (muscles). L'énergie chimique apparaît alors comme noble et il est théoriquement permis de l'utiliser sans la transformer d'abord en chaleur, et ainsi de réduire la dégradation. Certaines réactions chimiques peuvent même, selon la manière dont elles sont conduites, être utilisées thermiquement ou non. Ainsi, on peut imaginer des véhicules de l'avenir fonctionnant à l'aide d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau. Il sera alors beaucoup plus rentable, si la technologie le permet, d'utiliser à l'aide d'une **pile à hydrogène** ce corps pour produire de l'électricité (transformée en énergie mécanique par un moteur électrique), plutôt que de le brûler dans un moteur thermique dont le rendement est inexorablement limité par le principe de CARNOT. Mais il faudra encore bien des recherches pour que le **rendement pratique** de pareilles piles dépasse cette limite et que l'on évite de gaspiller l'énergie de l'hydrogène par dégradation en chaleur. Le fait que le **quart** de l'énergie totale que nous consommons soit consacré aux **transports** montre l'intérêt de telles études.

De même, l'énergie **solaire** est *a priori* une énergie noble, transportée par un rayonnement ordonné. Sa dégradation par transformation en chaleur n'est pas inévitable. Les mécanismes biologiques (assimilation chlorophyllienne, muscles) en convertissent une faible part en énergie chimique ou mécanique. Les piles photovoltaïques en convertissent environ 10% en énergie électrique. Mais le progrès n'est pas limité par des principes physiques.

En définitive, ce ne sont pas des raisons de principe qui nous obligent à **passer par la chaleur** pour exploiter les énergies chimique et radiative, mais des questions de faisabilité pratique, de connaissance scientifique ou technologique, de taille, lenteur ou complexité trop grandes des mécanismes, ou de coût trop élevé.

2.2.3. STOCKAGE

Nous avons vu que certaines des formes de l'énergie sont emmagasinées dans la matière, tandis que d'autres sont liées à des transferts. Evidemment, seules les premières peuvent être utilisées pour le stockage, opération indispensable afin d'assurer la souplesse d'emploi de l'énergie. Des énergies renouvelables comme le solaire ou l'éolien sont intermittentes ; l'énergie électrique s'écoule dans les conducteurs : il importe de savoir les mettre en réserve et les récupérer. Pour des besoins particuliers, les modes de stockage de l'énergie sont multiples : chaleur emmagasinée (en heures creuses) dans un chauffe-eau, énergie élastique dans un ressort, énergie cinétique dans un volant en rotation rapide, énergie électrostatique dans un condensateur chargé. Toutefois, seules deux formes d'énergie se prêtent au stockage de quantités importantes d'énergie.

D'une part, l'énergie **gravifique** est mise en œuvre dans les **barrages** hydroélectriques. Ils assurent le stockage d'une énergie originellement apportée par le Soleil, moteur de l'évaporation de l'eau de mer et de sa retombée sous forme de pluie. Mais ils peuvent aussi être utilisés pour emmagasiner une énergie d'origine électrique, puis la restituer : on pompe de l'eau d'aval en amont en heures creuses et on la laisse chuter en heures de pointe. Les énergies électrique et mécanique étant toutes deux nobles, on peut rendre les pertes par dissipation relativement faibles.

D'autre part, la place prépondérante des **carburants** est liée au fait qu'ils emmagasinent de grandes quantités d'énergie **chimique**. Là encore, cette énergie leur a été communiquée par le Soleil, lorsque dans un passé lointain se sont formés les gisements de pétrole, de charbon ou de gaz. Malheureusement, il est difficile de rendre une telle transformation réversible, en synthétisant des carburants à l'aide d'une autre forme d'énergie. Des études sont cependant en cours pour y parvenir. L'**hydrogène**, extrait de l'eau par électrolyse ou chauffage, puis utilisé dans une pile à combustible pour produire de l'électricité (ce qui réduirait les pertes sous forme de chaleur inhérentes aux moteurs thermiques), pourrait un jour remplacer l'essence de nos voitures. L'énergie chimique associée, de 32 kWh/kg, est nettement supérieure à celle du pétrole (12 kWh/kg). Notons que, contrairement à ce

qu'on dit trop souvent, l'hydrogène ne sera jamais une **source** d'énergie : c'est seulement un moyen de stockage, puisqu'il faut pour le produire fournir au moins autant d'énergie que ce que l'on en tirera.

Une forme courante de stockage d'énergie électrique sous forme chimique est constituée par les **piles** et **accumulateurs**. Leurs performances sont gouvernées par les contraintes de la physique et de la chimie, en accord avec les ordres de grandeur indiqués plus haut pour les énergies de nature électromagnétique. Ainsi, la capacité des accumulateurs au plomb est de 35 Wh/kg, celle des petites batteries au lithium de 150 Wh/kg. Peut-on espérer faire beaucoup mieux ? Charger une batterie au lithium, métal le plus léger, élève le potentiel des ions Li^+ de 3 V, force électromotrice de la batterie. Ceci correspond à une fourniture d'énergie de $3 \times 96\,500$ J pour une mole (7 g) de Li, c'est-à-dire une capacité de 10 kWh par kg d'atomes actifs de Li de la batterie. Mais celle-ci doit aussi comprendre un nombre beaucoup plus grand d'atomes de structure, qui créent le potentiel vu par les ions Li^+ , se comportent comme une éponge à travers laquelle ces ions peuvent se déplacer et délimitent deux régions où ils peuvent se fixer avec des potentiels chimiques différents. La capacité actuellement réalisée correspond à une masse totale 60 fois plus grande que celle du lithium actif, et il semble difficile de réduire considérablement cette masse.

La science fondamentale et ses principes conditionnent également d'autres aspects essentiels de l'utilisation pratique de l'énergie, tels que transport, réserves ou nuisances. Les possibilités qu'elle ouvre et les contraintes qu'elle impose se conjuguent avec des facteurs économiques et sociaux (coûts, investissements, besoins mondiaux...) sur lesquels nous reviendrons dans la suite de l'ouvrage. Par exemple, si l'on souhaite mettre de l'énergie à disposition d'utilisateurs éloignés, l'énergie électrique est la seule susceptible d'être facilement transportée et transformée en n'importe quelle autre ; l'emploi dans ce but de lignes à haute tension n'a été rendu possible, nous l'avons vu, que grâce à la maîtrise du ferromagnétisme au XIX^e siècle. Cette avancée était capitale, car sinon il n'existe guère d'autre méthode de transfert à distance de l'énergie que le transport des carburants. Une maîtrise d'autres phénomènes physiques sera sans doute nécessaire au développement industriel de nouvelles formes d'énergie, comme le solaire photovoltaïque.

ANNEXE - L'ÉLABORATION DU CONCEPT D'ÉNERGIE

Cette annexe a pour objet d'illustrer la complexité et la subtilité du concept d'énergie grâce à l'éclairage apporté par la perspective historique. De nombreux aspects biographiques ou anecdotiques intéressants sortent cependant du présent cadre. On consultera avec fruit le monumental *Dictionary of Scientific Biography*[1]. Seul l'historique du premier principe est présenté ici avec quelques détails ; on pourra, pour le deuxième principe, se reporter au paragraphe 3.4 du livre *From Microphysics to Macrophysics*[2].

ÉNERGIE MÉCANIQUE

Même en ce qui concerne la dynamique de processus **non-dissipatifs** comme les mouvements des astres, les oscillations d'un pendule non-amorti, les chocs élastiques de solides idéaux ou la dynamique de fluides non-visqueux, la notion d'énergie mécanique, grandeur conservative, n'est apparue clairement qu'au milieu du XIX^e siècle. De tels processus sont caractérisés par l'évolution des variables décrivant les positions des divers éléments du système. Isaac NEWTON (1642-1727) trouva entre 1665 et 1667 les équations qui régissent cette évolution ; il les publia en 1687 dans ses *Philosophiæ naturalis principia mathematica*. La conservation, au cours du temps, de la quantité de mouvement fut reconnue très tôt par Christiaan HUYGENS, physicien et astronome (La Haye 1629-1695), mais il fallut plus d'un siècle pour montrer que les équations du mouvement conservaient aussi une autre grandeur, l'énergie.

Un premier pas fut accompli grâce à l'établissement par LAGRANGE du « **théorème des forces vives** » : le travail reçu par chaque point matériel (de masse m et de vitesse $\mathbf{v}$) d'un système au cours d'un processus non-dissipatif est égal à la moitié de l'accroissement de sa force vive $m\mathbf{v}^2$. Afin de passer de là à la conservation de l'énergie mécanique, somme des énergies potentielle et cinétique, il restait à reconnaître que les forces appliquées au système dérivent en général d'un potentiel, puis à identifier leur travail à la diminution d'une certaine fonction des variables de position appelée « énergie potentielle », enfin à baptiser « énergie cinétique » la moitié de la force vive.

Ces étapes furent entravées par l'absence d'un vocabulaire adéquat. Sans doute en raison du rôle central que NEWTON faisait jouer à la force dans sa formulation des équations de la dynamique, le mot de **force** fut longtemps employé non seulement dans son sens actuel mais aussi (accompagné éventuellement d'un adjectif tel que « vive ») pour désigner une énergie, ainsi que le mot de **puissance**. MAYER écrit ainsi en 1842 que « les plantes absorbent une forme de puissance, la lumière, et en produisent une autre, la différence chimique ». Le terme de **travail** dans son acception scientifique ne fut proposé qu'en 1821 par COULOMB. L'introduction en physique du mot *energy* date de 1807 ; elle est due à Thomas YOUNG, physiologiste, physicien et linguiste anglais (1773-1829) ayant découvert le mécanisme de l'accommodation par l'œil, les interférences, les lois de l'élasticité, et concurrent passionné de CHAMPOLLION. Mais ce vocable n'avait encore qu'un sens vague. Encore en 1847, lorsque HELMHOLTZ découvrit (voir plus loin) la généralité et l'importance de la conservation de l'énergie (sous toutes ses formes), il intitula le livre même où il l'énonçait *Über die Erhaltung der Kraft*. C'est en 1850 que William THOMSON proposa d'employer « energy » au lieu de « force ». William RANKINE, ingénieur et physicien écossais (1820-1872) ayant perfectionné la machine à vapeur, parvint enfin en 1853 à formuler en termes modernes la conservation de l'énergie mécanique (potentielle plus cinétique). Le mot « énergie » n'apparaît cependant pas avant 1875 dans la littérature scientifique française.

Une forme mathématique précise a été donnée à la conservation de l'énergie mécanique grâce aux progrès de la **mécanique analytique**. Selon cette discipline, marquée par les mathématiciens Louis DE LAGRANGE (Turin 1736 - Paris 1813) et sir William HAMILTON (Dublin 1805-1865), les équations de la dynamique non-dissipative sont engendrées à partir du **hamiltonien**, somme de l'énergie cinétique et de l'énergie potentielle considérées comme fonctions des variables de position et de leurs moments conjugués. Pour un système isolé, le hamiltonien ne dépend pas explicitement du temps, et les équations du mouvement admettent une **intégrale première** égale au hamiltonien lui-même. L'énergie mécanique apparaît donc comme la valeur, qui demeure constante au cours du temps, du hamiltonien. Il pouvait sembler artificiel, au milieu du XIX^e siècle, d'avoir mis sur pied une théorie aussi formelle et aussi élaborée pour ne traiter que de systèmes particuliers, non-dissipatifs, somme toute exceptionnels. Nous verrons que cette même théorie s'est ultérieurement révélée adéquate, de façon inattendue, pour les systèmes les plus généraux, à condition de les décrire en tenant compte de tous leurs degrés de liberté microscopiques.

PREMIÈRES ÉTUDES SUR LA CHALEUR

Il n'a été question dans ce qui précède que de phénomènes purement mécaniques, sans production ni absorption de chaleur. L'étude des phénomènes calorifiques commence par les premières mesures de **calorimétrie** dues à Pierre Simon DE LAPLACE, astronome, mathématicien et physicien (Beaumont-en-Auge 1749 - Paris 1827), et à Antoine Laurent DE LAVOISIER (Paris 1743-1794) qui déterminèrent en 1782-1784 une série de chaleurs spécifiques et de chaleurs de réaction.

L'étape suivante est marquée par Benjamin THOMPSON, aventurier et officier américain (1753 - Auteuil 1814) devenu ministre de la guerre en Bavière sous le nom de comte RUMFORD. Après avoir perfectionné le calorimètre, il mesura entre 1798 et 1804 la quantité de chaleur produite lors du forage de canons et comprit qu'elle devait être proportionnelle au travail fourni.

Inversement, divers inventeurs avaient déjà réussi à extraire empiriquement une « force motrice » à partir de la chaleur. Denis PAPIN, après avoir imaginé sa célèbre « marmite », ancêtre de l'autoclave, fit des tentatives dans ce sens lors de son exil en Allemagne et en Angleterre après la révocation de l'édit de Nantes ; il parvint à construire, en 1707 à Kassel, le premier bateau à vapeur, qui fut malheureusement détruit par les bateliers lors de ses essais, et il mourut dans la misère (Blois 1647 - Londres 1714). Les mécaniciens anglais Thomas SAVERY et Thomas NEWCOMEN mirent au point entre 1689 et 1705 les premières machines à feu, utilisables mais dont le rendement n'était que de 1%. James WATT, mécanicien écossais (1736-1819) chargé par l'Université de Glasgow de réparer un modèle réduit de démonstration d'une machine de NEWCOMEN, découvrit que celle-ci pouvait être considérablement perfectionnée. Il breveta en 1769 la première véritable **machine à vapeur**, et y apporta par la suite de multiples améliorations.

Toutes ces expériences et réalisations s'interprètent aujourd'hui comme des transformations en chaleur d'une énergie mécanique ou chimique, ou inversement. Pourtant, à l'époque, en l'absence du concept d'énergie, on considérait généralement la chaleur comme l'un des quatre « fluides impondérables », appelé **calorique**, à côté de la lumière, de l'électricité et du magnétisme. Ce calorique pouvait imprégner les corps matériels pesants et se **conservait** lors des transformations de ceux-ci. Une telle conception du calorique en tant que fluide conservé était encore répandue jusque vers 1840, malgré les expériences de RUMFORD et malgré la généralisation des machines à vapeur. Afin de progresser, il fallait mieux explorer les propriétés de la chaleur et comprendre sa nature. L'histoire de cette quête, difficile, qui s'étendit tout au long du XIX^e siècle, fait l'objet du passionnant ouvrage, *The Kind of Motion We Call Heat* [3]. Nous la résumons dans les deux paragraphes qui suivent.

NAISSANCE DE LA THERMODYNAMIQUE

Au cours de la première moitié du XIX^e siècle, les découvertes se sont succédées dans un ordre opposé à celui que nous estimons actuellement logique ou pédagogique. C'est ainsi qu'avec les études de FOURIER sur la **propagation de la chaleur**, la notion de flux d'énergie, qui sous-tend la dynamique des processus irréversibles, est apparue une cinquantaine d'années avant celle d'énergie, pourtant plus simple puisqu'elle concerne l'équilibre. Il est vrai que, pour ce problème, le flux d'énergie pouvait encore s'interpréter comme un flux de calorique. Joseph FOURIER (1768-1830), l'un des premiers professeurs à l'Ecole polytechnique avec MONGE et LAGRANGE, participa à l'expédition d'Egypte, puis devint préfet de l'Isère sous l'Empire tout en consacrant ses loisirs aux mathématiques et à la physique. A travers un impressionnant ensemble de travaux, il résolut le « problème de la chaleur » qui avait été mis au concours par l'Académie des sciences. Il parvint d'abord à trouver les équations du problème (1811), inventa les séries dites de FOURIER (1812) pour tenter de les résoudre, puis les intégrales de FOURIER qui lui permirent enfin d'aboutir à une solution complète ; il publia ses résultats quelques années plus tard (1822) sous le titre de *Théorie analytique de la chaleur*.

De même, la découverte de ce que nous appelons le « **deuxième** » principe de la thermodynamique précéda d'une vingtaine d'années celle du « **premier** ». On la doit à Sadi CARNOT (Paris 1796-1832) qui, inspiré par l'étude théorique des machines à vapeur, énonça en 1824, sous une forme déjà claire, ce principe dans ses *Réflexions sur la puissance motrice du feu et les machines propres à développer cette puissance*. Cette publication constitue l'acte fondateur de la thermodynamique. CARNOT donna en particulier une expression correcte pour le rendement des machines à vapeur, rapport du travail fourni à la chaleur reçue de la source chaude au cours d'un cycle. Mais il n'écrivit pas le bilan global, ne se souciant pas de la chaleur cédée à la source froide. Plus ou moins consciemment, il adhérerait encore alors à la théorie du calorique, fluide qui s'écoulerait sans perte de la source chaude vers

la source froide, comme l'eau qui met en mouvement une roue de moulin. Cependant, quelques années plus tard, CARNOT comprit que le travail produit était soustrait à ce flux de chaleur, et prit ainsi conscience de l'équivalence entre travail et chaleur. Malheureusement, après sa mort lors de l'épidémie de choléra de 1832, la majeure partie de ses meubles et de ses papiers fut détruite par mesure d'hygiène, bien que l'on se soit interrogé plus tard sur la véritable cause de son décès. Ses écrits où il avait pressenti le premier principe ne furent découverts et publiés qu'un demi-siècle plus tard.

L'établissement définitif de l'équivalence entre travail et chaleur, l'énoncé du premier principe et l'introduction de la notion d'énergie ont requis la convergence d'idées issues de domaines divers. En témoigne la variété des préoccupations de la dizaine de savants qui, plus ou moins en parallèle, ont clarifié ces questions entre 1840 et 1850. Julius Robert VON MAYER (1814-1878), médecin allemand de la marine, auteur d'expériences quantitatives sur le métabolisme humain, énonça en 1842 le **principe d'équivalence** ; il comprit aussi en 1845 que l'assimilation chlorophyllienne réalise une transformation d'énergie lumineuse en énergie chimique. L'équivalence du travail et de la chaleur fut établie avec plus de précision par James Prescott JOULE, riche brasseur anglais (1815-1889), physicien amateur, grâce à ses célèbres expériences de 1843-1847 où une chute de poids chauffe l'eau d'un calorimètre grâce au frottement dans l'eau d'une roue à ailettes entraînée par un poids.

Le **concept d'énergie** fut introduit en toute généralité en 1847 par Hermann VON HELMHOLTZ, médecin prussien (1821-1892) qui se consacra très tôt à la physique et apporta des contributions majeures à la plupart des branches de celle-ci. C'est lui qui émit l'idée que les transformations de la matière traduisent des changements de nature de l'énergie, et que la valeur totale de celle-ci reste conservée. Un apport de chaleur ou de travail à un système aboutit à un accroissement équivalent de son énergie interne.

HELMOLTZ avait été précédé par Ludvig COLDING, penseur danois (1815-1888) animé par des motivations métaphysiques, qui imaginait déjà en 1843 l'énergie comme l'essence des choses, une entité sous-jacente à la matière. On peut considérer comme héritiers de COLDING les **énergétistes** tels que Wilhelm OSTWALD, chimiste allemand (1853-1932) célèbre pour ses travaux sur l'électrolyse et la catalyse, tenants d'une philosophie teintée de mysticisme largement répandue vers la fin du XIX^e siècle. Leur conception de l'énergie, substance continue, créée et indestructible, devait freiner le développement de la théorie cinétique et de l'atomisme, dont les partisans comme BOLTZMANN estimaient au contraire que la réalité ultime était faite de particules et non d'énergie.

Parmi ceux qui ont contribué à l'établissement du premier principe, on trouve également des ingénieurs ayant participé aux progrès des machines à vapeur, RANKINE dont nous avons parlé, Marc SEGUIN (Annonay 1786-1875) et Gustave HIRN (Colmar 1815-1890). On trouve enfin un chimiste allemand, Justus VON LIEBIG (1803-1873), et un électrochimiste anglais, William R. GROVE (1811-1896), inventeur en 1839

de la pile à hydrogène. Ce sont les travaux de ce dernier, ainsi que la découverte en 1841 de l'effet JOULE, qui ont permis d'étendre le concept d'énergie, depuis la mécanique et la chaleur vers les phénomènes **chimiques** et **électriques**. Une quarantaine d'années plus tard, HELMHOLTZ devait relier la force électromotrice d'une pile à son énergie libre de réaction.

L'édifice de la thermodynamique des états d'équilibre fut achevé au cours de la seconde moitié du XIX^e siècle. Après qu'Emile CLAPEYRON (Paris 1799-1864) eut précisé et développé les idées de CARNOT, en définissant notamment la notion de réversibilité (1843), Rudolf CLAUSIUS, physicien allemand (1822-1888), introduisit en 1854 une grandeur nouvelle, qu'il baptisa **entropie** en 1865 et qui permettait de donner au deuxième principe une forme plus concise, quoique plus abstraite. Son concurrent britannique, William THOMSON (1824-1907) qui devait devenir lord KELVIN en 1892, avait introduit en 1848 la **température absolue**. Dans les dernières décennies du siècle, les **potentiels thermodynamiques** comme l'énergie libre ou l'enthalpie, fonctions apparentées à la fois à l'énergie interne et à l'entropie, furent bâtis et utilisés par HELMHOLTZ, par son élève Max PLANCK (1858-1947) et par l'Américain Josiah Willard GIBBS (New Haven 1839-1903). En fait, la même idée avait déjà été exploitée par François MASSIEU (ingénieur des mines, économiste, physicien et mathématicien [1832-1896]) afin de déterminer la chaleur spécifique des fluides à partir de leur équation d'état en vue d'application aux machines à vapeur ; mais son travail publié en 1870 fut méconnu en raison de la guerre franco-allemande.

Selon la formulation moderne de la thermodynamique due à Laszlo TISZA et Herbert CALLEN (1960), toutes les propriétés d'équilibre d'un système sont caractérisées par l'expression de son entropie en fonction de ses variables conservatives, comme l'énergie et le nombre de particules constitutives de chaque type. L'inverse de la température absolue, selon l'équation {1} énoncée plus haut, apparaît alors comme variable conjuguée de l'énergie.

LA THERMODYNAMIQUE DES PROCESSUS IRRÉVERSIBLES

La thermodynamique des processus dissipatifs hors d'équilibre, initiée par FOURIER, avait, elle aussi, progressé au cours de la première moitié du XIX^e siècle. A la loi de FOURIER énonçant que le flux de chaleur est proportionnel au gradient de température (gradient qui caractérise l'écart à l'équilibre) avait succédé toute une série de lois empiriques du même type : loi d'OHM (1827) pour la conduction électrique, lois de SEEBECK (1821) et de PELTIER (1834) pour les effets thermo-électriques, loi de FICK (1855) pour la diffusion de soluté dans un solvant (Adolf FICK, physiologiste allemand), loi de DARCY (1856) pour l'écoulement à travers un milieu poreux (Henri DARCY, ingénieur au service des Eaux de Dijon). L'étude de la cinétique chimique s'appuie de même sur la proportionnalité entre le taux de réaction et l'affinité chimique, grandeur caractérisant l'écart à l'équilibre et construite à partir des potentiels

chimiques des divers constituants. Le vocabulaire reste encore aujourd'hui source de confusion ici, puisqu'un potentiel chimique ressemble à une température, et non à un potentiel thermodynamique ou à une énergie potentielle.

En ce qui concerne la dynamique des fluides, NEWTON avait déjà introduit une loi définissant la viscosité. Les équations complètes furent écrites en 1825 par Henri NAVIER, ingénieur des Ponts et Chaussées (Dijon 1785 - Paris 1836), s'appuyant sur des rudiments de théorie cinétique. Cependant, l'atomisme étant au cours des années suivantes rejeté par la plupart des savants au fur et à mesure que se développait la physique du **continu**, il fallut attendre 1845 pour que la communauté fut convaincue par les arguments de sir George Gabriel STOKES (Skreen 1819 - Cambridge 1903) du bien-fondé des équations dites aujourd'hui de NAVIER-STOKES.

Tous ces phénomènes d'apparences diverses n'ont pu être englobés dans un cadre cohérent qu'à la suite des travaux effectués en 1931 par DE DONDER, chimiste belge, et par Lars ONSAGER (Olso 1903 - Miami 1976), physicien théoricien. Ainsi est née la thermodynamique des processus irréversibles, théorie systématique et unifiée régissant le **déroulement dans le temps** de ces processus. Malgré son importance, cette discipline n'est encore guère enseignée que de façon fragmentaire (voir cependant [4]). Nous en rappellerons ci-dessous les principes fondamentaux, qui ne doivent pas être confondus avec ceux de la thermodynamique usuelle. Celle-ci ne traite en effet que de l'état initial d'un processus et de son état final, tous deux en quasi-équilibre, et non de la manière dont le système passe de l'un à l'autre.

L'APPORT DE LA PHYSIQUE STATISTIQUE

Aussi bien la thermodynamique traditionnelle que celle des processus irréversibles souffrent d'un défaut. Des concepts fondamentaux, chaleur, température, énergie, entropie, y présentent un caractère abstrait difficile à appréhender, même si la théorie permet leur manipulation mathématique en conduisant à des prévisions en accord avec l'expérience. Ce fut un apport majeur d'une nouvelle science, la physique statistique, que de clarifier la signification de ces concepts en leur donnant à l'échelle microscopique une interprétation **mécaniste** et **probabiliste**.

En ce qui concerne les gaz, ce progrès fut effectué grâce à la **théorie cinétique**, principalement élaborée par James Clerk MAXWELL (Edimbourg 1831 - Cambridge 1879) et par Ludwig BOLTZMANN (Vienne 1844 - Trieste 1906). La description d'un gaz en tant qu'assemblée de très nombreuses molécules, n'interagissant que lors de collisions très brèves, permet d'interpréter dans un état macroscopique d'équilibre ou voisin de l'équilibre la densité comme un nombre moyen de molécules par unité de volume, la pression comme une force moyenne exercée sur une paroi sous l'effet des collisions de molécules sur cette paroi, l'entropie comme une mesure du désordre régnant à l'échelle microscopique. L'énergie interne s'identifie à l'énergie cinétique totale des molécules, le travail fourni par un piston à une

énergie mécanique communiquée sous l'effet de collisions, un apport de chaleur à la transmission aux molécules d'une énergie cinétique désordonnée. Pour les matériaux plus condensés que les gaz, l'énergie d'interaction à l'échelle microscopique entre particules constitutives n'est plus négligeable comparée à leur énergie cinétique, et l'énergie macroscopique totale s'identifie à l'énergie mécanique microscopique, somme des énergies cinétique et d'interaction des particules.

Le **premier principe** de la thermodynamique traduit donc la constance au cours du temps de l'**énergie microscopique**, grandeur qui a une expression simple en fonction des positions et vitesses des particules constituant le matériau. La théorie cinétique a ainsi abouti à une importante simplification et à un retour en arrière surprenant : en passant à l'échelle microscopique, on n'a plus besoin que de concepts de mécanique analytique ; l'**énergie totale** s'identifie à la valeur, conservée, du hamiltonien microscopique.

Le **deuxième principe** exprime que l'état d'équilibre final d'un système est **le plus désordonné**, à l'échelle microscopique, parmi ceux que le système puisse atteindre, ce désordre étant mesuré par l'entropie, grandeur statistique. La notion de chaleur, que l'on avait mis si longtemps à dégager et qui était indispensable pour exprimer à notre échelle la conservation de l'énergie, s'évanouit à l'échelle microscopique, où la chaleur n'est qu'une partie (désordonnée) de l'énergie mécanique totale.

Aujourd'hui, cette explication des concepts et principes de la thermodynamique paraît naturelle, mais il faut souligner qu'elle ne s'est imposée qu'au xx^e siècle. Malgré sa notoriété, BOLTZMANN allait à contre-courant de la science de son temps et dut lutter rudement pour défendre ses idées. En effet, la physique du continu triomphait alors avec la thermodynamique, l'électromagnétisme, la dynamique des fluides ou l'optique. L'atomisme apparaissait comme une hypothèse hasardeuse dénuée de fondement expérimental : les observations décisives de Jean PERRIN datent de 1908, et même des chimistes comme BERTHELOT refusaient de considérer une réaction chimique comme un réarrangement d'atomes en molécules.

Au cours du xx^e siècle, le développement de la **physique statistique quantique** permit de généraliser, d'abord aux propriétés énergétiques du rayonnement électromagnétique (PLANCK, 1900 ; EINSTEIN, 1904) puis aux solides et à tout système matériel, les idées initiées par la théorie cinétique des gaz. En conséquence, les bases de la thermodynamique, autrefois érigées en principes fondamentaux autonomes, n'apparaissent plus aujourd'hui que comme de simples conséquences à notre échelle des lois, elles-mêmes simples, de la microphysique. En principe, les propriétés macroscopiques des processus dynamiques hors d'équilibre et les lois de comportement des divers matériaux découlent aussi de la physique microscopique. Les constituants élémentaires d'un matériau sont si nombreux qu'ils ne peuvent être étudiés que par des méthodes statistiques ; cependant, ce grand nombre permet d'effectuer à notre échelle des prévisions quasi certaines, ce qui confère à la théorie son caractère déterministe malgré les probabilités sous-

jacentes. Il émerge ainsi à notre échelle des propriétés, déterminisme, continuité, irréversibilité, transitions de phase, qui diffèrent **qualitativement** des comportements microscopiques.

Ces progrès majeurs constituent une réussite conceptuelle spectaculaire du **réductionnisme** : grâce à l'application de la mécanique quantique, théorie microscopique, à des systèmes comportant un très grand nombre de particules et à l'emploi de méthodes statistiques, le macroscopique, complexe et varié, s'est ramené au microscopique, simple et unifié, donc plus fondamental. Ceci est particulièrement net pour l'énergie, dont les multiples formes que nous percevons ne sont que des reflets d'une même réalité sous-jacente. Cependant, même si nous savons désormais que les sciences macroscopiques découlent de la microphysique, elles ne sont pas pour autant devenues caduques. En effet, en raison de l'**émergence** de phénomènes *a priori* inattendus lorsqu'on passe d'une échelle à l'autre, des études de physique à notre échelle restent toujours indispensables : elles seules permettent de découvrir et d'explorer de tels phénomènes, même si ces derniers peuvent *a posteriori* trouver leur explication dans la physique microscopique. De plus, celle-ci fait intervenir un très grand nombre de degrés de liberté, dont la manipulation est dans la pratique souvent irréalisable. En particulier, pour les applications de la physique à l'énergétique, une approche macroscopique suffit à la plupart des besoins.

L'APPORT DE LA MÉCANIQUE QUANTIQUE, DE LA RELATIVITÉ ET DE LA PHYSIQUE DES PARTICULES

Même si les progrès de la physique au xx^e siècle ont porté principalement sur des aspects microscopiques apparemment éloignés de notre expérience quotidienne, ils ont apporté des éclairages nouveaux sur le concept d'énergie, qui s'est ainsi enrichi et précisé. Par ailleurs, la physique nouvelle a, dans le domaine de l'énergétique, donné naissance à des objets technologiques aussi divers et novateurs que les **réacteurs nucléaires** ou les **piles photovoltaïques**.

Nous avons rappelé ci-dessus les origines de la mécanique quantique : afin d'expliquer la loi de PLANCK, qui régit la manière dont l'énergie se distribue selon les fréquences dans un rayonnement comme celui du Soleil, il faut quantifier le rayonnement, c'est-à-dire le représenter comme une assemblée de particules, les photons. En conséquence, l'énergie d'un rayonnement ne peut prendre que des valeurs discrètes, égales à la somme des énergies des photons qui le constituent. Les progrès ultérieurs de la physique quantique ont montré que la quantification de l'énergie est un phénomène général. L'énergie de tout système fini ne varie pas de façon continue ; elle ne peut prendre que certaines valeurs discrètes bien définies. Cette propriété contraste avec notre expérience courante, qui semble indiquer que l'énergie est une grandeur continue. Cependant, à notre échelle, les valeurs permises pour l'énergie d'un système comportant un grand nombre de constituants élémentaires sont certes discrètes, mais si denses que leur caractère discontinu est invisible.

La microphysique a fait aussi découvrir d'autres aspects de l'énergie, associés à l'évolution au cours du temps. A l'échelle microscopique, la dynamique d'un système est engendrée, en mécanique quantique comme en mécanique analytique, par un hamiltonien, fonction des positions et moments des constituants élémentaires égale à la somme de leurs énergies cinétique et d'interaction. Le potentiel d'interaction, qui figure ainsi directement dans le lagrangien ou le hamiltonien, présente un caractère plus fondamental que les forces, grandeurs qui en découlent. En termes de particules élémentaires, il n'y a ni dissipation, ni irréversibilité, ni chaleur : ces notions émergent par passage à l'échelle macroscopique. L'avènement de la mécanique quantique n'a guère modifié ces principes, mais nous devons désormais considérer les positions, moments et autres grandeurs dynamiques non plus comme des variables qui commutent, mais comme des opérateurs. Tout objet physique, décrit par un opérateur, se comporte comme une variable aléatoire, qui peut présenter des fluctuations autour de sa valeur moyenne. L'énergie s'interprète alors comme **valeur moyenne de l'opérateur hamiltonien H** . Les fluctuations statistiques relatives de celui-ci sont faibles pour un système macroscopique, de sorte que le caractère probabiliste de l'énergie est masqué à notre échelle.

De plus, à un instant donné, l'état d'un système quantique défini aussi bien que possible est représenté par une fonction d'onde ϕ ; l'évolution de celle-ci se décrit mathématiquement par l'équation de SCHRÖDINGER (1926), $i\hbar \partial\phi/\partial t = H\phi$, où l'opérateur hamiltonien agit sur la fonction d'onde et où $h = 2\pi \hbar = 6,6 \times 10^{-34}$ Js est la constante de PLANCK. Dans le cadre de la dynamique, l'**énergie** et le **temps** apparaissent ainsi comme des **grandeurs conjuguées** (alors que, comme énoncé au paragraphe sur la naissance de la thermodynamique, c'est l'énergie et l'inverse de la température qui doivent en thermodynamique être considérés comme conjugués). Cette correspondance entre temps et énergie, issue de l'équation de SCHRÖDINGER, fait intervenir la constante de PLANCK, les variables conjuguées étant E et $t/\hbar$ en toute rigueur. Elle se voit encore plus clairement lorsque l'on considère un état quantique stationnaire, décrit par une fonction d'onde dont seule la phase varie au cours du temps, en oscillant avec une fréquence ν ; le hamiltonien prend alors une valeur bien définie E . Cette énergie E est alors reliée à la fréquence ν (ou à la période de l'onde) par la relation $E = h\nu$ de Louis DE BROGLIE (1924).

Une autre situation où temps et énergie sont associés est celle des états métastables en physique atomique (atomes optiquement excités) ou en physique des particules (noyaux radioactifs). De tels états, qui ont une certaine durée de vie τ , sont représentés par des fonctions d'onde décroissant au cours du temps selon la loi exponentielle $\exp[-t/\tau]$. Leur énergie est mal définie et on montre que sa fluctuation statistique Γ est reliée au temps de vie par la relation $\Gamma = \hbar/2\tau$.

La dualité entre énergie et temps, ainsi que la conservation de l'énergie, entrent en fait dans un cadre plus profond et général. Selon un théorème établi par la mathématicienne Emmy NOETHER (Erlangen 1882 - Bryn Mawr 1935), toute **invariance** des lois de la nature sous l'effet des transformations d'un certain groupe a pour

conséquence la **conservation** au cours du temps de certaines grandeurs, qui sont les valeurs moyennes des générateurs infinitésimaux de ce groupe. Par exemple, les trois composantes du moment total constituent en mécanique quantique des opérateurs, générateurs des translations ; l'invariance des lois physiques par translation implique la conservation de la quantité du mouvement, valeur moyenne du moment total. De même, l'invariance par rotation entraîne la conservation du moment cinétique. La conservation de l'énergie, elle, traduit l'**invariance des lois par changement d'origine du temps**. En effet, selon l'équation de SCHRÖDINGER, la variation entre les temps t et $t + dt$ de la fonction d'onde ϕ est $\phi(t + dt) - \phi(t) = H\phi dt / i\hbar$, de sorte que l'opérateur hamiltonien est, au facteur $1/i\hbar$ près, le générateur des translations dans le temps. L'invariance par translation dans le temps, propriété très intuitive, implique la loi de conservation de l'énergie, qui l'est beaucoup moins, comme l'a montré la difficulté de son élaboration.

La description d'un état quantique par une fonction d'onde ne convient que pour des objets microscopiques, qui sont aussi contrôlables que le permet le caractère probabiliste imposé par la physique quantique. L'introduction par Lev Davidovitch LANDAU et Johann (John) VON NEUMANN, en 1927, de la notion de mélange statistique, forme que prend la notion d'état quantique pour les systèmes macroscopiques, permet de préciser les idées de BOLTZMANN sur l'entropie en tant que mesure du désordre ; VON NEUMANN écrivit en effet son expression générale en termes de la description microscopique, probabiliste et quantique, des systèmes. Cette expression devait inspirer les ingénieurs et mathématiciens Claude SHANNON et Warren WEAVER en 1948, lorsqu'ils créèrent la théorie de la communication basée sur la mesure des quantités d'information. En retour, Léon BRILLOUIN fut conduit en 1950 à établir l'équivalence entre l'entropie et la mesure du manque d'**information** microscopique sur les systèmes que considère la thermodynamique (voir [5]).

L'existence de fluctuations quantiques a permis de prévoir certains phénomènes exotiques, qui ont pu être observés. Ainsi, l'effet CASIMIR (1948) est associé à un concept nouveau, celui d'**énergie du vide**. Dans une région vide de l'espace délimitée par des parois non-chargées, le champ électromagnétique est nul, mais seulement en moyenne ; il présente des fluctuations autour de zéro. Etant donné qu'un champ possède une énergie qui est proportionnelle à son carré, ses fluctuations se traduisent par une valeur non-nulle pour cette énergie, même dans une région vide. Cette valeur dépend de la position et de la forme des parois. En conséquence, les parois se trouvent soumises à des forces exercées par le vide, que l'on a pu mesurer.

La **relativité** a, comme la physique quantique, apporté plusieurs changements de perspective sur le concept d'énergie. La relativité restreinte (1905) obligea à considérer, pour une particule ponctuelle, les coordonnées de position et le temps comme des variables pouvant se combiner entre elles lorsqu'on change de repère ; elles forment les quatre composantes d'une seule entité, un quadrivecteur. De même, l'énergie se combine aux trois coordonnées du vecteur quantité de mouvement (ou **moment**) pour former un quadrivecteur, de sorte qu'énergie et moment

sont des grandeurs de nature similaire. La dualité entre temps et énergie apparaît ainsi sous un jour nouveau, en parallèle avec la dualité entre position et moment. De plus, la relativité fixe la constante additive arbitraire qui pouvait être incluse dans la définition pré-relativiste de l'énergie.

Par ailleurs, la célèbre formule $E = mc^2$ d'EINSTEIN mit en évidence une équivalence entre **masse** et **énergie**. Avec la relativité générale, la densité d'énergie prit un aspect géométrique puisque cette grandeur s'interpréta comme l'une des composantes d'un tenseur, relié par les équations d'EINSTEIN à la **courbure de l'espace-temps**. Enfin l'énergie du vide, définie sans constante additive, a dans ce même cadre des conséquences cosmologiques puisqu'elle implique que le vide se comporte comme s'il avait une masse.

La science du xx^e siècle a aussi été marquée par l'apparition de la **physique des particules**, molécules et atomes, puis électrons et noyaux, puis encore constituants de ces derniers à des échelles de plus en plus petites. Elle a eu pour origine la découverte de la **radioactivité** (Henri BECQUEREL, 1896 ; Pierre et Marie CURIE, 1898), dont l'étude provoqua pendant quelques années une **crise**. Ayant observé qu'une masse très faible de radium dégageait un flux d'énergie considérable, transporté par le rayonnement émis et recueilli sous forme de chaleur, Marie CURIE s'interrogea avec d'autres sur l'origine de cette énergie. Elle se demanda même si le phénomène de radioactivité ne violait pas la conservation de l'énergie, qui était déjà érigée en dogme. Ces doutes étaient légitimes car les énergies en jeu étaient incomparablement supérieures à celles que l'on connaissait jusque-là, et leur production semblait ne pas décroître au cours du temps. Le problème fut résolu par RUTHERFORD et SODDY avec la découverte des mécanismes de la radioactivité et celle des temps de vie, en relation avec des mesures calorimétriques.

L'observation de trois types de rayonnement, α , β et γ , puis l'analyse des rayons cosmiques et surtout le développement des accélérateurs ont progressivement conduit à l'élaboration de la théorie des particules élémentaires et de leurs interactions. Au cours du dernier demi-siècle, cette étude de la matière à des échelles infra-nucléaires a permis de distinguer **quatre interactions élémentaires**. Cette classification microscopique se reflète à notre échelle par des propriétés fort différentes. Elle présente, comme on l'a vu, une importance capitale pour la compréhension des problèmes énergétiques.

RÉFÉRENCES

- [1] GILLISPIE C.C. –1981– *Dictionary of Scientific Biography*. Scribner's, New York, seize volumes.
- [2] BALIAN R. –1991– *From Microphysics to Macrophysics*. T. I, chap. 3, Springer Verlag.
- [3] BRUSH S.G. –1976– *The Kind of Motion We Call Heat*. North Holland, deux volumes.
- [4] BALIAN R. –1992– *Op. cit.* T. II, chap. 14.
- [5] BALIAN R. –2001– *Entropie, information : un concept protéiforme*. Vol. 4, Université de tous les savoirs, Odile Jacob, 947-959.

3 - LA CONSOMMATION DES SOURCES D'ÉNERGIE : UTILISATIONS FINALES, EFFICACITÉ ET PRODUCTIVITÉ

Jean-Marie MARTIN-AMOUROUX

Limiter les discussions sur l'énergie à des considérations sur la consommation d'énergie primaire ou même finale est par trop réducteur. En effet l'énergie consommée n'est utile que par les services qu'elle rend. Il faut donc au moins prendre en considération l'énergie utile, et si possible le service rendu. A service rendu équivalent les améliorations d'efficacité à toutes les étapes de la chaîne, depuis l'extraction des combustibles jusqu'à l'utilisation finale, peuvent amener des économies considérables. Au niveau des économies globales, ces améliorations se traduisent par une augmentation de l'efficacité énergétique ou, de manière équivalente, par une diminution de l'intensité énergétique. A l'horizon 2050, l'importance relative donnée à cette recherche de l'efficacité énergétique dans différents scénarios peut conduire à des réductions de la consommation d'énergie primaire atteignant 50%.

3.1 Les chaînes de conversion :	
des sources d'énergie primaires à la satisfaction des services énergétiques	49
3.2 De l'efficacité à la productivité de l'énergie	67
3.3 L'influence de l'intensité énergétique sur l'évolution	
de la consommation mondiale d'énergie au cours des prochaines décennies	72
3.4 Conclusion	76
Annexe - Evolution de la consommation mondiale 1800-2000 des sources d'énergie	77

Les choix énergétiques sont fréquemment limités à la sélection des sources primaires d'énergie (charbon, pétrole, gaz naturel, uranium, renouvelables) et des procédés qui assurent leur conversion en sources secondaires et finales (combustibles, carburants, électricité, demain peut-être hydrogène). La raison de cette restriction est simple : avant leur récent intérêt pour les services énergétiques, les producteurs (compagnies charbonnières, pétrolières, gazières ou électriques) ne se souciaient guère du devenir des sources d'énergie qu'ils délivraient aux consommateurs finals (industriels ou particuliers), ces derniers pouvant stocker les combustibles un certain temps avant de les utiliser de façon plus ou moins efficace. De ce fait, les statistiques de consommation d'énergie ne sont jamais allées au-delà des ventes au consommateur final.

Nombreux sont pourtant les choix qui interviennent au-delà de cette limite, dans la mesure où les combustibles et les kilowattheures ne sont pas achetés pour eux-mêmes mais pour satisfaire des services énergétiques (confort thermique d'un appartement, réduction d'une tonne de minerai de fer, mobilité d'une personne ou déplacement d'une marchandise, éclairage artificiel d'un bureau) après de nouvelles conversions des sources finales en sources utiles sous des formes appropriées (thermique, mécanique, chimique). Le consommateur final choisit donc non seulement entre des procédés plus ou moins efficaces de conversion des énergies finales en énergies utiles, mais aussi entre des façons différentes de satisfaire ses besoins. Désireux d'obtenir un confort thermique donné, le propriétaire d'un logement arbitre entre l'achat de combustibles ou d'électricité, des systèmes de chauffage plus ou moins performants et des types d'habitat diversement orientés et isolés. Traiter sa demande de combustible ou d'électricité comme une donnée, sans prendre en compte les choix sous-jacents dont elle résulte, constitue une mutilation lourde de conséquences.

On le découvre aisément lorsque les choix énergétiques sont traités à l'échelle de toute la collectivité (producteurs et consommateurs) et évalués à l'aune de la rationalité macro-économique, c'est-à-dire celle du meilleur usage possible de toutes les ressources (travail, capital, matières premières) disponibles. La recherche de l'approvisionnement optimal en énergie ne peut pas être guidée par les seuls coûts des sources d'énergie finale, externalités incluses, mais elle doit aussi considérer ceux des services énergétiques à satisfaire. Est-il rationnel de dépenser 1 € pour fournir un kilowattheure additionnel, fût-il le meilleur marché, si un dispositif de conversion finale permettant de s'en passer ne coûte que 0,5 € ? Même si le marché de l'électricité n'explicite pas ce choix, la collectivité doit évidemment le prendre en considération : c'est ce que fait l'Etat, en son nom, lorsqu'il impose des normes d'efficacité minimales aux appareils électriques, aux automobiles ou aux logements.

Le champ des choix énergétiques déborde donc largement celui sur lequel ont pris les producteurs d'énergie. Il s'étend à toutes les techniques d'exploration, production puis conversion des sources d'énergie jusqu'au service énergétique. Il concerne aussi bien les utilisateurs d'énergie dans tous les secteurs d'activité (agriculture, industrie, transport, résidentiel-tertiaire) que les concepteurs de procédés de conversion des sources finales (thermiciens, ingénieurs des bureaux d'étude), les équipementiers impliqués dans ces procédés (motoristes, chauffagistes), les professionnels façonnant les usages de l'énergie (architectes, constructeurs de véhicules), les responsables des grandes infrastructures (urbanistes, aménageurs).

Ce qui suit a pour objet de faire comprendre l'incidence des choix de tous ces acteurs sur l'évolution des consommations d'énergie. Demain comme hier, quelques points d'efficacité additionnels des chaudières domestiques, des fours industriels, des moteurs thermiques et électriques ou des lampes d'éclairage peuvent équivaloir à la production de plusieurs gisements de pétrole ou de centrales élec-

triques. Des utilisations plus efficaces ne sauraient remplacer des productions additionnelles, mais il serait peu rationnel de ne pas les traiter ensemble pour les comparer, puisqu'elles sont le plus souvent substituables. Quatre étapes permettent d'avancer dans cette voie.

On commence par retracer dans leur totalité les filières énergétiques de façon à convaincre le lecteur que les chaînes de conversion ne s'arrêtent pas à la livraison de combustibles, carburants, électricité haute ou basse tension, à un consommateur. Au-delà des bornes fixées par les statistiques, apparaît ainsi le champ caché des choix énergétiques qui prolonge vers l'aval celui mieux connu de la production, en amont (1^{re} partie).

Dans ce cadre, les utilisateurs, concepteurs ou équipementiers sont confrontés à des choix très différents entre eux parce que les services qu'ils doivent satisfaire n'impliquent pas les mêmes conversions de sources d'énergie et que les gains potentiels d'efficacité de chacune varient pour des raisons scientifiques (lois de la thermodynamique, par exemple), techniques (diversité des procédés de conversion), économiques (prix des énergies et des équipements) et sociales (information et habitudes de consommation). La découverte, ou redécouverte, des principaux usages de l'énergie, de leurs techniques de conversion et des déterminants de leur évolution est indispensable à la compréhension de cette variété de situations (2^e partie).

Quelle est l'incidence des différences d'efficacité d'utilisation, dans le temps et dans l'espace, sur la croissance de la consommation d'énergie ? Pour apporter une réponse à la question, un détour s'impose. Le passage d'une efficacité ponctuelle (mesurée dans le chauffage d'une maison ou la traction d'un véhicule routier) à une efficacité globale (celle du chauffage domestique ou du transport routier en France) ne s'effectue pas par simple addition. On doit prendre en considération les facteurs économiques et sociaux qui influent sur la façon collective de consommer l'énergie. De la notion technique d'efficacité, on passe à celle, économique, de productivité, le plus souvent exprimée par son inverse, l'intensité énergétique de l'activité économique (3^e partie). On peut ensuite s'interroger sur l'influence que pourra avoir cette dernière sur les trajectoires de consommation mondiale d'énergie à l'horizon 2050 (4^e partie).

3.1. LES CHAÎNES DE CONVERSION : DES SOURCES D'ÉNERGIE PRIMAIRES À LA SATISFACTION DES SERVICES ÉNERGÉTIQUES

Ce que l'on a pris l'habitude de qualifier « consommation d'énergie », et parfois même « besoins d'énergie » correspond à ce que les statistiques mesurent le plus facilement, à savoir les volumes de ressources naturelles qui entrent dans des chaînes de transformations et conversions successives, indispensables à la satis-

faction des besoins en services énergétiques. Les chaînes peuvent être très courtes (paysanne africaine qui assure la cuisson de ses aliments à l'aide du bois de feu qu'elle a collecté autour de son village) ou très longues (européen s'éclairant avec une électricité issue de centrales nucléaires ou de turbines à gaz alimentées par des ressources sahariennes ou sibériennes). Le *tableau I* décrit les principales étapes d'une chaîne énergétique type dans les économies industrialisées.

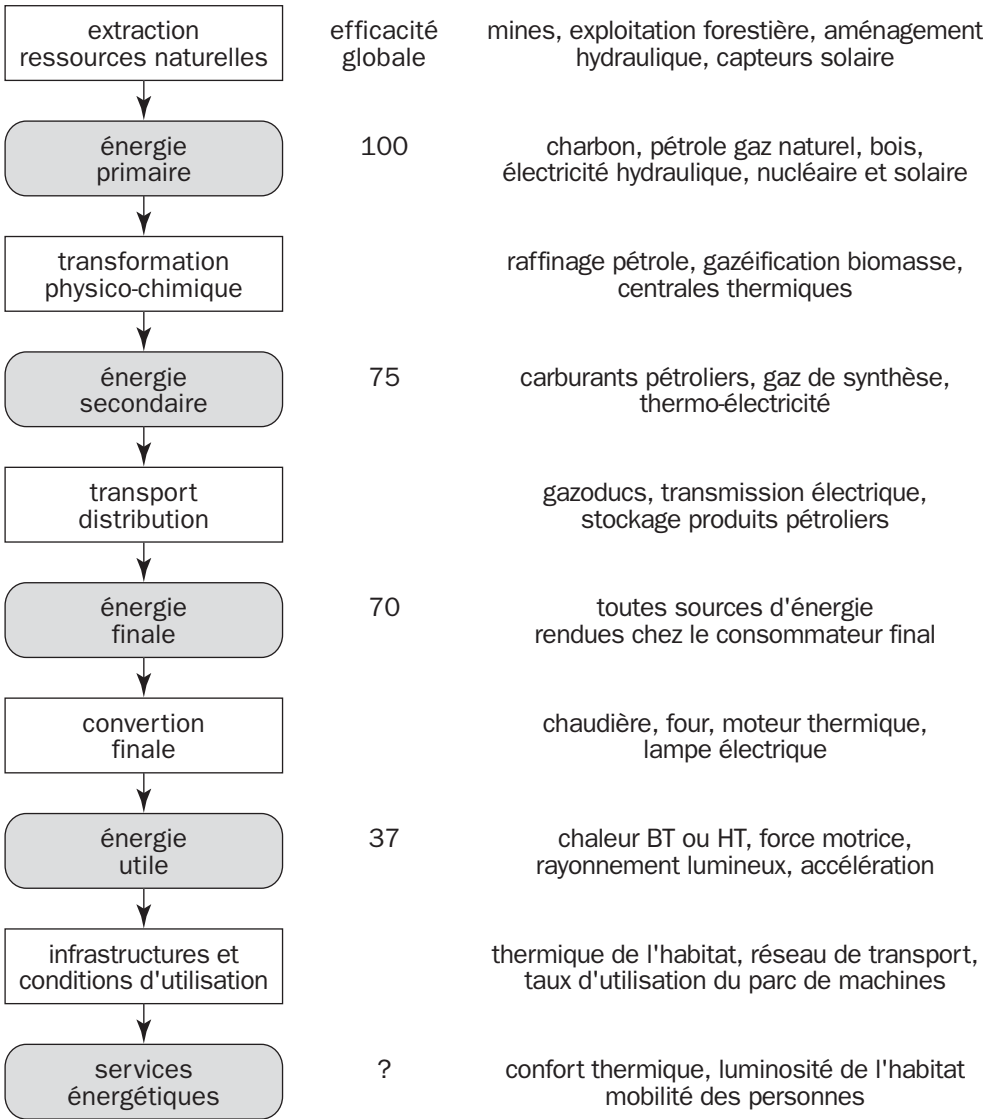
3.1.1. DE LA CONSOMMATION PRIMAIRE À LA CONSOMMATION FINALE

La consommation primaire correspond à la somme des sources d'énergie à l'état brut (bois, charbon, pétrole ou gaz à la tête du puit), avant transformation physique (raffinage pétrolier ou liquéfaction du gaz) et éventuelle conversion en électricité dans une centrale thermique conventionnelle. Une totale cohérence voudrait que l'on inscrive ici l'uranium des centrales nucléaires, la chaleur géothermique captée, la force des cours d'eau ou du vent convertie en électricité : les limites des méthodes de comptabilité énergétique ont conduit à remplacer ces sources d'énergie par les kilowattheures qu'elles fournissent, mesurés aux bornes des centrales. On parle à leur propos d'électricité primaire, par opposition à celle, secondaire, issue de la combustion des énergies fossiles ou de la biomasse. Toutes ces sources d'énergie primaire sont comptabilisées en unités spécifiques (tonnes, m³, stères, kWh et ses multiples), avant d'être additionnées sur la base de leur pouvoir calorifique. Les conventions auxquelles l'on recourt pour la biomasse et les sources fossiles sont discutables, mais relativement simples : l'énergie de chaque source est mesurée par la chaleur de combustion qu'elle dégage à une température de flamme conventionnelle de 2200° K : sur cette base, « une calorie vaut toujours une calorie, quelle que soit sa température » [1]. Cette convention s'applique aussi à l'électricité dite primaire lorsqu'on l'additionne aux autres sources sur la base de la chaleur que dégage 1 kWh dans une résistance, soit 860 kcal. La recherche d'une équivalence thermique de l'électricité se complique lorsqu'on préfère l'établir sur la base de la chaleur nécessaire à produire ce même kilowattheure dans une installation thermique de référence (2150 kcal pci), peu utilisable dans la reconstitution de séries statistiques longues, car les rendements chaleur-électricité ont beaucoup augmenté au cours du temps, cette seconde équivalence exprime cependant mieux que la première le poids effectif de l'électricité dans les bilans énergétiques actuels et l'intérêt de la substituer aux sources fossiles dans un certain nombre d'usages.

Les ressources utilisées à l'état brut sont de plus en plus rares. La plupart sont au minimum lavées et calibrées (charbons), désulfurées voire liquéfiées (gaz naturel), carbonisées (bois), gazéifiées (biomasse humide), raffinées (pétrole brut). Une partie des volumes issus de ces transformations physiques, chimiques ou biochimiques, est en outre convertie en électricité dans des centrales thermiques conventionnelles. Les sources d'énergie qui en sortent sont dites secondaires. Leur pouvoir calorifique ne représente plus, en moyenne, que 75% de celui des sources primaires, car transformations et conversions occasionnent des pertes. En contre-

partie, les sources secondaires sont mieux adaptées aux demandes des utilisateurs finals. La diversité des produits pétroliers à la sortie du raffinage (essence, gas-oil, fuel-oil) l'illustre.

Tableau I - Chaîne des conversions énergétiques



Techniquement adaptées, les sources secondaires ne sont pas forcément disponibles chez le consommateur final (industriel, agriculteur, transporteur, commerçant ou particulier) pour des raisons de localisation spatiale des installations ou de modulation temporelle des productions. Elles n'ont plus besoin d'être transformées physiquement, mais elles doivent être transportées et stockées. Principalement

imputables au réseau électrique, les pertes réduisent le contenu énergétique des sources finales à environ 70% de celui des sources primaires. En revanche, ces sources ont une valeur économique beaucoup plus élevées car elles sont rendues à la porte de l'utilisateur final au moment choisi pour satisfaire ses besoins. La différence de prix entre un kilowattheure de base et un kilowattheure de pointe mesure cette valorisation. Ventilée entre groupes d'utilisateurs, cette consommation dite finale est la dernière connue statistiquement, alors qu'elle ne correspond pas encore aux diverses formes d'énergie (thermique, mécanique, spécifique) qui vont en être tirées, après un éventuel stockage plus ou moins long.

3.1.2. DE LA CONSOMMATION FINALE AUX SERVICES ÉNERGÉTIQUES

Cette partie aval des chaînes énergétiques est difficile à explorer parce qu'on ne sait pas mesurer la consommation d'énergie utile (*useful energy*) et moins encore les services énergétiques, dès que l'on traite un grand nombre d'utilisateurs.

La première correspond à la sortie (*output*) des dispositifs assurant la transformation de n'importe quelle source en formes d'énergie (chaleur basse ou haute température, énergie mécanique, lumière, froid) répondant à la satisfaction d'un besoin en service énergétique. Devrait donc être mesurés la chaleur cédée par le combustible au circuit d'eau chaude, le travail mécanique fourni réellement par l'arbre du moteur ou la lumière émise par une ampoule électrique. Dans les conditions précises de fonctionnement d'une installation donnée et moyennant certaines conventions, cette mesure ne soulève pas de difficultés particulières. En revanche, sa généralisation à une habitation, un atelier ou un véhicule sur une période de temps significative, et plus encore son extension à toute la société, relèvent de la gageure. A ce niveau, on doit donc se contenter d'une mesure très approximative obtenue en multipliant la consommation finale par une estimation de l'efficacité moyenne des chaudières, moteurs et autres appareils de conversion en usage dans une économie donnée.

Les chaînes énergétiques ne s'achèvent pas avec la consommation d'énergie utile. Une même quantité de chaleur cédée au circuit d'eau chaude peut en effet procurer un confort thermique très différent selon que le système de chauffage a été installé dans une maison bien ou mal conçue pour conserver la chaleur et la répartir harmonieusement entre toutes les pièces. Des relations comparables peuvent être établies entre le travail d'un moteur et le service de transport d'un véhicule, entre la lumière d'une ampoule et l'éclairage d'une pièce, entre la chaleur d'une résistance électrique et la cuisson d'un aliment, entre le froid d'un compresseur et la réfrigération d'une boisson. Constitué de toutes les techniques mobilisées pour rendre un service énergétique, ce dernier maillon est difficile à caractériser et plus encore à exprimer par une mesure d'efficacité. On ne saurait cependant le négliger car il est le lieu de nombreux choix à forte incidence sur la consommation d'énergie finale.

3.1.3. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET EXERGÉTIQUE, CONSTATÉE ET POTENTIELLE

Quelle est la part de la consommation finale d'énergie qui est finalement incorporée dans les services énergétiques demandés par une économie nationale ? Jusqu'à quel point et à quelles conditions cette part pourrait-elle être accrue ?

A l'échelle d'un dispositif particulier de conversion (chaudière, automobile, ampoule, frigidaire), le rapport consommation utile/consommation finale résulte du rendement théorique de l'appareil et de ses conditions d'utilisation (durée, fréquences, entretien...). Il est d'une extrême diversité dans une économie industrielle convertissant de nombreuses sources finales en de nombreuses formes d'énergie dans des usages très différenciés. La moyenne nationale que l'on peut tirer d'une observation de ces derniers ne peut donc qu'être une approximation. L'étude la plus récente et la plus complète du sujet [2] avance une efficacité moyenne de conversion utile/finale à l'échelle mondiale de 53% (soit 37% pour la conversion utile/primaire). L'adjonction des conditions souvent médiocres d'incorporation de l'énergie utile aux services énergétiques (habitat mal isolé, par exemple) abaisse vraisemblablement cette efficacité autour de 40%. Des économies nationales très soucieuses de conservation de l'énergie font certainement mieux, mais bien d'autres (anciennes économies socialistes d'Europe ou pays producteurs de pétrole) ne dépassent certainement pas 20 à 30%.

Encore ne s'agit-il là que d'une notion d'efficacité énergétique qui s'appuie sur l'énergie utile et non sur l'énergie utilisable ou exergie. Toutes les estimations ci-dessus reposent en effet sur la convention comptable selon laquelle une calorie contient toujours la même énergie, quelle que soit sa température. Mais, depuis l'avènement de la thermodynamique comme science, on sait qu'une calorie à 2000°C vaut plus qu'une autre à 80°C puisqu'elle permettra d'actionner un moteur thermique et d'en tirer une énergie mécanique « noble ». Pour quantifier cette propriété, on a introduit l'exergie, grandeur apparentée à « l'énergie libre » des physiciens, qui ne diffère de l'énergie que pour les sources thermiques et ce d'autant plus que la température de la source est plus faible. Sous la forme d'un coefficient d'utilité énergétique (e), l'énergie utile consommée par un pays est transformée en exergie utile, comme l'illustre (*tableau II*) le cas de la Suisse en 1975 [3].

Compte tenu de la part considérable qu'occupe la chaleur dans la consommation d'énergie utile de ce pays (notamment à moins de 80°C), l'efficacité utile/finale qui atteignait 68%, soit un niveau remarquable par comparaison à la moyenne mondiale de 53% un quart de siècle plus tard, tombe à 25% sur une base exergétique qui « fait ressortir les mauvaises conditions d'utilisation de la chaleur ». L'écart serait encore plus prononcé si l'on considérait que la chaleur de chauffage peut, dans une forte proportion, n'être délivrée qu'à 50°C environ (grands convecteurs) ou même au dessous (parois chauffantes). Au total en adaptant mieux la structure de la consommation finale à celle de la consommation utile (notamment par récupération de la chaleur perdue ou captation des sources diffuses), on pourrait accroître considérablement l'efficacité des utilisations de l'énergie.

Tableau II - Energie et exergie utiles (Suisse, 1975)

Forme de l'énergie	Energie utile		Coef. (e)	Exergie utile	
	PJ	%		PJ	%
Chaleur	273,6	77,9		48,1	38,3
- dont 353 K (80°C)	191,5		0,115	22,0	
- dont 573 K (300°C)	82,1		0,318	26,1	
Travail	64,1	18,3	1	64,1	51,1
Chimie	12,6	3,6	1	12,6	10,0
Lumière	0,7	0,2	1	0,7	0,6
Total	351,0	100,0		125,5	100,0

Dans quelles proportions ? Nombre de débats sur la question souffrent d'une insuffisante définition du potentiel d'efficacité énergétique, c'est-à-dire de l'écart entre la consommation finale actuelle et celle qui permettrait de rendre le même service par la mise en œuvre de techniques d'utilisation différentes. Cet écart est en effet très variable selon l'horizon temporel et les conditions économiques de changement des techniques que l'on adopte. En allant des plus aux moins contraignantes, on distinguera [4] :

- ▶ le potentiel théorique qui inclut tous les progrès d'efficacité de conversion en énergie utile autorisés par les lois de la thermodynamique, la récupération de toutes les pertes et la réutilisation de tous les déchets, la mise en œuvre des conditions d'utilisation les plus performantes sous l'angle de la consommation d'énergie ;
- ▶ le potentiel technique qui ne retient dans le potentiel théorique que les solutions relevant de technologies d'ores et déjà capables de remplacer celles qui sont en place, sans limitation tenant à des coûts éventuellement plus élevés ;
- ▶ le potentiel économique qui sélectionne parmi ces dernières celles jugées compétitives sur la base des coûts sociaux des sources d'énergie finales, c'est-à-dire après internalisation des coûts externes qui peuvent leur être imputés (dommages provoqués par les pollutions, effets climatiques possibles) ;
- ▶ le potentiel commercial, enfin, qui est inférieur au potentiel économique, non seulement parce que les prix du marché ne reflètent pas les coûts sociaux, mais aussi parce que des imperfections (information imparfaite, aversion au risque, dissociation propriétaire/utilisateur) font que nombre d'utilisateurs ne choisissent pas les techniques d'utilisation économiquement les plus efficaces.

Dans ce qui suit, les évaluations se référeront toujours au potentiel commercial sur la base des prix de l'énergie prévalant au milieu de la décennie 1990. Elles représentent donc des minima que pourraient relever des politiques de vérité des prix de l'énergie (surtout dans les pays qui en sont les plus éloignés) et d'aide à l'utilisation rationnelle de l'énergie.

LES USAGES DE L'ÉNERGIE ET LA DIVERSITÉ DE LEUR EFFICACITÉ

Jusqu'à l'invention, et surtout la diffusion, de la machine à vapeur convertissant l'énergie thermique en énergie mécanique, sources et usages de l'énergie étaient partagés en deux champs bien distincts :

- ▶ d'un côté le travail des hommes et des animaux, complété dans quelques régions par la force des cours d'eau et du vent, fournissait toute l'énergie mécanique utilisée à des fins fixes ou mobiles ;
- ▶ de l'autre la biomasse, à laquelle s'ajoutaient d'infimes quantités de charbon minéral, alimentait tous les besoins en énergie thermique.

Sur la base des équivalences mentionnées plus haut, le premier sous-ensemble ne devait pas dépasser 5% de la consommation mondiale d'énergie en 1800. Dédiés à la cuisson des aliments, au chauffage des locaux dans les régions froides ou tempérées et à la fonte des métaux, les usages thermiques dominaient la scène énergétique.

Au cours des deux siècles écoulés depuis cette date, la part de ces derniers n'a cessé de reculer pour se fixer autour de 50%, dont 10% de chaleur haute température utilisée dans les process industriels. Les autres 50% regroupent toutes les formes d'usages mécaniques (moteurs) et d'usages spécifiques de l'électricité (éclairage, réfrigération, électrolyse). Ils ont bouleversé la vie des hommes en substituant des chevaux-vapeur et des kilowattheures à la force musculaire, en abolissant les distances par un essor sans précédent des transports et en allongeant le temps d'activité par la généralisation de l'éclairage artificiel.

Afin de détailler la liste de ces usages de façon plus précise, on peut se reporter à la consommation finale d'énergie de la France, reconstituée dans le **tableau III**. Les statistiques disponibles font état d'une consommation de 210 Mtep répartie entre trois secteurs : le résidentiel-tertiaire (46,0%), l'agriculture et l'industrie (29,2%) et les transports (24,8%). Dans quels usages est-elle employée et sous quelles formes ? A la satisfaction de quels services est-elle destinée ? Son étude conduit aux estimations suivantes :

- ▶ 70% de la consommation du résidentiel-tertiaire et 30% de celle de l'agriculture-industrie sont transformés en chaleur basse température, principalement pour apporter un confort thermique aux logements, bureaux, commerces et locaux industriels, soit 41% de la consommation finale totale ;
- ▶ 100% de la consommation du transport sont destinés à la traction de véhicules routiers, navires ou aéronefs qui assurent la mobilité des personnes et des marchandises, soit 25% du total ;
- ▶ 26% de la consommation du résidentiel-tertiaire et 30% de celle de l'agriculture-industrie servent à fournir de l'énergie mécanique fixe, principalement par le biais de moteurs électriques, de l'éclairage et d'autres usages spécifiques de l'électricité (électrolyse, réfrigération) en vue de rendre une multitude de services industriels et ménagers, soit 22% du total ;

Tableau III - Conversion des sources finales en énergie utile (France, 1998)

Secteurs	Chaleur BT	Chaleur HT	Force motrice mobile	Force motrice fixe	Eclairage et autres usages spécifiques électricité	Total [Mtep]
Résidentiel-tertiaire	chauffage des locaux, eau chaude (70%)	cuisson des aliments (4%)		appareils ménagers, ascenseurs (10%)	lampes, téléviseurs, ordinateurs (16%)	95,9 (46,0%)
	chauffage des locaux, séchage (30%)	fours, HF, chaudières, échange. chal. (40%)		moteurs thermiques et électriques (20%)	lampes, automatismes, électrolyse (10%)	
Transport			véhicules routiers, chemins de fer, tramways, avions (100%)			52,1 (24,8%)
Total	41%	13,5%	25%	10,5%	10%	209,5

- ▶ restent 40% de la consommation de l'industrie absorbée par les process sous forme de chaleur moyenne et haute température (300 à 1500°C et plus), indispensable à la production des matériaux tels qu'acier, ciment, verre, métaux non-ferreux, soit 12% du total.

Cette structure des usages varie bien évidemment d'un pays à l'autre, en fonction de la rigueur du climat (plus d'usages thermiques basse température), de l'étendue géographique et du relief (plus de force motrice mobile), du degré d'industrialisation (plus d'usages mécaniques fixes et de chaleur de process). Partout, cependant, les quatre familles d'usages énergétiques se caractérisent par des potentiels inégaux d'élévation de leur efficacité.

3.1.4. LE CONFORT THERMIQUE

Bien qu'elle comporte une part de subjectivité, la notion de confort thermique renvoie à quelques indicateurs tels que la température et le degré d'humidification de l'air qui caractérisent le service à satisfaire, soit par chauffage, soit par réfrigération d'un local. Dans le premier cas, le plus fréquent pour les pays industrialisés de l'hémisphère nord, une température intérieure, supérieure à celle de l'extérieur, ne peut être atteinte que par la fourniture d'une certaine quantité d'énergie thermique qui élèvera la température de l'air et des parois à travers lesquelles s'écoule la chaleur. De très nombreux paramètres interviennent dans le calcul des besoins de chaleur à fournir au cours d'une année pour atteindre un confort thermique donné [5].

Les moyens de chauffage sont les premiers auxquels l'on pense. Depuis le premier feu de bois de l'homme des cavernes, ils ont beaucoup évolué : cheminée ouverte (*open fire*) dont le rendement ne dépasse pas 5 ou 6% en moyenne ; cuisinières, poêles à bois ou à charbon dont les modèles les plus performants ont atteint 30 à 40% ; chauffage central alimenté par des chaudières perfectionnées (à condensation, en particulier) qui, régulés électroniquement et bien entretenues, approchent les 95%. En France, l'évolution des rendements moyens de ce dernier type d'installation est passé de 65% (avant 1975) à 70% (1975-1984), 80% (1984-1988) et 90% (après 1988). A ce seul niveau, les gains d'efficacité considérables sont dus au progrès des techniques (matériaux et surtout électronique), à la disponibilité de nouveaux combustibles (gaz naturel, notamment), à la forte hausse des prix de l'énergie après les chocs pétroliers et à la vive concurrence entre constructeurs d'installations de chauffage.

Beaucoup plus efficaces, ces dernières ont en outre été de plus en plus souvent installées dans des bâtiments modernes ou réhabilités, d'où une réduction des besoins en énergie utile obtenue de deux façons. L'une a consisté à diminuer les déperditions à travers les parois et la circulation de l'air. Le retour de la thermique de l'habitat au premier rang des préoccupations des architectes et des constructeurs d'immeubles s'est traduit par un véritable saut dans les techniques d'isolation et de contrôle des circuits d'air. Les progrès des matériaux (béton cellulaire,

laine de verre, mousse isolante) y ont joué un grand rôle, mais la sévèrisation des normes de construction a été déterminante.

En France, le coefficient G (mesure de la quantité de chaleur moyenne s'échappant du logement qui s'exprime en unité de puissance par unité de volume et par degré d'écart entre l'extérieur et l'intérieur, soit en $W/m^3\text{°C}$) a été réduit de 25% par trois fois (1974, 1982, 1988) ; ont suivi en 2000 la généralisation à tous les bâtiments neufs des normes « chauffage électrique » et la programmation d'une réduction de 10% tous les 5 ans à partir de 2005. Les résultats obtenus et attendus sont réunis dans le *tableau IV*.

**Tableau IV - Evolution des consommations unitaires
des logements en France (en kWh/m²) [source : CLIP 13]**

Consommations observées parc ancien		Consommations attendues parc neuf	
1968	338	1988	95,0
1973	330	2000	81,8
1978	260 à 280	2010	66,3
1983	230	2020	53,7
1993	190	2030	43,5
1998	180	2050	31,7

La deuxième façon de réduire les besoins en énergie utile pour un même service énergétique a consisté à récupérer de façon plus efficace le rayonnement solaire, et parfois même la chaleur du sous-sol. Exploité depuis toujours comme source de chaleur domestique, le premier a bénéficié des progrès des techniques solaires

- ▶ actives, *via* des capteurs solaires-plan absorbant le rayonnement pour le convertir en chaleur évacuée par un fluide caloporteur à destination d'une habitation, d'un chauffe-eau ou d'une piscine ; après une période d'improvisation, de rapides progrès ont été réalisés en matière d'étanchéité, de liaison thermique entre la tôle noire de l'absorbeur et les tubes d'eau, de qualité optique des matériaux transparents ou absorbants [6] ;
- ▶ passives, sous forme d'architecture bioclimatique consistant par appel à l'orientation des façades, l'utilisation de vérandas, l'emploi de matériaux massifs, la ventilation naturelle, à protéger le bâtiment du froid, à récupérer le maximum d'apports solaires en saison froide et à se protéger des surchauffes en saison chaude.

La récupération de la chaleur du sous-sol est elle aussi réalisée par des moyens passifs (préchauffage de l'air extérieur par circulation dans des conduites enterrées à 3-4 m de profondeur) ou actifs (pompes à chaleur - PAC). Ces dernières sont des machines thermodynamiques capables de déplacer des calories d'un bas niveau de température où elles sont inutilisables, voire gênantes, à un niveau plus élevé où elles sont utiles. L'énergie électrique dépensée au compresseur est d'autant

plus grande qu'est grand l'écart de température entre sources froide et chaude. Le coefficient de performance (COP) mesure le rapport entre l'énergie thermique fournie à la source chaude et celle dépensée au compresseur. Dans des gammes de quelques kilowattheures, les PAC contribuent au chauffage et à la climatisation des locaux. Au-dessus (jusqu'à plusieurs dizaines de mégawatts), elles apportent chaleur et froid (thermofrigopompes) à tous types d'industries, agroalimentaires notamment.

La combinaison de systèmes de chauffage plus efficaces, de moindres déperditions de chaleur et d'apports supplémentaires prélevés sur l'environnement naturel de l'habitat a stabilisé en France, depuis 1973, la consommation d'énergie destinée au chauffage des locaux. Est-ce à dire que le confort thermique est aujourd'hui un service satisfait de façon très efficace et que toute nouvelle amélioration sera limitée et coûteuse ? Certainement pas, pour deux raisons, dont la première est que les logements performants ne représentent qu'une fraction du parc actuel (18% en France) et que de nouveaux gains suivront la démolition, ou mieux la réhabilitation, des 80% restant. Cet effet s'applique aussi aux régions à climat chaud qui adoptent de plus en plus de sévères normes thermiques pour climatiser leurs immeubles autrement que par la production, souvent peu efficace, de froid à l'aide de climatiseurs dans les différentes pièces.

L'autre raison est la poursuite des progrès visant à satisfaire le besoin de confort thermique, poursuite qu'exprime le renouvellement désormais plus fréquent des normes dans tous les pays industrialisés. De nouvelles avancées sont en cours en matière d'isolation, notamment par la pause de superfenêtres dotées de films transparents qui laissent passer la lumière visible et la moitié de l'énergie solaire sans laisser repartir la chaleur, grâce au réfléchissement des infrarouges vers l'intérieur (ou inversement dans les pays chauds). Alors qu'une maison moyenne en Allemagne perd 200 kWh/m²/an, une maison comparable en Suède ne dépasse pas 50-60 aujourd'hui et ne devrait pas dépasser 30-40 à l'avenir. D'autres avancées, surtout intéressantes pour l'industrie et le tertiaire, sont attendues de nouvelles techniques de récupération de la chaleur émise par les machines, les canalisations de fluides, les ascenseurs ou les ordinateurs. Estimée à 32 W/m² dans un bureau, 84 dans un immeuble ou 100 dans l'atelier d'une école d'ingénieur, cette chaleur peut être récupérée par recyclage de l'air vicié. Appliquée sans augmentation de coût au nouveau siège de la banque Ing (Pays-Bas), cette technique limite les déperditions de chaleur interne à 0,4 GJ/m²/an, contre 4,8 dans l'ancien siège [7].

3.1.5. LA FABRICATION DES MATÉRIAUX

Particularité de l'industrie par rapport aux autres secteurs de consommation : elle doit satisfaire des services énergétiques par de la chaleur à moyenne et surtout haute température pour,

- la cuisson de la pâte à papier produite par voie chimique, mécanique ou mi-chimique,

- ▶ la réduction du minerai de fer par procédés endothermiques dans les hauts fourneaux,
- ▶ la transformation de la fonte en acier par procédés exothermiques dans des fours ouverts (Thomas ou Martin), des convertisseurs à oxygène ou des fours électriques,
- ▶ la fusion d'éléments vitrifiants dans des fours à bassin destinés à produire le verre,
- ▶ la cuisson en fours rotatifs du calcaire et de l'argile à partir desquels sont fabriqués le clinker puis le ciment,
- ▶ le traitement de la bauxite en autoclaves chauffés à la vapeur afin de produire une alumine calcinée en fours tournants puis de l'aluminium par électrolyse,
- ▶ l'alimentation de tous les process de l'industrie chimique, du vapocraquage des oléfines au reformage des aromatiques et aux multiples réactions endo- ou exothermiques mises en œuvre plus en aval.

La consommation d'énergie finale qui satisfait tous ces usages, à l'exclusion de celle servant de matière première à la chimie organique, croît peu ou même décroît dans les pays industrialisés depuis le milieu des années 1970. En France, par exemple, elle est passée de 58,27 Mtep en 1973 à 57,61 en 1998, les hausses de la chimie de base (9%), de l'industrie agroalimentaire (54%), du papier-carton (54%) et des industries diverses (51%) étant plus que compensées par les baisses de la sidérurgie (-43%), de la métallurgie et des métaux non-ferreux (-36%), des matériaux de construction (-49%) et de la construction mécanique et électrique (-21%) [8]. Strictement économiques, certains facteurs expliquant ces baisses de consommation (délocalisations industrielles et dématérialisation de l'activité économique) seront examinées plus loin. D'autres tiennent à l'efficacité énergétique croissante des procédés de fabrication des matériaux. A preuve, l'évolution entre 1950 et 1995 des consommations moyennes d'énergie incorporées en Europe occidentale, dans une tonne d'acier (0,8 à 0,5 tep), d'aluminium (4,9 à 3,4), de plastiques (2,6 à 1,8).

La tendance à la baisse est presque aussi ancienne que le sont les industries, pour la simple raison que la réduction du coût des achats d'énergie a toujours été un impératif pour des entreprises en concurrence, dont les achats de combustibles et d'électricité dépassent souvent 10% de leurs coûts totaux, contre 2 à 5% dans le reste de l'industrie. Cette tendance a été accentuée au cours du dernier quart de siècle par la hausse des prix de l'énergie, après les chocs pétroliers, et les politiques publiques de maîtrise de la demande, désormais inspirées par les préoccupations environnementales des gouvernements. Elle a été facilitée par la substitution du gaz naturel et de l'électricité au charbon et aux produits pétroliers.

Comment les diverses industries ont-elles accru l'efficacité énergétique de leurs process ? Changements technologiques et changements organisationnels y ont concouru de plusieurs façons :

- ▶ l'élévation de l'efficacité des divers types d'autoclaves, dispositifs de distillation ou d'électrolyse, chaudières et fours a été recherchée et rendue possible par les

progrès de la thermique industrielle, le supercalorifugeage et surtout une régulation électronique de plus en plus fine des opérations de fusion ou de combustion ;

- ▶ fréquemment, les procédés les moins performants en termes de consommation d'énergie ont été remplacés par d'autres : voie humide par la semi-humide, la semi-sèche ou la sèche dans les cimenteries ; diffusion des fours dopés à l'électricité ou entièrement électriques dans les verreries ; substitution des fours ouverts (*open hearth furnaces*) par des convertisseurs à l'oxygène ou des fours électriques dans les aciéries ; coulée continue supprimant le refroidissement et le réchauffage des lingots dans le laminage ; intégration du processus de production pâte à papier-papier éliminant le séchage de la pâte ;
- ▶ le long de tous ces procédés, les calories ont, de plus en plus, été récupérées et valorisées en haute, moyenne ou basse température (recyclage des gaz de haut fourneau, récupération de chaleur des aciéries, verrerie, papeteries, industries chimiques), tandis que la conjonction de besoins d'électricité et de chaleur a favorisé le développement de la cogénération dont l'efficacité globale (chaleur-force) est particulièrement élevée et dont les combustibles peuvent être des déchets de l'entreprise (bois, papier, pneus...) ;
- ▶ très souvent le recyclage de matériaux récupérés a abaissé les consommations unitaires d'énergie de l'industrie : ferraille dans les fours électriques, aluminium dont le recyclage n'exige que 5% de l'énergie absorbée par la production primaire, verre dont la réintroduction sous forme de calcin économise 15 à 25% de l'énergie de fusion, vieux papier économisant de l'énergie sous certaines conditions (de désencrage, notamment).

Tous les progrès énumérés ci-dessus ne signifient cependant pas que la fabrication de matériaux ait atteint un degré d'efficacité énergétique tel qu'aucun gain supplémentaire ne soit attendu au cours des prochaines décennies. D'abord parce les changements technologiques énumérés ci-dessus ne se sont pas encore diffusés dans toutes les entreprises des pays industrialisés et, plus encore, des économies en transition (anciens pays socialistes d'Europe) qui n'attachaient aucun intérêt à l'efficacité énergétique, et des économies en développement dont les installations industrielles sont souvent obsolètes.

Ensuite parce que des procédés plus performants continuent d'être mis sur le marché ou sont l'objet de nouveaux développements. La pétrochimie et la chimie adoptent de nouveaux catalyseurs et des procédés de séparation par membrane remplaçant les distillations grosses consommatrices d'énergie. L'utilisation des micro-ondes dans la cimenterie permettrait d'abaisser à 1000°C la température de clinkerisation. En sidérurgie, la pré-réduction du minerai au gaz rend possible la suppression du haut fourneau et la conversion directe à l'hydrogène. Parallèlement, les entreprises modifient en profondeur leurs modes de gestion en traitant leurs déchets comme des ressources, d'où le progrès des techniques de tri des ferrailles et des plastiques, le démontage automatique des machines usées et la récupération de leurs pièces, la réalisation de parcs éco-industriels dans lesquels les déchets

des uns deviennent des ressources des autres, à l'image de ce qui se passe dans un écosystème biologique [9].

Pour toutes ces raisons, la synthèse sur le sujet que vient de terminer le *World Energy Assessment* conclut à des potentiels économiques d'efficacité énergétique, sur l'horizon 2010, de l'ordre de 4 à 8% aux Etats-Unis, 10 à 20% en Europe occidentale, 20 à 40% dans le reste du monde.

3.1.6. LE TRANSPORT DES HOMMES ET DES MARCHANDISES

Contrairement à celle de l'industrie, la consommation d'énergie du secteur des transports ne diminue pas, mais croît fortement dans tous les pays du monde. En France, par exemple, elle a augmenté de 46% entre 1980 et 2000, passant de 22% à 25% de la consommation finale totale. Urbanisation et élévation des revenus nourrissent un besoin de mobilité locale, régionale et mondiale des hommes, tandis que les spécialisations de l'activité économique supposent des déplacements de marchandises de plus en plus longs et fréquents. Ces services sont rendus par le secteur des transports (terrestres, maritimes et aériens) où se concentre la quasi-totalité de la consommation d'énergie sous la forme de force motrice mobile. A quelques exceptions près (oléoducs, gazoducs, aqueducs), cette dernière sert à la traction de moyens de locomotions mus soit par des moteurs électriques (véhicules sur rail) soit, le plus souvent, par des moteurs thermiques qui convertissent l'énergie chimique des carburants.

Quel que soit leur moyen de traction, les véhicules ont besoin d'énergie utile pour vaincre deux types de force qui s'opposent au déplacement [10] :

- ▶ les forces d'inertie qu'il faut vaincre pour imprimer une accélération à la masse par de l'énergie qui sera restituée sous forme de chaleur (air, route, frein) encore difficilement récupérable ;
- ▶ les forces de frottement (aérodynamiques) et les forces de roulement, les premières croissant beaucoup plus vite que les secondes avec la vitesse du véhicule.

Les paramètres accessibles pour réduire la consommation d'énergie finale sont d'une part la masse et l'accélération, d'autre part la vitesse et les qualités techniques des véhicules. Les possibilités d'agir sur chacun d'eux varient avec chaque moyen de transport (routier ou ferroviaire, maritime, fluvial ou aérien), d'où l'importance de la structure modale des transports pour expliquer l'efficacité des usages énergétiques du secteur dans un pays donné, et son évolution dans le temps. Au sein de chaque mode, interviennent ensuite les qualités techniques des véhicules et la façon de les utiliser (entretien, conduite...).

Toutes choses égales par ailleurs, il faut une plus grande quantité d'énergie finale (en grammes équivalent pétrole - gep) pour assurer le transport d'une tonne de marchandise sur un kilomètre (t/km) ou d'un voyageur sur la même distance (v/km) par camion, voiture individuelle ou avion que par oléoduc, train ou tramways.

Initialement variable d'un pays à l'autre, la structure modale a généralement évolué au cours des dernières décennies dans un sens peu favorable à l'efficacité énergétique du transport. A peu près partout, l'avion et le véhicule routier ont accru leur part de marché au détriment du chemin de fer, du transport fluvial et parfois maritime (cabotage, notamment). Les gagnants ont mieux répondu que les autres au besoin de rapidité, de souplesse et de confort recherchés par les voyageurs et les donneurs d'ordre, mais ils ont aussi bénéficié, dans certains pays, d'une concurrence biaisée par des tarifications reflétant mal les coûts sociaux engendrés par chacun d'eux. En France, par exemple, les péages et taxes diverses payées par les poids lourds représentent moins de 60% de ce que coûte ce transport à la collectivité. A l'avenir, l'internalisation de tous les coûts dans les prix du transport routier et aérien pourrait stopper l'évolution, à défaut de la renverser. Le développement du transport combiné va dans cette direction.

La croissance de la consommation finale d'énergie aurait été beaucoup plus élevée si les consommations unitaires d'énergie des divers moyens de transport n'avaient pas diminué. Dans le transport aérien, elles ont été réduites de 40% en moyenne entre 1970 et 1995. L'amélioration des performances des réacteurs (passage au double flux à taux de dilution élevé), l'allègement des structures grâce aux fibres de carbone et aux nouveaux alliages d'aluminium, l'optimisation des vols permise par les ordinateurs embarqués y ont contribué.

Dans le transport routier, la réduction des consommations unitaires a été spectaculaire aux Etats-Unis jusqu'en 1986 (de 17,8 à 8,7 L aux 100 km, en moyenne) sous l'effet des nouvelles normes de 1979, mais elle a aussi été significative en Europe occidentale et au Japon (de l'ordre de 2 à 4 L). Ont joué dans ce sens,

- ▶ l'amélioration des coefficients d'aérodynamisme,
- ▶ l'allègement des véhicules (chaque gain de 100 kg économise 0,5 L de carburant) facilitée par l'introduction des matières plastiques dans la carrosserie,
- ▶ l'élévation du rendement des moteurs, grâce au contrôle électronique de la carburation.

En combinant de nouveaux allègements des véhicules et la poursuite du perfectionnement des moteurs (en attendant les motorisations, hybride et par pile à combustible), la réduction des consommations unitaires pourrait repartir. Le poids de modèles expérimentaux a été divisé par trois (de 1500 à 500 kg) en remplaçant l'acier par des fibres de carbone et en supprimant nombre de pièces inutiles. La diffusion de l'injection directe et les recherches en cours sur les frottements ou la chimie de la combustion permettent d'envisager des rendements de 40% et plus alors que le rendement moyen des moteurs thermiques ne dépasse toujours pas 25%. Des consommations unitaires inférieures à 3 L/100 km sont à la portée de la plupart des constructeurs.

Trains à grande vitesse exceptés, l'efficacité énergétique de la plupart des moyens de transport terrestres et surtout aériens, en conditions réelles d'utilisation (moyen-

nant donc des hypothèses de taux d'occupation), devrait continuer à croître au cours des prochaines décennies [11].

Tableau V - Comparaison des efficacités énergétiques entre modes de transport 1994-2030 (en gep)

<i>Modes</i>	<i>Unités de consommation</i>	<i>1994</i>	<i>2030</i>
<i>Automobile interurbaine</i>	gep/voyageur . km	30	22
<i>Bus et cars</i>	<i>id.</i>	13	11
<i>Trains grande vitesse</i>	<i>id.</i>	10	12
<i>Trains express régionaux</i>	<i>id.</i>	21	18
<i>Aérien</i>	<i>id.</i>	86	25
<i>Véhicules utilitaires légers</i>	gep/véhicule . km	63	48
<i>Poids lourds</i>	gep/tonne . km	30	22
<i>Trains entiers</i>	<i>id.</i>	6	5
<i>Transport combiné</i>	<i>id.</i>	9	8

Ces gains d'efficacité seront-ils contrebalancés ou amplifiés par l'évolution de la structure modale du transport et celle des conditions d'utilisation des moyens de transport (les petits déplacements urbains et le non-respect des limitations de vitesse) ? Des forces jouent dans les deux sens.

D'un côté, la volonté d'améliorer la qualité de l'air en zone urbaine s'est déjà traduite par une sévèrisation des normes d'émission (NO_x, COV, particules) conduisant par étapes d'ici 2015 à la mise sur le marché de véhicules de plus en plus propres. En outre, la congestion urbaine, l'insécurité routière et les émissions de CO₂ poussent au développement des transports sur rail, urbains (tramways) et interurbains (trains à grande vitesse pour les voyageurs, transport combiné accompagné et non-accompagné pour les marchandises) que les Etats peuvent soutenir par une large panoplie de moyens fiscaux et réglementaires. D'un autre côté, la poursuite de la périurbanisation et des pratiques de « juste à temps » favorisent le recours aux véhicules routiers, tandis que l'aspiration à une plus grande mobilité internationale assure la forte croissance du trafic aérien. La structure modale n'évoluera vraisemblablement pas de façon identique dans tous les pays.

3.1.7. FORCE MOTRICE FIXE, ÉCLAIRAGE, RÉFRIGÉRATION ET TRAITEMENT DE L'INFORMATION

Répartis dans tous les secteurs d'activité, ces usages énergétiques ont en commun d'être captifs pour l'électricité dont ils représentent 60 à 70% des ventes dans les pays industrialisés.

Viennent en tête les moteurs employés dans l'industrie qui transforment de l'énergie électrique en énergie mécanique de rotation pour l'entraînement de divers organes. En France, ils absorbent environ 70% de la consommation d'électricité de l'industrie et se répartissent entre la compression (30%), le pompage (20%), la ventilation (13%), la mise en mouvement d'appareillages divers (27%). Selon les puissances, les vitesses et autres services demandés, les caractéristiques des moteurs varient considérablement (universel ; asynchrone monophasé, triphasé, à rotor bobiné ; pas à pas ; à courant continu). Déjà élevés au début du siècle (85% en moyenne), leurs rendements moyens ont crû lentement puis ont décliné à partir de 1955 jusqu'à ce que soient lancés les moteurs à haute efficacité au début des années 1990 dont les plus puissants (> 125 kW) atteignent 95,1% en moyenne et que soient développés les moteurs à aimants permanents qui dépassent 97% dans les mêmes gammes de puissance. Les gains d'efficacité à attendre découlent désormais de la diffusion de ce type de moteurs et de leur couplage avec des variateurs électroniques de vitesse qui permettent de maximiser leurs performances par rapport au service qui leur est demandé [12].

Les consommations d'énergie destinées à l'éclairage représentent entre 10 et 20% du volume des ventes d'électricité, réparties de façon moyenne entre le tertiaire et l'éclairage public (58%), le résidentiel (25%) et l'industrie (17%). Le convertisseur le plus répandue de l'énergie électrique en lumière est la lampe à incandescence dont l'efficacité lumineuse (rapport entre le flux lumineux produit et la puissance électrique absorbée) n'a que peu augmenté depuis sa mise au point par Thomas EDISON, soit 10 lm/W (1910), 12,5 (1917), 15 (1936) et à peine plus aujourd'hui [13]. D'autres types de lampes beaucoup plus efficaces existent pourtant [14] :

- ▶ les tungstène-halogènes qui sont des lampes à incandescence dont le filament fonctionne à plus haute température sans accélération de l'évaporation et dont le rendement lumineux se situe entre 20 et 25 lm/W ;
- ▶ les tubes fluorescents dont le rayonnement provient de la décharge dans une vapeur de mercure traversée par un courant électrique et dont le rendement atteint de 50 à 90 lm/W, suivis par les fluorescentes compactes (LFC) ou basses consommations qui fonctionnent selon les mêmes principes mais avec starter et ballast incorporés dans le culot de la lampe ;
- ▶ la famille des décharge à haute pression (HID) à laquelle appartiennent les lampes à vapeur de mercure, les lampes aux halogènes métalliques, les lampes au sodium haute-pression, toutes dans la gamme des rendements de 50 à 200 lm/W.

Ces lampes sont fréquemment utilisées dans l'industrie et le tertiaire, mais encore peu dans le résidentiel (moins de 20% en France) parce que le consommateur individuel est à la fois mal informé et peu attiré par un produit qui s'apparente à un investissement, compte tenu de son prix et de sa durée de vie. Le potentiel d'efficacité économique à exploiter reste donc considérable.

Depuis leur diffusion dans la quasi-totalité des ménages (les taux d'équipement s'approchent de 100% dans les pays industrialisés), les appareils ménagers consti-

tuent le troisième poste de consommation d'électricité hors usages thermiques. A leur tête, les appareils frigorifiques (que l'on trouve aussi dans l'industrie) : ils conservent la nourriture à basse température par absorption de la chaleur du compartiment intérieur qu'un compresseur évacue à l'aide d'un fluide frigorigène vers un condensateur extérieur. Toutes choses égales par ailleurs (importance de la charge thermique à absorber, température extérieure ambiante, fréquence des ouvertures), l'efficacité des machines frigorifiques dépend de leur plus ou moins bonne isolation et de la performance du compresseur. L'une et l'autre avaient été sacrifiées sur l'autel de la fabrication de masse à bas prix des années 1950 et 1960 : isolation minimum pour gagner de la place et réduire les coûts ; compresseur médiocre placé sous le réfrigérateur dans lequel il renvoyait de la chaleur ; condensateur de si petite taille qu'il devait être ventilé pour éviter une surchauffe ; portes peu étanches ; adjonction de résistances électriques pour éliminer la buée extérieure et le givre intérieur [15]. Depuis, sous la pression des politiques de maîtrise de l'énergie, l'efficacité des réfrigérateurs a considérablement augmenté. Aux Etats-Unis, la consommation moyenne de 3,36 kWh/L (y compris le compartiment de réfrigération) en 1972 est tombée à 1,87 en 1987, soit un niveau encore élevé au regard des normes de consommation maximale de 1,52 en 1990 puis 1,16 en 1993 et 0,86 en 1998 par accord entre les fabricants. De nouveaux progrès dans ce sens sont attendus d'une isolation plus poussée (panneaux isolants sous vide), compresseurs linéaires ou à vitesse variable, échangeurs accumulateurs, régulation électronique se substituant à la thermomécanique [16]. Outre celles des réfrigérateurs et congélateurs, les efficacités de tous les autres appareils ménagers pourraient aussi être accrues comme on peut le lire dans le **tableau VI**.

Restent les appareils de réception (télévision) et traitement (ordinateurs) de l'information dont le nombre ne cesse de grandir, aussi bien dans l'industrie que dans le résidentiel-tertiaire. Leur efficacité s'est aussi accrue et continuera de s'accroître.

Tableau VI - Consommations électriques des appareils ménagers (en kWh/an)

[source : Facteur 4, p. 57 et suivantes]

Appareils	Moyenne 1988	Meilleur disponible	Objectif possible
Réfrigérateur Danemark - 200 litres sans congélateur	350	90	
Congélateur Danemark - 250 litres	500	180	100
Lave-linge Danemark - 4 kg - 200 heures/an	400	240	115
Lave-vaisselle	500	310	165
Sèche-linge - 3,5 kg - 130 séchages/an	440	350	180
Cuisinière électrique	700	400	280

3.2. DE L'EFFICACITÉ À LA PRODUCTIVITÉ DE L'ÉNERGIE

La croissance de l'efficacité globale des chaînes énergétiques n'est pas une nouveauté. A des rythmes variables selon les pays et les époques, sans exclure des phases de régression, le rapport énergie utile/énergie primaire s'est élevé depuis le XIX^e siècle : en moyenne de 10,5% à 22% entre 1860 et 1950, selon Palmer PUTNAM [17], beaucoup plus aux Etats-Unis (de 8 à 30%) mais beaucoup moins en Inde (de 5 à 6%)¹. Cette évolution a donc freiné la croissance de la consommation d'énergie que tiraient celles de la population et de l'activité économique. Dans quelle proportion ? On ne peut pas répondre en systématisant les mesures d'efficacité telles que mentionnées ci-dessus tant sont grandes les difficultés de quantification de la consommation d'énergie utile et plus encore du contenu des services énergétiques à l'échelle d'une économie nationale (voir § 3.1). On se réfère donc à un indicateur de productivité, au sens traditionnel que lui donnent les économistes lorsqu'ils mesurent la productivité du travail ou du capital. Il s'agit ici du volume de biens et de services (mesuré en valeur) qu'une économie nationale peut produire à l'aide d'une quantité donnée de sources d'énergie (PIB/ENE) que l'on a pris l'habitude de lire en l'inversant (ENE/PIB) sous la dénomination d'intensité énergétique de l'activité économique.

3.2.1. LA SIGNIFICATION DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE

En rapportant la consommation d'énergie primaire ou finale de la France ou des Etats-Unis, en tep ou TJ, au volume de la production de ces pays la même année, exprimé par le Produit Intérieur Brut (PIB) en milliards de dollars ou d'euros, on obtient l'intensité énergétique de l'activité économique. En 2000, par exemple, cette intensité en tep par 1000 € est estimée à 0,273 (Union européenne), 0,288 (Etats-Unis), 0,172 (Japon), 1,238 (ex-URSS), 0,899 (Chine) ou 0,375 (monde).

Indicateur apparemment très simple, l'intensité énergétique d'un pays doit être interprétée avec une grande prudence, surtout si on l'utilise pour retracer des évolutions temporelles ou effectuer des comparaisons internationales. Si les numérateurs (aux différences près de coefficients d'équivalence entre sources d'énergie) ne posent pas trop de problèmes, les dénominateurs ne sont comparables qu'à certaines conditions :

- d'une année à l'autre, il faut s'assurer qu'il s'agit bien de valeurs constantes, c'est-à-dire de PIB déflatés à l'aide d'un indice des prix qui efface les effets d'éventuelles inflations ;

¹ On doit à André GARDEL ([3], p. 167-168) des estimations plus récentes mais plus ponctuelles : Etats-Unis 1970 (44%), Europe de l'Ouest 1972 (33%), Europe de l'Est (32%), Suisse 1910-1970 (38%-52%).

- d'un pays à l'autre, il faut recourir à une même unité monétaire obtenue à l'aide soit de taux de change, soit d'un indice de parité de pouvoir d'achat (ppa).

Qui plus est, ENE/PIB n'est pas un indicateur d'efficacité mais de productivité. Son niveau exprime donc une double réalité, énergétique (l'efficacité de conversion des sources primaires en énergie utile, comme exposé ci-dessus ; voir § 3.1), mais aussi économique (la composition du PIB). Un ENE/PIB élevé peut signifier soit un système énergétique peu efficace pour des raisons technologiques ou organisationnelles, soit un PIB reposant majoritairement sur des activités économiques fortes consommatrices d'énergie (sidérurgie, métallurgie, chimie lourde), soit les deux à la fois. Une diminution de l'intensité peut indiquer soit une élévation de l'efficacité de la chaîne des conversions énergétiques, soit une dématérialisation du PIB (croissance plus rapide de l'informatique que de la production d'acier), soit les deux à la fois. Cette ambivalence peut être en partie levée en décomposant une variation de ENE/PIB entre composantes, structurelle et technologique, cette dernière étant alors assimilable à une variation d'efficacité du système énergétique (volume d'énergie utile/volume d'énergie primaire).

Pour un pays donné, la consommation totale d'énergie ENE peut ainsi être décomposée en une somme de produits de facteurs **[18]** :

$ENE = \sum ENE_i$, l'indice i étant relatif aux divers secteurs de l'économie

$ENE_i = \sum (ENE_i / VA_i) \times (VA_i / PIB) \times PIB$

où ENE représente la consommation totale d'énergie,

ENE_i et VA_i la consommation d'énergie et la valeur ajoutée du secteur i ,

PIB l'activité économique d'ensemble,

ENE_i / VA_i un indicateur d'intensité énergétique du secteur,

VA_i / PIB un indicateur de structure économique.

L'expression signifie donc que ENE dépend de la valeur globale du PIB (toutes choses égales par ailleurs, ENE sera plus élevé en France qu'au Portugal) ; de la structure du PIB (% des diverses productions allant de l'aluminium gros consommateur d'énergie aux logiciels informatiques qui le sont beaucoup moins) ; de l'intensité énergétique de chaque production entrant dans le PIB (un même euro d'aluminium exigera la consommation de plus ou moins d'électricité selon l'efficacité des procédés industriels). En faisant apparaître explicitement les variations Δ de chacun des termes de la relation précédente, on obtient :

$\Delta ENE = \sum \Delta (ENE_i / VA_i) \times VA_i / PIB \times PIB$ *effet de contenu*

+ $\sum ENE_i / VA_i \times \Delta (VA_i / PIB) \times PIB$ *effet de structure*

+ $\sum ENE_i / VA_i \times VA_i / PIB \times \Delta (PIB)$ *effet d'activité*

+ termes de deuxième et troisième ordres, en général négligeables sur une courte période.

Lorsque l'on dispose de toutes les données statistiques pour l'appliquer à une économie nationale, la méthode permet de dissocier les variations d'activité, de structure ou de contenu qui sont à l'origine d'une variation de ENE/PIB. En figeant l'effet de structure, on peut évaluer l'effet technologique ou de contenu qui correspond à une variation d'efficacité du système d'approvisionnement. La principale difficulté méthodologique vient de l'incidence du degré de désagrégation du PIB sur le partage entre effets de structure et de contenu : plus ce degré est grand, plus l'effet de structure devient prépondérant et inversement.

3.2.2. L'ÉVOLUTION PASSÉE DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE

Pour comprendre l'incidence de l'évolution de ENE/PIB sur la croissance de la consommation mondiale d'énergie, il faut essayer de reconstituer cette évolution sur une période de temps aussi longue que le permettent les statistiques disponibles [19].

Tableau VII - Taux de croissance ou décroissance de ENE/PIB (%)
[source : évaluations de l'auteur à partir des PIB d'Angus MADDISON]

	Amérique latine	Amérique du Nord	Asie	Europe de l'Ouest	Europe de l'Est	Monde
1820-1870		-0,3		0,3		0,2
1870-1913	-1,2	-0,8	-0,3	0,3	-0,2	0,0
1913-1950	-0,9	-1,0	-0,3	-1,3	-1,6	-0,9
1950-1973	-1,3	-0,6	-0,8	-0,3	1,3	-0,4
1973-1990	0,2	-2,5	-0,8	-1,9	0,7	-1,3
1990-2000	0,6	-1,7	-1,5	-1,3	0,8	-1,2

Quelques grandes tendances se dégagent des évaluations ci-dessus :

- ▶ à l'échelle mondiale, l'intensité énergétique n'a crû qu'au XIX^e siècle, c'est-à-dire quand l'Europe s'est industrialisée en recourant massivement à un charbon minéral utilisé de façon très peu efficace (le rendement initial de la machine à vapeur était inférieur à 1%) ; au cours du XX^e siècle, l'intensité n'a crû que dans quelques régions, dont l'Europe de l'Est qui a donné priorité au développement des industries lourdes sans aucun souci de productivité, et plus récemment l'Amérique latine pour des raisons tenant surtout à ses crises économiques ;
- ▶ en général, la baisse s'est accentuée d'une période à l'autre, sauf lorsque la diminution du prix relatif de l'énergie a découragé la recherche d'une plus grande efficacité énergétique, ce qui a été le cas entre 1950 et 1973, avec la construction d'immeubles qualifiés de « véritables passoires thermiques » ou celle d'automobiles consommant de 20 à 30 litres d'essence au kilomètre, notamment aux États-Unis ;

- la nouvelle baisse des prix de l'énergie à partir de 1986 a de nouveau ralenti les efforts vers plus d'efficacité énergétique (construction automobile, notamment), mais elle n'a pas empêché des diminutions significatives de l'intensité : ces dernières, avec des taux de croissance démographique et économique moins vigoureux, sont à l'origine d'une croissance mondiale de la consommation d'énergie qui ne dépasse pas 0,9% par an sur la décennie 1990-2000.

Pour bien comprendre ces évolutions récentes et l'influence qu'elles pourraient avoir sur celles des prochaines décennies, un examen plus attentif des grandes régions du monde s'impose.

LES ÉCONOMIES EN TRANSITION

Pour des raisons structurelles (priorité aux industries lourdes) et technologiques (système économique incitant peu à la croissance de l'efficacité), l'intensité énergétique de l'activité économique des pays socialistes d'Europe dépassait de deux à trois fois celle des pays capitalistes à la fin des années 1970. En éliminant les gaspillages les plus criants, les premières réformes des années 1980 ont réduit sensiblement sa croissance (ou même amorcé sa décroissance, selon les sources d'information), mais tout a changé avec le passage à l'économie de marché au début des années 1990. Globalement, l'évolution de ENE/PIB depuis cette date résulte de deux évolutions contradictoires : la baisse rapide de l'intensité énergétique dans les pays d'Europe centrale qui modernisent leur appareil de production ; sa hausse en Russie et dans les autres anciennes républiques de l'URSS où le passage à l'économie de marché a provoqué une chute du PIB plus forte que celle de la consommation d'énergie. Cette évolution semble cependant s'inverser depuis 1997.

LES PAYS DE L'OCDE

Dans l'ensemble, les pays industrialisés ont infléchi leur trajectoire en abandonnant la forte baisse des années 1980 (entre -2 et -2,5%) pour une baisse beaucoup plus modérée (autour de -1,5%) au cours des années 1990. La diminution des prix de l'énergie et le relâchement des politiques de maîtrise de la demande y sont certainement pour quelque chose, mais ces facteurs ne suffisent pas à expliquer les différences entre pays de la région :

- au Japon, l'intensité énergétique (0,16 kep/\$95 ppa), qui est déjà la plus basse du monde, ne progresse plus depuis que la crise économique a ralenti les investissements de productivité dans l'industrie ;
- à l'opposé, les Etats-Unis, qui se situent sur une trajectoire plus élevée (0,36 kep au début des années 1980, soit en moyenne 50% de plus que l'Europe occidentale et 80% de plus que le Japon), ont continué à réduire leur intensité énergétique mais à un rythme moins rapide qu'au cours des années 1980 (de -2,5% à -1,6% par an) ;

- les évolutions européennes occupent une place intermédiaire : globalement, la baisse d'intensité a aussi perdu de sa vigueur entre les années 1980 (-1,9%) et 1990 (-1,3%) dans la mesure où des évolutions structurelles adverses dans l'industrie de quelques pays et dans les transports de tous ont atténué la croissance soutenue de l'efficacité énergétique de l'industrie et du résidentiel-tertiaire.

LES PAYS EN DÉVELOPPEMENT

C'est de leur côté qu'est venue la principale surprise des années 1990 : la baisse de ENE/PIB de 1,2% par an à l'échelle mondiale est en effet imputable pour partie à celle de certains pays en développement.

Bien que la mesure de l'intensité énergétique soit plus difficile dans les pays où l'économie informelle occupe encore une place importante² et où les sources d'énergie dites non-commerciales entrent pour une large part dans les bilans énergétiques, il est vraisemblable qu'ENE/PIB a peu diminué dans la plupart. En Inde (autour de 0,12 kep/\$95 ppa) comme au Brésil (0,10), l'efficacité accrue des procédés industriels, des moyens de transport ou des appareils ménagers a été largement contre-balançée par les évolutions structurelles inhérentes à l'industrialisation et à l'urbanisation.

Reste le cas d'un pays, et non des moindres, puisqu'il s'agit de la Chine. Si l'on en croit les données disponibles, l'intensité énergétique de son activité économique serait tombée de 0,57 kep/\$95 ppa en 1980 à 0,37 en 1990 et 0,17 en 2000, soit une baisse de 4,3% par an au cours de la première décennie et de 7,5% au cours de la seconde. Cette évolution de fond serait à l'origine des résultats extraordinaires des dernières années du siècle (1996-1999), au cours desquelles la consommation d'énergie primaire est tombée de 12% pendant que le PIB croissait de 25%. Après étude attentive du cas, Jeffrey LOGAN [21] nuance ces résultats, mais confirme la forte baisse de l'intensité, provoquée par une rapide modernisation industrielle : fermeture de nombreuses petites entreprises au profit de grandes qui ont adopté des technologies modernes et amélioration de la qualité des charbons (lavage, pouvoir calorifique plus élevé) qui a fortement accru les rendements de conversion.

Les évolutions de l'intensité énergétique observées dans les diverses régions du monde au cours de la décennie 1990 sont-elles appelées à durer ? Des changements technologiques, économiques ou sociaux sont-ils susceptibles de les stopper ou d'accentuer leur tendance à la baisse ?

² Et ce, même si le recours aux parités de pouvoir d'achat (ppa) corrige une partie du biais. Voir [20].

3.3. L'INFLUENCE DE L'INTENSITÉ ÉNERGÉTIQUE SUR L'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION MONDIALE D'ÉNERGIE AU COURS DES PROCHAINES DÉCENNIES

Depuis la première révolution industrielle, la consommation mondiale d'énergie a été multipliée par 30, soit 1,8% de croissance annuelle moyenne, mais par grandes périodes aux rythmes très inégaux, comme on peut le lire dans le **tableau VIII**.

Tableau VIII - Consommation, population et PIB mondiaux 1800-2000

[source : les consommations d'énergie ENE sont tirées du tableau fourni en annexe ; les populations et les produits intérieurs bruts sont tirés de MADDISON A., *L'économie mondiale*, OCDE, Paris, 2001, 400 p.]

Périodes	Population [Mh]	PIB [G\$90]	ENE [Mtep]	Relation entre taux de croissance annuels moyens
1820	1041	694	350	
1870	1270	1101	603	$1,10 = 0,40 + 0,53 + 0,20 + (-0,03)$
1913	1791	2705	1495	$2,13 = 0,80 + 1,30 + 0,00 + 0,03$
1950	2525	5336	2160	$1,00 = 0,93 + 0,91 + (-0,90) + 0,06$
1973	3913	16 059	5945	$4,50 = 1,92 + 2,93 + (-0,40) + 0,05$
1998	5908	33 726	9007	$1,67 = 1,66 + 1,33 + (-1,30) + (-0,02)$

De nombreux facteurs entrent dans l'explication de cette évolution, mais par simplification, on peut n'en retenir que trois : la croissance de la population, celle de l'économie et l'intensité énergétique de l'activité économique, soit $ENE = POP \times (PIB/POP) \times (E/PIB)$, dont les valeurs pour chaque sous-période (plus celle d'un facteur résiduel) mettent en lumière l'incidence de la faible baisse de l'intensité sur la très forte croissance de la consommation d'énergie après 1950, et inversement celle de sa forte baisse sur la croissance plus modérée après 1973, comme on peut le lire dans la cinquième colonne du tableau ci-dessus.

Ces relations entre taux de croissance présentent-elles un intérêt pour construire des scénarios à 2050 ?

3.3.1. TROIS SCÉNARIOS DE CONSOMMATION À L'HORIZON 2050

Parmi tous les exercices de prospective énergétique à long terme, ceux du Conseil Mondial de l'Énergie (CME) servent fréquemment de référence. Rappelons-en brièvement les principales caractéristiques [22]. Calés sur l'année 1990 [population mondiale de 5,26 milliards d'habitants ; PIB mondial de 25,7 mille milliards (10^{12}) de dollars 1990, base pouvoir d'achat de chaque pays (ppa) ; consommation d'énergie

primaire de 8,98 milliards de tonnes équivalent pétrole (Gtep)], trois scénarios alternatifs décrivent trois futurs concevables :

- ▶ autour d'une voie moyenne (B) qui exprime une croissance mondiale « au fil de l'eau », sans inflexion notable des évolutions économiques et technologiques observables ;
- ▶ une branche (A) de l'alternative représente une accélération de la croissance sous la poussée d'un puissant changement technologique favorisé par la mondialisation et la libéralisation ;
- ▶ tandis qu'une branche (C) incarne un monde « *ecologically driven* » parce que la technologie et l'économie y sont orientées par la volonté de protéger l'environnement et d'élever le degré d'équité entre les régions.

Les trois scénarios ont en commun une même croissance de la population mondiale (10,1 milliards d'habitants en 2050, soit un taux annuel moyen de 1,1%), mais diffèrent par un taux de croissance du PIB mondial sensiblement plus fort dans A (2,7%) que dans B et C (2,2%), ainsi que par une décroissance annuelle de ENE/PIB plus prononcée dans C (−1,3%) que dans A et B (−0,8%). Leurs résultats sont synthétisés dans le **tableau IX**.

Tableau IX - Résultats 2050 des trois scénarios

Agréгат	Scénarios pour 2050		
	A	B	C
PIB (10 ¹² \$90 ppa)	100	75	75
Taux annuel moyen (%)	2,7	2,2	2,2
ENE/PIB (kep/\$90)	0,22	0,22	0,16
Taux annuel moyen (%)	−0,8	−0,8	−1,3
Consommation primaire (Gtep)	25	20	14
Taux annuel moyen (%)	1,7	1,3	0,7

Premier constat - Les trois scénarios sont cohérents dans la mesure où leurs résultats satisfont bien la relation simplifiée

$$\text{ENE} = \text{POP} \times \text{PIB} / \text{POP} \times \text{ENE} / \text{PIB}$$

qui met en lumière l'incidence sur le taux de croissance de la demande d'énergie de celui du PIB (écart entre A et B) et de celui de l'intensité énergétique de l'activité économique (écart entre B et C).

Second constat - L'éventail des futurs possibles en 2050 est extrêmement ouvert. Les 11 Gtep qui séparent A de C dépassent de 20% la consommation mondiale de l'année de départ. L'écart est si grand que la plupart des questions critiques dans le scénario A (épuisement des ressources pétrolières conventionnelles, émissions de gaz à effet de serre, taux élevés de pénétration du nucléaire ou des renouvelables...) le sont peu dans le scénario C. Ce dernier, en revanche, est le seul à satisfaire les

conditions posées par l'*International Panel on Climate Change* (IPCC), pour qui la stabilisation de l'émission annuelle de carbone anthropogénique à 6 Gt implique non seulement une politique très volontariste de décarbonisation de l'approvisionnement (part des non-fossiles portée de 12 à 46%), mais une consommation mondiale ne dépassant pas 13,6 Gtep (572 EJ) en 2050. Quelles sont les évolutions qui poussent plutôt vers A ou vers C ?

3.3.2. CROISSANCES DÉMOGRAPHIQUE ET ÉCONOMIQUE

Depuis la construction des scénarios du CME, les démographes n'ont cessé de revoir à la baisse leurs projections de population mondiale. Alors que les trajectoires énergétiques s'appuient toutes sur une hypothèse haute à 10,1 milliards d'habitants en 2050, l'hypothèse basse à 7,7 est envisagée avec une attention croissante, au vu des données les plus récentes sur l'évolution de la fécondité. Elle est en effet à l'origine de la baisse du taux de croissance de la population mondiale : 2% (et même 2,5% dans les régions les moins développées) à la fin des années 1960, 1,5 à la fin des années 1990, peut-être 0,50 en 2050. La rapidité de la baisse du taux de fécondité est en proportion directe avec l'éducation et le niveau de formation, des filles notamment. Il est vraisemblablement aussi influencé par un large accès aux médias occidentaux. Ce qui fait dire à l'Unesco, qu'au-delà de l'inévitable croissance démographique des prochaines décennies, la population mondiale, loin d'être menacée « d'explosion », pourrait bien « implorer », le phénomène s'amorçant déjà dans les pays touchés par la dépopulation [23]. Dans cette perspective, le taux moyen de croissance démographique sur toute la période serait plus proche de 0,6% que du 1,1% retenu.

Sur une période de temps aussi longue et un ensemble de régions aussi hétérogène, aucun scénario de croissance économique cohérent ne peut être construit. Il est donc raisonnable de conserver les deux taux (2,2 et 2,7%) adoptés par le CME, sachant que le premier, considéré comme le plus réaliste, correspond au taux de progression de la productivité des pays industrialisés et au taux minimum nécessaire au développement économique des autres.

3.3.3. L'ÉLEVATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Composante principale de la baisse de l'intensité énergétique jusqu'à présent, l'efficacité énergétique dispose d'un potentiel considérable de croissance dans tous les secteurs d'utilisation (voir § 3.2). L'expérience historique prouve cependant que ce potentiel n'est exploité complètement que lorsque sont réunies un certain nombre de conditions.

Dans les pays industrialisés, y compris les anciens pays socialistes dès qu'ils seront passés à une véritable économie de marché, les choix de technologies efficaces dépendent d'un signal prix sans équivoque et de normes techniques faisant office

de cliquet. Attendre le premier d'une manifestation de rareté des sources fossiles serait très aléatoire car le progrès technologique compense les rendements décroissants dans l'activité minière. En revanche, tout porte à croire que la prise de conscience environnementale continuera à pousser les pouvoirs publics sur la voie d'une internalisation des coûts externes des consommations d'énergie. Même si elle tarde à être mise en place à l'échelle internationale, la « taxe CO₂ » fait tâche d'huile en Europe et, mondialisation oblige, en franchira un jour les frontières.

Les pays en voie d'industrialisation ont, le plus souvent, d'autres priorités que l'élévation de l'efficacité. A partir du moment, cependant, où elle devient indissociable de la modernisation des appareils de production et de la compétitivité internationale, l'efficacité énergétique progresse. L'expérience récente de la Chine en apporte une remarquable illustration. Ailleurs, les transferts de technologies par des firmes multinationales permettent des *leap frogging* dont bénéficient tous les utilisateurs d'énergie [24]. Un tel résultat suppose évidemment des régulations nationales soucieuses d'utilisation rationnelle de l'énergie et des Etats capables de les faire respecter.

3.3.4. VERS UNE DÉMATÉRIALISATION DU PIB ?

Au cours des prochaines décennies, la composante structurelle de la baisse de l'intensité pourrait prendre le pas sur la composante efficacité. La révolution scientifique et technologique en cours permet en effet d'obtenir toujours plus de biens et de services à partir d'une même quantité de matière première. Les implications sur les besoins en services énergétiques en sont considérables. Dans les télécommunications, par exemple, 25 kg de fibres de verre rendent un service équivalent à 1000 kg de cuivre, alors qu'1 kg de fibre de verre n'exige que 5% de l'énergie incorporée dans 1 kg de cuivre !

Certains facteurs expliquant la dématérialisation du PIB à l'échelle d'une économie nationale, sont propres aux pays très industrialisés (moindre rythme de construction des infrastructures grosses consommatrices de matières premières, importation accrue de produits semi-finis, préférences des consommateurs pour des services à moindre contenu en matériaux), mais d'autres ont une portée plus universelle :

- ▶ substitution dans l'industrie de matériaux traditionnels par des matériaux plus léger, le béton par de l'acier et l'acier par des plastiques ;
- ▶ dans tous les cas, utilisation de matériaux plus résistants donc en moindre épaisseur et poids ;
- ▶ recyclage de plus en plus fréquent des matériaux usagés (acier, aluminium, verre, papier, plastiques) qui exige moins d'énergie que la première fabrication ;
- ▶ moindre besoin de matériaux par unité de produits finis grâce à une plus grande longévité (appareils domestiques), à des réutilisations (bouteilles) ou à des rénovations remplaçant les démolitions (bâtiments).

Résultat - La baisse de l'intensité des PIB en acier ou en aluminium ou sa stagnation en polymères, dans tous les pays industrialisés, y compris l'ex-URSS pour l'acier [25]. Evolution qui, à plus long terme, pourrait être infléchie de façon plus radicale par des nanotechnologies capables de fournir, sans déchets, des matériaux d'une résistance et d'une légèreté inimaginables aujourd'hui.

La substitution de l'information à l'énergie est un autre effet de la révolution scientifique et technique qui peut contribuer à la dématérialisation du PIB. Des percées nouvelles pourraient même avoir lieu dans plusieurs directions :

- ▶ outre la périodisation désormais quinquennale de la sévénisation des normes de construction des immeubles et l'imposition de performances minimales pour les appareils ménagers, la diffusion de la domotique (*smart building*) devrait réduire encore les pertes d'énergie ;
- ▶ l'organisation de la production et des échanges fondée sur l'utilisation systématique des possibilités offertes par Internet est porteuse de changements susceptibles d'affecter les consommations d'énergie de diverses façons : déplacements des personnes (travail ou achats) ; stockage, transport et commercialisation des marchandises ; aux Etats-Unis, selon Joseph ROMM, tous ces changements vont réduire l'intensité énergétique de 1,5, voire 2%, par an sur la période 1997-2005 [26] ; en France, Jean-Marc JANCOVICI estime que la conversion au télétravail de 50% des actifs du tertiaire pourrait équivaloir à 5% de la consommation nationale d'énergie [27].

Les techniques agricoles, enfin, pourraient entrer dans une période de mutation tournée davantage vers les biotechnologies que vers la chimisation intensive dont les limites sont aujourd'hui évidentes³.

3.4. CONCLUSION

Aucune des évolutions mentionnées ci-dessus n'est certaine, mais aucune n'est improbable. L'émergence des nanotechnologies dans la production des matériaux n'est pas moins futuriste que celle de la fusion dans la production d'électricité. Dès lors, la conjonction d'une croissance démographique vraisemblablement moins forte que prévue (8 milliards d'habitants au lieu de 10 en 2050) et de la poursuite de la décroissance de ENE/PIB sur une trajectoire peut-être pas très éloignée de celle du scénario C du CME pourrait modifier sensiblement la problématique énergétique 2050. Les choix effectués entre les modes d'utilisation des sources d'énergie, on le constate, sont aussi déterminants que ceux relatifs à leur production.

³ De nombreux exemples de toutes ces évolutions en gestation sont donnés dans WEIZÄCKER E. [7].

ANNEXE

EVOLUTION DE LA CONSOMMATION MONDIALE 1800-2000
DES SOURCES D'ÉNERGIE (EN MTEP)

	Charbon	Pétrole	Gaz naturel	Electricité	Biomasse	Total
1800	7,1				297,7	304,8
1810	9,1				314,8	325,9
1820	12,0				337,7	349,7
1830	16,5				364,9	381,4
1840	28,0				396,0	424,0
1850	44,7				434,7	479,4
1860	81,6	0,08			456,3	538,0
1870	131,0	0,51			471,3	602,8
1880	207,1	3,5			515,4	726,0
1990	308,8	10,2	5,2	0,02	552,8	877,1
1900	479,6	25,0	5,2	0,3	578,8	1088,9
1910	730,9	53,0	11,0	0,9	595,0	1390,8
1920	711,9	91,1	19,0	3,5	584,6	1410,1
1930	816,2	206,7	45,6	9,8	571,1	1649,4
1940	898,3	292,0	66,5	17,3	555,8	1830,9
1950	925,3	505,3	153,3	29,4	546,6	2160,0
1960	1252,0	1029,9	374,0	59,1	608,1	3323,1
1970	1387,1	2236,7	814,5	107,2	643,0	5188,5
1980	1748,0	3009,8	1158,5	210,8	789,0	6916,1
1990	2145,8	3134,9	1617,8	363,5	937,6	8199,6
2000	2043,7	3414,5	1993,4	461,4	1092,0	9006,0

NOTES - Les données sur les sources d'énergie commerciales proviennent de compilations diverses, dont les Nations Unies pour la période postérieure à 1950, *Annuaire historique* de B.R. MITCHELL et autres pour la période antérieure. Les données sur la biomasse (bois de feu) sont des estimations basées sur la consommation par tête dans les diverses régions du monde et l'évolution démographique. Les écarts entre ces séries et celles d'autres auteurs ont pour origine, outre l'intégration de la consommation de biomasse, le choix de coefficients d'équivalence légèrement différents, notamment pour les charbons dont les consommations ont été converties en tonnes équivalent pétrole (tep) sur la base de leur qualité dans chaque pays. Toutes les données sont donc homogénéisées en :

- ▶ tep = 10^7 kcal pci ou 42 GJ (pci = pouvoir calorifique inférieur ; G = 10^9 ; J = Joule)
- ▶ Mtep = 10^6 tep
- ▶ 1 tonne de pétrole ou produits pétroliers = 1 tep par convention

- ▶ 1 tonne de charbon = en moyenne 0,66 tep (et non 0,7 comme dans d'autres sources)
- ▶ 1 tonne de lignite = en moyenne 0,23 tep
- ▶ 10^6 m^3 de gaz naturel = 0,855 tep
- ▶ 1 m^3 de bois = 0,245 tep
- ▶ 11 MWh = 0,086 tep et non 0,215 tep, ce qui minimise la part de l'électricité primaire (géothermie, hydraulique, nucléaire) dans la consommation primaire mais assure la constance du coefficient dans le temps, ce que ne permet pas l'équivalence à la production. Ce choix explique la plus grande partie des différences avec d'autres sources d'information, surtout sur la période récente.

RÉFÉRENCES

- [1] ROUSSEAU P & APOSTOL T. –1999– *Valeur environnementale de l'énergie*. Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, Lausanne, 2.
- [2] *World energy assessment*. United Nations Development Program and World Energy Council, New-York, 2000, 175.
- [3] GARDEL A. –1979– *Energie : économie et prospective*. Pergamon Press, 171.
Un grand merci à Bernard DREYFUS pour ses fructueux commentaires sur ce sujet.
- [4] United Nations. *Op. cit.*, 183.
- [5] *Le dossier de l'énergie*. CFDT, Editions du Seuil, collection Sciences, Paris, 96, 1984.
- [6] DESSUS B & PHARABOD F. –1996– *L'énergie solaire*. PUF, collection Que sais-je ? Paris, 31.
- [7] VON WEIZÄCKER E., LOVINS B.A. & LOVINS L.H. –1997– *Facteur 4. Deux fois plus de bien-être en consommant deux fois moins*. Rapport au Club de Rome, Editions Terre Vivante, Mens, 55.
- [8] *Memento sur l'énergie*. CEA, 2001, 18.
- [9] ERKMAN S. –1998– *Vers une écologie industrielle*. Editions Charles Léopold MAYER, 25 et 83.
- [10] CFDT. *Op. cit.*, 193.
- [11] Transports à l'horizon 2030. *Cahiers du Club d'Ingénierie Prospective Energie et Environnement (CLIP) 14*, octobre 2001, 57.
- [12] ALMEIDA E.L. –2000– La motorisation électrique : la rénovation de la dynamique d'innovation (p. 249-272), in BOURGEOIS B., FINON D. & MARTIN J.M., *Energie et changement technologique, une approche évolutionniste*, Economica, Paris, 490 p.
- [13] MENANTEAU P. & LEFEBVRE H. Les modalités de contournement d'un monopole technologique : le cas de l'éclairage résidentiel (161-183), in BOURGEOIS B., *op. cit.*
- [14] MDE. *L'éclairage en France*. Cahiers du CLIP 7, janvier 1997, 80 p.
- [15] VON WEISÄCKER E., *op. cit.*, 60.

- [16] *Le froid domestique*. Cahiers du CLIP **11**, décembre 1999, 25.
- [17] PUTNAM P. –1953– *Energy in the future*. VAN NOSTRAND D. Ed., Princeton, 556 p.
- [18] CRIQUI P. & KOUSNETZOFF N. –1987– *Energie : après les chocs*. Economica, Paris, 29.
- [19] MARTIN J.M. –1988– L'intensité énergétique de l'activité économique dans les pays industrialisés : les évolutions de très longue période livrent-elles des enseignements utiles ? *Economies et Sociétés*, série EN, **4**, 9-27 ; MARTIN J.M. –2002– Prospective énergétique mondiale 2050 : les enjeux de la demande. *Medenergie* **2**.
- [20] MIELNIK O. & GOLDEMBERG J. –2000– Converging to a common pattern of energy use in developing and industrialized countries. *Energ. Policy* **28**, 503-508.
- [21] LOGAN J. Diverging energy and economic growth in China : where has all the coal gone ? *Pacific and Asian Journal of Energy* **11**(1), 1-13.
- [22] NAKICENOVIC N., GRÜBLER A. & McDONALD A. –1998– *Global energy perspectives*. Cambridge University Press, 299 p.
- [23] MAYOR F. –1999– *Un monde nouveau*. Odile Jacob, Paris, 42.
- [24] GOLDEMBERG J. –1998– Leapfrog energy technologies. *Energ. Policy* **10**(26), 729-741.
- [25] WEA. *Op. cit.*, 178.
- [26] ROMM J., ROSENFELD A. & HERMANN S. –1999– *The internet economy and global warming*. The global environment and technology foundation (décembre), 79 p.
- [27] JANCOVICI J.M. –2001– *Télétravail et développement durable*. Document du secrétariat d'Etat à l'Industrie, 32 p.

4 - LES SCÉNARIOS D'ÉVOLUTION DES STRUCTURES ÉNERGÉTIQUES JUSQU'EN 2050

Hervé NIFENECKER

Du fait de la grande inertie des systèmes énergétiques et des longues constantes de temps qui en découlent, leur comportement à long terme est largement déterminé par leur état présent et par les tendances de leur évolution récente. C'est pourquoi il est indispensable de mettre en perspective les différents modes de production d'énergie qui pourraient jouer un rôle important dans le futur. En nous référant aux statistiques de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), nous ferons d'abord un état des lieux de la consommation et de la production d'énergie dans le monde. Nous référant aux évolutions observées depuis 1973, nous examinerons les conséquences d'une simple extrapolation de ces tendances. Puis nous discuterons des scénarios de prévision des structures énergétiques tels que ceux fournis par l'IIASA (*International Institute for Applied Systems Analysis*).

4.1 Introduction	81
4.2 Les mesures de l'énergie	82
4.3 Evolution de la consommation depuis 1973	86
4.4 Evolution de la production depuis 1973	87
4.5 Evolutions démographiques	88
4.6 Les scénarios du futur	93
4.7 Conclusion	108
Annexe I - Tableau officiel des contenus énergétiques	109
Annexe II - Un exemple de modèle démographique	109

4.1. INTRODUCTION

Toute discussion de l'évolution des besoins en énergie dans le futur et des possibilités d'y faire face en tenant compte des contraintes liées aux réserves aussi bien qu'à des facteurs environnementaux demande l'établissement de scénarios décrivant les évolutions possibles, à long terme, à la fois de la demande et de l'offre permettant d'y faire face. Ces scénarios reposent sur de hypothèses qu'on espère vraisemblables mais qui ont une large part d'arbitraire, et même de présupposés plus ou moins idéologiques. Les scénarios proposés par les économistes sont à

la fois nombreux et évolutifs dans le temps. Chaque année ou presque de nouveaux scénarios sont publiés. Il ne saurait être question ici de présenter l'ensemble de ceux-ci, ce serait d'ailleurs vain car aussitôt publié ce chapitre serait dépassé. Notre ambition est de permettre au lecteur de porter un jugement critique sur les prévisions énergétiques qu'il pourrait avoir à connaître.

Nous commençons par exposer la jungle des diverses manières de mesurer la consommation énergétique. Dès cette étape on verra que les questions idéologiques ne sont pas absentes. Nous montrons ensuite comment ont évolué population, consommations et productions énergétiques mondiales depuis 1973. Nous montrons aussi ce que donnerait une simple extrapolation des tendances constatées pendant cette période en 2050, année que nous avons choisie systématiquement comme horizon temporel. Il ne s'agit là que d'un exercice pédagogique à la portée de chacun. Les scénarios plus réalistes décrits dans les dernières sections montrent, en effet, des différences importantes par rapport à ces simples extrapolations « exponentielles ». La discussion de l'origine de ces différences est instructive.

Nous montrons enfin comment sont construits ces scénarios plus réalistes en nous contentant, plus précisément, de discuter ceux proposés par l'IIASA [1] que l'on peut considérer comme des scénarios types. Répétons que nous n'avons pas l'ambition, ici, de donner l'état de l'art le plus récent, mais plutôt de montrer comment ces scénarios sont bâtis. Les données sur lesquelles ils sont construits, perspectives démographiques ou valeur des réserves de combustibles fossiles, étant soumises à de fréquentes réévaluations.

4.2. LES MESURES DE L'ÉNERGIE

Pour le physicien l'énergie se mesure simplement en joules ou en ses multiples : méga, giga, téra (soit 1000 gigas). Pour l'électricien on utilisera plutôt le watt-heure ou ses multiples. Un watt-heure (Wh) vaut 3600 joules. Mais tout cela est trop simple pour les économistes ! Ils utilisent généralement comme unité pratique la tonne équivalent pétrole (tep) qui est l'énergie dégagée par la combustion d'une tonne de pétrole. Ce pétrole est d'ailleurs un pétrole théorique qui veut représenter une composition moyenne du pétrole. Une tep vaut environ 42 gigajoules (GJ). On obtient alors le tableau de correspondance suivant :

Tableau I - Equivalences entre les unités d'énergie les plus courantes

Unités	Gigajoule [GJ]	Gigawattheure [GWh]	Tonne équivalent pétrole [tep]
1 GJ vaut	1	$2,78 \times 10^{-3}$	0,0238
1 GWh vaut	3600	1	85,7
1 tep vaut	42	0,0117	1

Les combustibles fossiles ont différentes valeurs énergétiques mesurées en tep, comme le montre le **tableau II** :

Tableau II - Contenu énergétique de différents combustibles fossiles
Ces valeurs sont données à titre indicatif et varient en fonction du temps car la composition des combustibles varie de même dans chaque pays [d'après la référence [2]].

1 tonne de pétrole d'Arabie Saoudite	vaut	1,016 tep
1 tonne de pétrole des Etats-Unis	vaut	1,028 tep
1 tonne de pétrole de Chine	vaut	1,000 tep
1 tonne de pétrole de Norvège	vaut	1,026 tep
1 tonne de diesel	vaut	1,035 tep
1 tonne d'essence	vaut	1,070 tep
1 tonne de GPL	vaut	1,130 tep
1 tonne de fuel	vaut	0,960 tep
1 tonne de charbon des Etats-Unis	vaut	0,646 tep
1 tonne de charbon de Chine	vaut	0,500 tep
1 tonne de charbon d'Allemagne	vaut	0,600 tep
1 tonne équivalent charbon (tec)	vaut	0,697 tep [3]

Pour être complet, nous donnons dans le **tableau III** la correspondance entre les unités d'énergie les plus usuelles.

Tableau III - Conversion des principales unités d'énergie entre elles

Unités	eV	J	cal	BTU	tep	kWh	bbl	kt
1 électronvolt (eV) vaut	1	1,60E-19	3,84E-20	1,52E-22	3,81E-30	4,44E-26	2,78E-29	3,83E-32
1 joule(J) vaut	6,25E+18	1	0,240	9,48E-04	2,38E-11	2,78E-07	1,74E-10	2,39E-13
1 calorie(cal) vaut	2,61E+19	4,169	1	3,95E-03	9,93E-11	1,16E-06	7,25E-10	9,97E-13
1British Thermal Unit (BTU) vaut	6,59E+21	1055	253,06	1	2,51E-08	2,93E-04	1,83E-07	2,52E-10
1 tonne équivalent pétrole (tep) vaut	2,63E+29	4,20E+10	1,01E+10	3,98E+07	1	1,17E+04	7,30E+00	1,00E-02
1 kWh vaut	2,25E+25	3,60E+06	8,64E+05	3,41E+03	8,57E-05	1	6,26E-04	8,61E-07
1 baril de pétrole (bbl) vaut	3,60E+28	5,75E+09	1,38E+09	5,45E+06	0,137	1,60E+03	1	1,38E-03
1 kilotonne de TNT (kt) vaut	2,61E+31	4,18E+12	1,00E+12	3,96E+09	9,95E+01	1,16E+06	7,26E+02	1

La complexité ne s'arrête pas là. Les économistes distinguent aussi l'énergie finale et l'énergie primaire.

4.2.1. ENERGIE FINALE

L'énergie finale est celle utilisée par l'utilisateur final, peu importe l'usage qu'il en fait. Par exemple l'usage final de l'électricité se mesure en kWh, qu'il s'agisse du chauffage des locaux ou des aliments ou du fonctionnement d'un ordinateur. Le rendement de cet utilisation n'intervient donc pas explicitement : le kWh utilisé avec des ampoules électriques standard est le même que celui utilisé avec des lampes à faible consommation même si, dans ce dernier cas, la quantité de lumière émise est cinq fois plus importante. On peut, bien entendu, traduire les kWh en tep. Ainsi, une installation de chauffage électrique de 1 kW fonctionnant continûment pendant un an conduit à une énergie finale de 8,76 MWh, soit, en utilisant le *tableau I*, à 0,75 tep. Il est sous-entendu que l'utilisation d'un chauffage électrique consommant 8,76 MWh donnerait le même niveau de confort que celui d'un chauffage au fuel brûlant 0,75 tep, alors que, bien évidemment, il faudrait tenir compte de l'efficacité du chauffage au fuel, en particulier du rendement de la chaudière, alors que pratiquement toute l'énergie du chauffage électrique sert à chauffer l'air ambiant. On voit que cette pratique défavorise, en général, l'utilisation de l'électricité pour ses utilisations non-captives, telles que le chauffage des locaux et les transports. Cette remarque est encore plus pertinente si l'on considère l'énergie primaire.

4.2.2. ENERGIE PRIMAIRE

L'énergie primaire est, en principe, l'énergie nécessaire pour produire l'énergie finale. A titre d'exemple considérons la production d'électricité à l'aide d'une centrale au fuel. Reprenons le cas ci-dessus d'une installation de chauffage électrique consommant une énergie finale $E_F = 8,76$ MWh, soit 0,75 tep par an. Le courant est produit par une centrale qui a un rendement R . Des pertes P sont inévitables pendant le transport depuis la centrale jusqu'au lieu d'utilisation. Il s'ensuit que l'énergie primaire qu'il faut dépenser pour fournir E_F est : $E_R = \frac{E_F}{R(1-P)}$. Par exemple, l'AIE

choisit $R(1 - P) = 0,33$. Il s'ensuit que dans le cas de notre exemple l'énergie primaire consommée sera 2,25 tep par an. Au contraire, dans le cas de l'utilisation d'une chaudière au fuel, on fait l'hypothèse qu'énergie finale et primaire sont identiques, en tenant compte toutefois des consommations liées au transport et au raffinage. On voit donc que, pour toutes les applications non-captives, l'évaluation, à service équivalent, des performances énergétiques est systématiquement défavorable à l'électricité, en ce sens que l'utilisation de l'électricité apparaît comme la plus gaspilleuse d'énergie primaire.

Pour l'AIE, toutefois, ceci n'est pas toujours vrai et dépend de la technique utilisée pour produire l'électricité. Si le facteur $R(1 - P)$ est pris égal à 0,33 pour les combustibles fossiles et nucléaire, il est pris égal à l'unité pour l'hydroélectricité, l'éolien

et le photovoltaïque. Pour le géothermique, le désavantage est encore plus grand que pour les combustibles fossiles et le nucléaire puisque l'AIE choisit une valeur de $R(1 - P)$ de 0,1.

L'IIASA n'utilise pas les mêmes conventions que l'AIE puisqu'elle retient des valeurs de $R(1 - P)$ variant entre 0,3 et 0,4. En effet l'IIASA estime que pour une comparaison valable entre les diverses méthodes de production d'électricité, il est préférable de déterminer la quantité de combustible fossile, le pétrole par exemple, qui serait nécessaire pour produire la même quantité d'électricité. C'est ainsi que pour le nucléaire et l'hydroélectrique, elle retient la valeur de 0,4 et plutôt de 0,3 pour le charbon. Ces différentes valeurs de $R(1 - P)$ reflètent essentiellement les dépenses énergétiques de production du combustible, nulles pour l'hydroélectricité et maximum pour le charbon (essentiellement à cause du transport du charbon).

En France, les facteurs de conversion entre énergies finales et primaires sont définis par la Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières (DGEMP) du ministère de l'Industrie. Pour l'électricité, jusqu'en 2001, la France appliquait strictement, depuis les premiers bilans énergétiques, la méthode de « l'équivalent primaire à la production » : quelle que soit l'origine de l'énergie électrique considérée, quel que soit son usage, un coefficient de substitution unique était utilisé. Ce coefficient était fixé à 0,222 tep/MWh depuis 1972 (auparavant, il était égal à 0,4 tec/MWh, soit 0,27 tep/MWh). Autrement dit, l'électricité était comptabilisée dans les bilans de l'Observatoire de l'énergie, à tous les niveaux (production, échanges avec l'étranger, consommation), avec l'équivalence 0,222 tep/MWh. L'électricité était ainsi comptabilisée comme la quantité de pétrole qui serait nécessaire pour produire cette énergie électrique dans une centrale thermique classique théorique de rendement égal à $0,086/0,222 = 38,7\%$ (contre 31,9% avant 1972). La pratique française était donc très proche de celle de l'IIASA.

En session du 14 février 2002, le Conseil d'Orientation de l'Observatoire de l'Energie a résolu d'adopter, dès la publication du bilan énergétique de 2001, la méthode commune à l'AIE, Eurostat et le CME concernant le coefficient de l'électricité. Pour l'électricité, il convient en conséquence de distinguer trois cas :

- ▶ l'électricité produite par une centrale nucléaire est comptabilisée selon la méthode de l'équivalent primaire à la production, avec un rendement théorique de conversion des installations égal à 33%, soit un coefficient de substitution de $0,086/0,33 = 0,2606$ tep/MWh ;
- ▶ l'électricité produite par une centrale géothermique est comptabilisée selon la méthode de l'équivalent primaire à la production, avec un rendement théorique de conversion des installations égal à 10%, soit un rendement de substitution de 0,86 tep/MWh ;
- ▶ toutes les autres formes d'électricité (la production par une centrale thermique classique, hydraulique, éolienne, marémotrice, photovoltaïque..., les échanges

avec l'étranger, la consommation finale) sont comptabilisées selon la méthode du contenu énergétique, avec le coefficient 0,086 tep/MWh.

On peut constater qu'avec ces conventions le remplacement de toutes les centrales nucléaires, produisant environ 400 TWh, par des centrales au fuel de même rendement se traduirait par une diminution de la consommation d'énergie de 104 Mtep à 34 Mtep ! C'est, en sens inverse, le miracle de la multiplication des pains ! Une piste à approfondir pour les tenants d'une réduction de notre consommation d'énergie. Le nouveau tableau officiel de contenu énergétique de l'électricité produite par les diverses méthodes est donné en Annexe I.

Dans la mesure où le choix d'une méthode de production d'électricité pourrait se faire par comparaison avec celle utilisant un combustible fossile, la pratique retenue par l'IIASA semble la mieux adaptée. Malgré cet avantage de la méthode utilisée par l'IIASA, nous retenons les statistiques de l'AIE pour l'examen de l'évolution récente des consommations énergétiques car elles sont, en général, mieux documentées que celles de l'IIASA. La différence essentielle entre les deux approches concerne l'hydroélectricité.

4.3. EVOLUTION DE LA CONSOMMATION DEPUIS 1973

Le *tableau IV* donne les évolutions des consommations primaires données par l'AIE entre 1973 et 2000. Pour mémoire, nous avons aussi indiqué les valeurs des consommations primaires données pour 2000 par l'IIASA. Comme expliqué ci-dessus, une importante différence apparaît entre les deux estimations de l'AIE et de l'IIASA pour la contribution de l'hydroélectricité.

Tableau IV - Parts relatives des différentes sources d'énergie primaire en 1973 et 2000

Source d'énergie	IEA (1973) [Mtep]	Part [%]	IEA (2000) [Mtep]	Part [%]	Accroissement [%]	IIASA (2000) [Mtep]
Charbon	1504	25	2341	24	56	2778
Pétrole	2718	45	3477	35	28	3542
Gaz	978	16	2102	21	115	2115
Nucléaire	54	1	677	7	1146	493
Hydroélectricité	109	2	229	2	111	539
Biomasse	670	11	1096	11	63	1176
Renouvelables	6	0	50	1	725	54
Total	6040		9963		65	10 697

Le **tableau IV** montre des évolutions importantes et intéressantes : la diminution, en part relative, de la contribution due au pétrole, passant de 45 à 35%. Cette évolution est due à la diminution du rôle du pétrole pour la production d'électricité à la suite du choc pétrolier. Inversement la part du gaz augmente notablement, passant de 16 à 21%. La part du charbon, servant désormais, essentiellement, à la production d'électricité, reste stable. Celle du nucléaire connaît la croissance la plus spectaculaire puisqu'elle décuple.

Le **tableau V** montre l'évolution des consommations primaires par zone géographique. On y remarque la diminution de la part relative des pays développés et, tout particulièrement, de l'Europe, au profit de celle des pays en voie de développement, surtout de la Chine et de l'Asie du Sud-Est (Inde, Indonésie, Thaïlande...). Dès maintenant, la somme des consommations de ces deux régions dépasse celle de l'Europe. L'augmentation de la consommation du Moyen-Orient, due à une politique de prix très bas, est frappante.

Tableau V - Evolution des consommations d'énergie primaire entre 1973 et 2000, par zone géographique

Région	1973 [Mtep]	Part [%]	2000 [Mtep]	Part [%]	Accroissement [%] 2000/1973
Amérique du Nord	1954	32	2967	30	39
Europe OCDE	1394	23	1788	18	27
Pacifique OCDE	410	7	845	8	106
Moyen-Orient	66	1	432	4	470
Ex-URSS	870	14	1021	9	5
Europe non-OCDE	97	2	100	1	3
Chine	423	7	924	12	176
Asie	381	6	1126	11	196
Amérique latine	278	5	525	5	65
Afrique	217	4	508	5	134
Total	6040		9972		65

4.4. EVOLUTION DE LA PRODUCTION DEPUIS 1973

Le **tableau VI** indique l'évolution des productions de combustibles fossiles en 1973 et 2000 par grandes zones géographiques. On remarque la stabilité de la production de pétrole du Moyen-Orient, conséquence de la crise de 1973 qui a conduit les pays industrialisés, Etats-Unis en tête, à différencier leurs sources d'approvisionnement. Cette politique s'est traduite par la montée en puissance, comme producteurs, de pays comme le Mexique, la Norvège, le Royaume-Uni et le Canada qui appartiennent

nent à l'OCDE, ainsi que du Venezuela et du Nigeria. La production de gaz des pays de l'ex-URSS, en particulier de la Russie, a fait un bond considérable, tandis que la Chine et l'Inde augmentaient considérablement leur production de charbon.

Tableau VI - Production annuelle de combustibles fossiles en 1973 et 2000, par zone géographique

Région	Pétrole [Mt]		Charbon [Mt]		Gaz [Gm ³]	
	1973	2000	1973	2000	1973	2000
OCDE	678	1011	1112	1445	877	1122
Moyen-Orient	1053	1061	0	0	26	235
Ex-URSS	429	425	510	322	242	719
Europe non-OCDE	20	7	9	4	31	16
Chine	54	164	416	1296	5	34
Asie	92	179	114	475	12	215
Amérique latine	246	350	7	57	25	109
Afrique	289	375	67	230	10	137
Total	2861	3574	2238	3833	1226	2586

4.5. EVOLUTIONS DÉMOGRAPHIQUES

Les *tableaux VII* et *VIII* montrent l'évolution des populations [4] et des Produits Intérieurs Bruts (PIB exprimés en dollars 1995), entre 1980 et 2000, pour les principaux agrégats géographiques.

La population a augmenté de 50% et plus en Afrique, au Moyen-Orient et en Inde sur la période 1980-2000. Au contraire, l'Europe, le Japon et l'ex-URSS apparaissent comme des zones de faible dynamisme démographique, l'Amérique et la Chine, de leur côté, conservent un rythme soutenu. En supposant que les taux d'augmentation de la population observés entre 1980 et 2000 se maintiendront entre 2000 et 2050, on peut estimer la population en 2050 et les chiffres correspondants sont donnés dans la dernière colonne du *tableau VII*. Selon les plus récentes études démographiques, ces chiffres sont notablement trop grands, en particulier en ce qui concerne l'Asie. Nous reviendrons sur ce point lorsque nous discuterons des scénarios de l'IIASA. Il n'en demeure pas moins que le poids démographique de l'Europe, y compris la Russie, diminuera fortement, alors que celui de l'Asie deviendra dominant. Les conséquences de cette évolution se traduiront sur d'autres paramètres comme les Produits Intérieurs Bruts (*tableau VIII*) et les consommations énergétiques (*tableau IX*).

Tableau VII - Evolution de la population (Pop) entre 1980 et 2000, par zone géographique (les ensembles politiques les plus importants sont aussi donnés)

L'augmentation de la population est aussi indiquée et utilisée pour extrapoler la population à l'horizon 2050. Cette extrapolation donne sans doute des chiffres trop élevés, mais permet de voir à quels bouleversements quantitatifs on peut s'attendre. En réalité, selon les démographes, le chiffre total de la population mondiale attendu se situerait, en 2050, aux alentours de 10 plutôt que de 13 milliards, essentiellement du fait d'un tassement de la croissance asiatique.

Région	Population [millions]				
	1980	2000	2000/1980	2050/2000	2050
USA	228	281	1,24	1,70	478
Amérique du Nord	322	413	1,28	1,86	769
Brésil	121	168	1,38	2,25	377
Amérique centrale et du Sud	291	418	1,44	2,47	1033
U.E.	359	381	1,06	1,15	440
Europe de l'Ouest	429	475	1,11	1,29	614
Ex-URSS	266	290	1,09	1,25	363
Moyen-Orient	93	168	1,82	4,44	747
Afrique	480	792	1,65	3,50	2773
Chine	987	1275	1,29	1,90	2419
Inde	675	1002	1,48	2,69	2691
Japon	117	127	1,09	1,23	156
Asie et Océanie	2455	3409	1,39	2,27	7746
Total mondial	4433	6066	1,37	2,19	13 287

Le **tableau VIII** indique l'évolution des PIB entre 1980 et 2000. Cette évolution est également donnée pour les PIB par habitant, qui reflètent plus ou moins les niveaux de richesse des différents pays¹. Il faut remarquer que les données pour les pays d'économie socialiste en 1980 ne sont pas fiables et largement sous-estimées. Nous avons gardé, pour ces pays, des taux de croissance que nous pensons refléter raisonnablement la réalité. Nous avons fait de même pour le Moyen-Orient dont le PIB par habitant s'est effondré en même temps que le prix du pétrole. En supposant que les taux d'augmentation des PIB/habitant observés de 1980 à 2000 se maintiendront entre 2000 et 2050 et en utilisant les chiffres de population du **tableau VII**, on obtient les PIB de la dernière colonne du **tableau VIII**. On constate

¹ L'utilisation du PIB/habitant comme mesure de la richesse produite par habitant est, en effet, sujette à caution puisque, par exemple, les dépenses de dépollution, celles de la lutte contre la drogue ou les fléaux sociaux, sans compter les dépenses militaires sont incluses dans le PIB alors qu'elles ne semblent pas refléter véritablement une augmentation de la richesse ou du bien-être commun.

la perte importante du poids relatif de l'Europe, ramené à environ un sixième, dans le PIB mondial. Au contraire, la part de l'Asie dépasse le tiers.

**Tableau VIII - Evolution du PIB entre 1980 et 2000, par zone géographique
(les ensembles politiques les plus importants sont aussi donnés)**

L'augmentation du PIB/habitant est utilisée pour extrapolation à l'horizon 2050. Cette extrapolation n'a pas de sens pour les anciens pays communistes à cause des références manifestement erronées de 1980. De même, l'effondrement des prix du pétrole entre 1980 et 2000 empêche de faire une extrapolation significative pour le Moyen-Orient. Enfin, il est probable que les excellentes performances du Japon entre 1980 et 2000 ne se rééditeront pas. Nous avons tenté de tenir compte de ces remarques de bon sens en modifiant les taux de croissance entre 2000 et 2050 pour ces agrégats géographiques.

Région	PIB [G\$95]		PIB/hab. [k\$95]		Croissance [% annuel] 2000/1980	PIB/hab. [k\$95]		PIB [G\$95]
	1980	2000	1980	2000		2050	2050	
USA	4240	9017	18,62	32,04	2,75	124,47	59 469	
Amérique du Nord	4898	12 097	15,23	29,32	3,33	150,72	115 964	
Brésil	397	760	3,27	4,53	1,64	10,22	3855	
Amérique centrale et du Sud	617	1311	2,12	3,14	1,98	8,36	8627	
U.E.	5263	9817	14,64	25,78	2,87	106,10	46 649	
Europe de l'Ouest	5631	10 530	13,12	22,15	2,65	82,06	50 350	
Ex-URSS	331	1784	1,25	6,15	8,30	24,58	8915	
Moyen-Orient	649	669	7,02	3,98	-2,79	15,93	11 894	
Afrique	362	651	0,75	0,82	0,43	1,02	2821	
Chine	159	1042	0,16	0,82	8,44	4,90	11 856	
Inde	169	482	0,25	0,48	3,32	2,46	6611	
Japon	2004	5645	17,15	44,49	4,88	177,97	27 760	
Asie et Océanie	3065	9830	1,25	2,88	4,27	15,86	122 856	
Total mondial	15 222	36 358	3,43	5,99	2,82	23,31	309 693	

Le **tableau IX** indique l'évolution des consommations d'énergie primaire entre 1980 et 2000. Cette évolution est également donnée pour les consommations par habitant. En supposant que les taux d'augmentation des consommations par habitant observés de 1980 à 2000 se maintiendront entre 2000 et 2050 et en utilisant les chiffres de population du **tableau VII**, on obtient les consommations de la dernière colonne du **tableau IX**. La part de l'Asie, même si elle est fortement surestimée dans cette approche simpliste, deviendra déterminante. L'augmentation considérable de la consommation d'énergie primaire se traduirait, en l'absence de recours massif aux énergies renouvelables et nucléaires, par une augmentation des émissions de gaz carbonique correspondante, comme on peut le voir sur le **tableau X**.

Tableau IX - Evolution de la consommation d'énergie primaire entre 1980 et 2000, par zone géographique (les ensembles politiques les plus importants sont aussi donnés)

Les consommations par habitant sont présentées, c'est leur augmentation qui est utilisée pour extrapoler la consommation d'énergie primaire à l'horizon 2050. Due à la probable exagération de la population de l'Asie, sa consommation d'énergie primaire est sans doute trop élevée. Il n'en reste pas moins que c'est bien là que se jouera l'avenir énergétique.

Pays	En. prim. [Mtep]		En. prim./hab. [tep]		En. prim./hab. [tep]	En. prim. [Mtep]
	1980	2000	1980	2000	2050	2050
<i>Etats-Unis</i>	1962	2483	8,61	8,82	9,37	4475
<i>Amérique du Nord</i>	2293	2967	7,13	7,19	7,34	5647
<i>Brésil</i>	101	226	0,83	1,35	4,48	1691
<i>Amérique centrale et du Sud</i>	286	525	0,99	1,26	2,31	2382
<i>U.E.</i>	1338	1587	3,72	4,17	5,53	2430
<i>Europe de l'Ouest</i>	1467	1788	3,42	3,76	4,78	2933
<i>Ex-URSS</i>	1165	1021	4,39	3,52	2,02	734
<i>Moyen-Orient</i>	147	432	1,59	2,57	5,00	3761
<i>Afrique</i>	170	299	0,35	0,38	0,44	1224
<i>Chine</i>	432	924	0,44	0,72	2,55	6167
<i>Inde</i>	104	317	0,15	0,32	1,90	5115
<i>Japon</i>	381	544	3,26	4,29	8,50	1327
<i>Extrême-Orient et Océanie</i>	1224	2699	0,50	0,79	2,52	19484
Total mondial	7122	9972	1,61	1,64	1,74	35432

Le **tableau X** montre une augmentation considérable des émissions de gaz carbonique. Cette augmentation pose une double question :

- ▶ les réserves de combustibles fossiles seront-elles suffisantes pour permettre le niveau de consommation correspondant à ces émissions ? Si les réserves conventionnelles en pétrole et gaz risquent, en effet, d'être proches de l'épuisement en 2050, il n'en est de même ni pour le charbon, ni pour les réserves non-conventionnelles (huiles lourdes, schistes bitumineux, hydrates de méthane). On peut donc s'attendre à une augmentation à terme, en terme relatif comme en terme absolu de l'utilisation du charbon, éventuellement liquéfié ou gazéifié.
- ▶ Ces émissions massives de gaz carbonique sont-elles compatibles avec l'environnement ? La réponse est, ici, clairement négative quand on sait que la stabilisation de la concentration de gaz carbonique dans l'atmosphère ne pourrait se faire, selon les prévisions du GIEC (Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat), que si les émissions étaient ramenées en dessous de 3 gigatonnes

équivalent carbone. L'atmosphère contient environ 750 gigatonnes équivalent carbone (GtC), essentiellement sous forme de gaz carbonique. Admettant une émission annuelle moyenne de 18 gigatonnes (comme indiqué dans le **tableau IX** pour 2050) et une réabsorption, comme à présent, de 3 gigatonnes par l'océan et la biomasse, on voit que la concentration en gaz carbonique serait triplée en 2100 ! L'inacceptabilité d'un tel scénario a conduit au protocole de Kyoto. Celui-ci prévoit une stabilisation des émissions par les pays développés à leur niveau de 1990. Il ne soumet à aucune contrainte des pays comme la Chine et l'Inde. Il est donc clairement insuffisant pour aboutir à une stabilisation de la concentration du gaz carbonique dans l'atmosphère. Pour quantifier l'ampleur de l'effort à faire, le GIEC a envisagé un certain nombre de scénarios de consommation d'énergie et d'émission de gaz à effet de serre (GES) jusqu'en 2100. Parmi ces scénarios nous retiendrons, à titre d'exemple, ceux mis au point par l'IIASA qui ont aussi été utilisés par le Conseil Mondial de L'Energie (CME) et qui sont disponibles sur le WEB à l'adresse :

http://www.iiasa.ac.at/cgi-bin/ecs/book_dyn/bookcnt.py

Tableau X - Evolution des émissions de gaz carbonique entre 1980 et 2000, par zone géographique (les ensembles politiques les plus importants sont aussi donnés)

Les émissions par habitant sont présentées, c'est leur augmentation qui est utilisée pour extrapoler les émissions à l'horizon 2050. Du fait de la probable exagération de la population de l'Asie, l'émission qui lui est attribuée est sans doute trop élevée. Il n'en reste pas moins que c'est bien là que se jouera l'avenir climatique.

Pays	CO ₂ [MtC]		CO ₂ /hab. [tonnes]		CO ₂ estimé 2050
	1980	2000	1980	2000	
<i>Etats-Unis</i>	1293	1585	5,68	5,63	2633
<i>Amérique du Nord</i>	1484	1847	4,61	4,48	3190
<i>Brésil</i>	52	95	0,43	0,56	422
<i>Amérique centrale et du Sud</i>	174	268	0,60	0,64	785
<i>U.E.</i>	954	913	2,65	2,39	818
<i>Europe de l'Ouest</i>	1025	1018	2,37	2,12	1000
<i>Ex-URSS</i>	837	641	3,15	2,40	329
<i>Moyen-Orient</i>	138	301	1,49	1,79	1000
<i>Afrique</i>	147	240	0,31	0,30	811
<i>Chine</i>	394	780	0,40	0,61	4308
<i>Inde</i>	83	251	0,12	0,25	4004
<i>Japon</i>	261	310	2,24	2,45	478
<i>Extrême-Orient et Océanie</i>	975	1977	0,40	0,58	11 570
<i>Total mondial</i>	5087	6471	1,15	1,07	18 686

4.6. LES SCÉNARIOS DU FUTUR

Les émissions de gaz carbonique, qui nous intéressent plus particulièrement ici, sont, essentiellement, le fait de la consommation d'énergie primaire. La quantité de gaz carbonique émise annuellement peut s'exprimer comme le produit 4 facteurs (voir le chapitre 3 de J.M. MARTIN dans le présent ouvrage) :

$$[CO_2] = [Pop] \left[\frac{PIB}{Pop} \right] [I_E] [I_{CO_2}]$$

où $[CO_2]$ est la quantité de gaz carbonique émise annuellement, $[Pop]$ est la population de l'agrégat en cause (soit un pays particulier, soit une région, soit le monde entier), $\left[\frac{PIB}{Pop} \right]$ est le Produit Intérieur Brut par tête de l'agrégat, $[I_E] = \frac{\text{énergie primaire}}{PIB}$

est l'intensité énergétique, soit la quantité d'énergie primaire utilisée par unité de richesse créée, $[I_{CO_2}] = \frac{CO_2 \text{ émis}}{\text{énergie primaire}}$ est l'intensité en gaz carbonique. Les scénarios diffèrent par les hypothèses faites sur ces paramètres. En principe, les calculs pourraient se faire pays par pays. En général, par souci de simplification et de facilité d'interprétation des résultats, on procède à des regroupements par région géographique de développement homogène. L'IIASA distingue ainsi 11 régions définies comme suit (nous ne donnons que les principaux pays) :

- 1 Amérique du Nord : Canada, USA
- 2 Europe de l'Ouest : UE, Norvège, Suisse, Turquie
- 3 Pacifique OCDE : Japon, Australie, Nouvelle-Zélande
- 4 Ex-URSS
- 5 Europe de l'Est : Pologne, Roumanie, Slovaquie, Bulgarie, Hongrie, Tchéquie, ex-Yougoslavie
- 6 Amérique latine : Mexique, Brésil, Argentine, Chili...
- 7 Moyen-Orient, Afrique du Nord
- 8 Afrique : au sud du Sahara
- 9 Asie planifiée : Chine, Cambodge, Laos, Mongolie, Corée du Nord, Vietnam, Taiwan
- 10 Autre Asie Pacifique : Indonésie, Philippines, Corée du Sud, Thaïlande, Malaisie
- 11 Asie du Sud : Inde, Pakistan, Bangladesh...

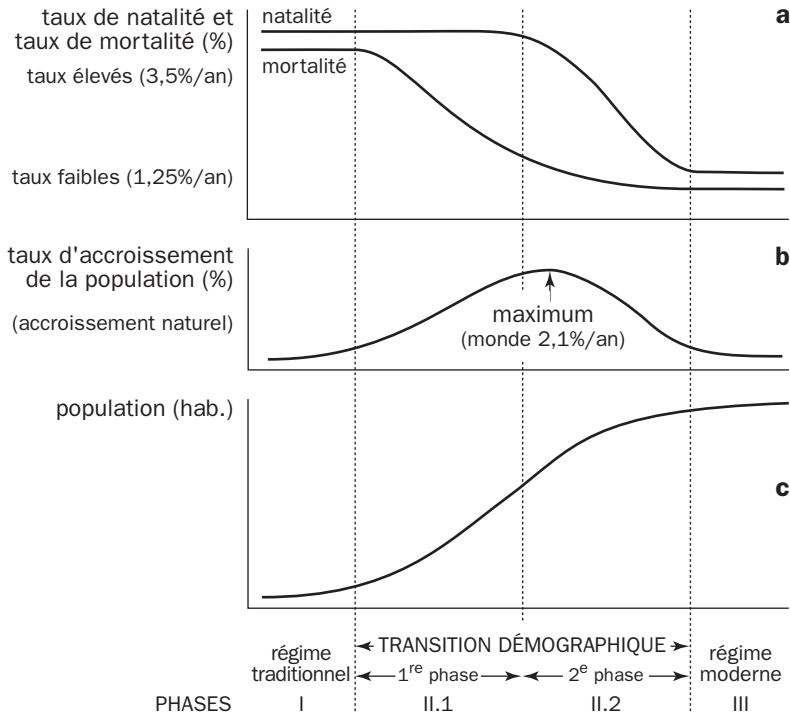
Nous examinons les hypothèses retenues pour les différents paramètres.

4.6.1. ÉVOLUTIONS DÉMOGRAPHIQUES

Les extrapolations des chiffres de population données dans le **tableau VII** sont de type exponentiel. Elles supposent que la natalité, aussi bien que la mortalité, restent inchangées dans le temps. L'expérience montre que cette hypothèse n'est pas réaliste.

LA TRANSITION DÉMOGRAPHIQUE

Depuis plus de deux siècles on a assisté à une chute rapide et spectaculaire de la mortalité, en particulier infantile dans tous les pays. Avec retard, dans de nombreux pays, la natalité a aussi décliné. Ces deux phénomènes donnent lieu à la « transition démographique » par laquelle on passe d'un régime où la population évolue peu car la haute natalité est compensée par la forte mortalité à un régime où natalité et mortalité sont faibles. La **figure 4.1** illustre ce comportement.



4.1 - Illustration de la transition démographique

(a) évolution des taux de natalité et de mortalité. Le taux de mortalité est le premier à décroître du fait des progrès de l'hygiène, de l'alimentation et de la médecine, particulièrement postnatale. La vitesse et le retard avec lesquels le natalité décroît dépendent des politiques publiques, de la croissance de la richesse moyenne, des structures religieuses, des progrès de la contraception féminine, du statut de l'enfant dans la société concernée... - **(b)** évolution du taux de croissance annuel de la population. Le maximum est d'autant plus élevé que le retard à la décroissance de la natalité est grand - **(c)** évolution de la population. L'hypothèse faite ici est que la démographie se stabilise à un nouveau plateau plus élevé que celui de départ. Cette hypothèse est assez courante mais arbitraire. Elle suppose qu'en fin de transition, natalité et mortalité se compensent à nouveau, comme au début. Il est aussi possible, et c'est ce qui semble se passer actuellement en Europe, que la natalité descende au-dessous du taux de remplacement, ce qui devrait se traduire par une décroissance de la population.

Sur cette figure on exprime les évolutions démographiques en terme de nombre de naissances et de décès annuels par habitant. L'évolution de la population $N(t)$ est donnée par l'équation différentielle :

$$\frac{dN(t)}{dt} = f(t)N(t) - \lambda(t)N(t)$$

où $f(t)$ est le taux de natalité et $\lambda(t)$ le taux de mortalité. Remarquons que l'espérance de vie est égale à $\frac{1}{\lambda(t)}$. Dans les populations naturelles c'est, en général, le taux de mortalité qui joue un rôle régulateur du fait de la plus ou moins grande abondance de nourriture ou de la diffusion des épidémies. Par exemple, si l'on suppose une dépendance linéaire de λ en fonction de N et un taux de natalité constant

$$\lambda(t) = \lambda_0 + \alpha N(t) \quad ; \quad f(t) = f_0$$

on trouve que $N(t)$ tend asymptotiquement vers une valeur finie :

$$N_0 = \frac{f_0 - \lambda_0}{\alpha}$$

Pour des évolutions suffisamment lentes, le taux de natalité peut être relié au nombre moyen d'enfants par femme $v(t)$, comme expliqué dans l'appendice II :

$$f(t) = \frac{v(t)F(a_M, t)}{N(t)} \quad \{1\}$$

où $F(a, t)$ est le nombre de femmes d'âge a et a_M est proche de l'âge moyen d'enfement. L'équilibre démographique est atteint pour

$$\lambda(t) = \frac{1}{T(t)} = \frac{v(t)F(a_M, t)}{N(t)}$$

On montre dans l'appendice II que $T(t) = \frac{N(t)}{N(0, t)}$, où $N(0, t)$ est le nombre de naissances dans l'année. L'équilibre est donc obtenu pour

$$v(t) = \frac{N(0, t)}{F(a_M, t)}$$

Posant une valeur du rapport des sexes α avec $F = \alpha N$, on obtient $v(t) = \frac{F(0, t)}{\alpha F(a_M, t)}$.

Supposant $\alpha = 0,5$, il vient $v(t) = \frac{2F(0, t)}{F(a_M, t)}$. Le rapport $\frac{F(a_M, t)}{F(0, t)}$ est le pourcentage de femmes survivantes à l'âge a_M . Dans le cas de faible mortalité avant la période féconde, on voit que v tend vers 2. Il est remarquable que, dans ce cas, l'équilibre soit atteint quelle que soit la mortalité, par exemple lorsque celle-ci ne touche que les femmes après leur période féconde. Au contraire, lorsque les chances pour qu'un bébé de sexe féminin atteigne l'âge de fécondité sont faibles, l'équilibre démographique demande une forte valeur de la fécondité. Partant d'une situation d'équilibre à forte mortalité, donc forte fécondité, on voit que la diminution rapide de la mortalité se traduira par un déséquilibre démographique conduisant à un

rapide accroissement de la population en attendant que la fécondité diminue à son tour pour se rapprocher de deux.

On peut aussi écrire l'équation {1} sous la forme :

$$f(t) = \frac{v(t)\alpha F(a_M, t)}{T(t)F(0, t)}$$

Pour une faible mortalité pré-fécondité, $\alpha = 0,5$ et $T = 60$ ans, on voit que f est de l'ordre de $10^{-2} v$.

LES SCÉNARIOS DÉMOGRAPHIQUES DE L'IIASA

L'IIASA a tenté de prévoir l'évolution de la population mondiale en faisant plusieurs hypothèses sur la fécondité, la mortalité et les taux de migration dans 13 régions. Les hypothèses étaient, pour chacune de ces quantités, de trois types : faible, moyenne ou forte. A titre d'exemple, le **tableau XI** montre les hypothèses de fécondité faites pour 2030. On voit que la fécondité est supposée décroître dans toutes les régions du monde. Elle resterait élevée en Afrique et dans une partie de l'Asie.

Tableau XI - Hypothèses faites par l'IIASA pour la fécondité dans 13 régions du monde (les valeurs observées en 1995 sont également données)

Région	Nombre d'enfants par femme			
	1995	Hypothèse basse	Hypothèse médiane	Hypothèse haute
Afrique				
- Afrique du Nord	4,35	2,00	3,00	4,00
- Afrique Sub-Saharienne	6,18	2,00	3,00	4,00
Asie de l'Est				
- Chine et Pays planifiés	2,00	1,50	2,25	3,00
- Asie Pacifique	2,88	1,70	2,35	3,00
- Asie OCDE	1,53	1,30	1,70	2,10
Asie de l'Ouest				
- Asie centrale	3,35	2,00	3,00	4,00
- Moyen-Orient	5,47	2,00	3,00	4,00
- Asie du Sud	3,77	1,70	2,35	3,00
Europe				
- Europe de l'Est	1,66	1,30	1,70	2,10
- Russie	1,50	1,30	1,70	2,10
- Europe de l'Ouest	1,67	1,30	1,70	2,10
Amérique latine	3,10	1,70	2,35	3,00
Amérique du Nord	1,97	1,40	1,85	2,30

Le **tableau XII** donne les hypothèses sur l'évolution de l'espérance de vie à l'horizon 2030 dans les 13 régions.

Tableau XII - Hypothèses faites par l'IIASA pour l'espérance de vie dans 13 régions du monde

Les évolutions sont données en années de vie gagnées par décade. Les valeurs d'espérance de vie de référence observées en 1995 sont également données.

Région	Espérance de vie 1995		Allongement de l'espérance de vie [années par décade]		
	Hommes	Femmes	Bas	Médian	Haut
Afrique					
- Afrique du Nord	62,7	65,3	0,5	2,3	4,0
- Afrique Sub-Saharienne	50,6	53,9	-2,0	1,0	4,0
Asie de l'Est					
- Chine et Pays planifiés	66,4	70,1	Hom 1,0 Fem 1,0	Hom 1,5 Fem 2,0	Hom 2,0 Fem 3,0
- Asie Pacifique	63,1	67,4	0,0	2,0	4,0
- Asie OCDE	76,1	82,2	1,0	2,0	3,0
Asie de l'Ouest					
- Asie centrale	65,1	72,5	1,0	2,0	3,0
- Moyen-Orient	65,6	68,0	0,5	2,3	4,0
- Asie du Sud	59,7	59,7	Hom 0,0 Fem 0,0	Hom 1,5 Fem 2,0	Hom 3,0 Fem 4,0
Europe					
- Europe de l'Est	67,3	75,0	1,0	2,0	3,0
- Russie	61,1	72,8	Hom 0,0 Fem 1,0	Hom 2,0 Fem 2,0	Hom 4,0 Fem 3,0
- Europe de l'Ouest	72,1	78,1	1,0	2,0	3,0
Amérique latine	66,3	71,8	1,0	2,0	3,0
Amérique du Nord	72,3	79,1	1,0	2,0	3,0

Du fait de l'épidémie de SIDA, la possibilité d'une diminution de l'espérance de vie en Afrique a été envisagée.

Pour chaque région, l'IIASA a combiné des scénarios alliant une des hypothèses sur la fécondité à une hypothèse quelconque sur la mortalité. Les résultats de ces simulations pour 2050 sont donnés dans le **tableau XIII**. Le tableau permet de voir que les prévisions démographiques sont soumises à de grandes erreurs puisque les estimations de la population mondiale en 2050 varient entre 7 et 13 milliards. La valeur retenue par l'IIASA pour les scénarios économiques est celle correspondant à l'hypothèse médiane et vaut environ 10 milliards d'habitants. Le **tableau XIV** donne les chiffres de la population en 2050 retenus par l'IIASA dans son étude de 1998. Il faut noter que de plus récentes estimations sembleraient indiquer que la population en 2050 pourrait être plus proche de 8 milliards que de 10 milliards.

Tableau XIII - Prédiction de l'IIASA pour la population (en millions) en 2050, selon les trois scénarios de fécondité et les trois scénarios de mortalité

Région	Population 1995	Faible	Fécondité Moyenne	Haute
Mortalité haute				
Afrique	720	1312	1710	2173
Asie de l'Est	1956	1979	2601	3369
Asie de l'Ouest	1445	2210	2741	3352
Europe	808	593	716	860
Amérique latine	477	687	867	1080
Amérique du Nord	297	321	386	463
Total	5702	7103	9021	11 300
Mortalité moyenne				
Afrique	720	1562	2040	2599
Asie de l'Est	1956	2116	2760	3554
Asie de l'Ouest	1445	2421	2995	3659
Europe	808	640	766	912
Amérique latine	477	722	906	1125
Amérique du Nord	297	340	406	483
Total	5702	7802	9874	12 330
Basse				
Mortalité basse				
Afrique	720	1799	2344	2963
Asie de l'Est	1956	2257	2918	3733
Asie de l'Ouest	1445	2624	3235	3939
Europe	808	692	819	968
Amérique latine	477	756	945	1169
Amérique du Nord	297	360	427	505
Total	5702	8488	10 690	13 300

Tableau XIV - Population du monde en 2050 (valeurs retenues par l'IIASA dans son étude de 1998)

Région	Population 2050 [millions]
Amérique du Nord	362
Europe de l'Ouest	495
Asie OCDE	148
Ex-URSS	395
Europe de l'Est	141
Amérique latine	839
Moyen-Orient et Afrique du Nord	924

<i>Région</i>	<i>Population 2050 [millions]</i>
<i>Afrique</i>	1736
<i>Chine</i>	1984
<i>Asie Pacifique</i>	751
<i>Asie du Sud</i>	2281
<i>Monde</i>	10 055

4.6.2. ESTIMATION DES PRODUITS INTÉRIEURS BRUTS

Alors que l'IIASA a utilisé une seule évolution pour la population, il a considéré trois types de croissance économique entre 2000 et 2100. Dans le **tableau XV** nous donnons les taux annuels moyens de croissance des PIB par tête entre 2000 et 2050 pour les trois types de scénarios :

- ▶ le scénario A caractérisé par une croissance soutenue avec un rattrapage assez rapide des PVD (pays en voie de développement) sur les pays les plus développés. Le taux de croissance des anciens pays communistes est particulièrement rapide ;
- ▶ le scénario B suppose une croissance assez faible des pays développés et modérément forte dans les PVD, à l'exception de la Chine où elle reste forte ;
- ▶ le scénario C est un scénario à fort rééquilibrage entre pays développés et PVD.

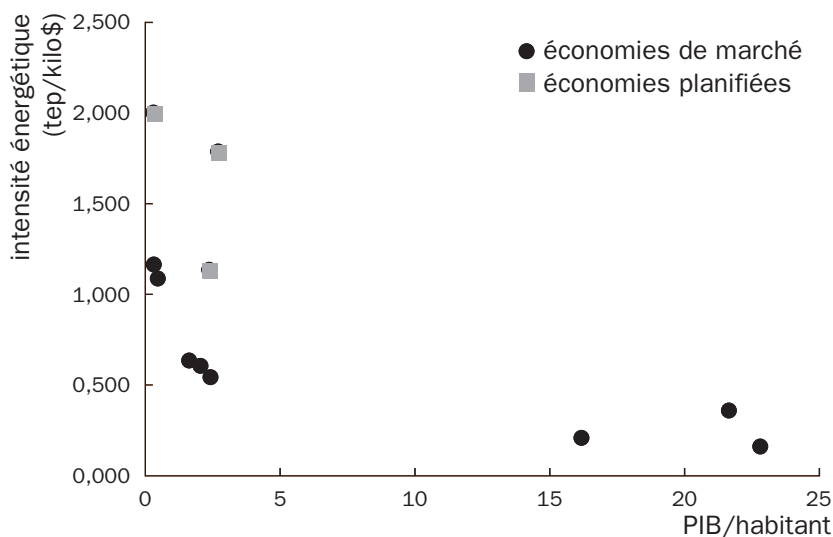
*Tableau XV - Taux moyens d'accroissement des PIB entre 2000 et 2050,
pour les trois catégories de scénarios de l'IIASA
(on rappelle également les taux observés entre 1980 et 2000)*

Augmentation moyenne des PIB/hab. entre 2000 et 2050 [%/an]				
Région	Scénarios			2000/1980
	A	B	C	
Amérique du Nord	1,52	1,23	0,96	3,33
Europe de l'Ouest	1,71	1,35	1,16	2,65
Asie OCDE	1,56	1,14	1,03	4,88
Ex-URSS	4,05	2,89	2,64	8,30
Europe de l'Est	4,32	2,92	2,74	
Amérique latine	2,15	1,84	1,92	1,98
Moyen-Orient et Afrique du Nord	1,78	1,17	1,20	-2,79
Afrique	2,12	1,30	1,56	0,43
Chine	4,38	3,44	4,03	8,44
Asie Pacifique	3,32	2,69	2,95	4,27
Asie du Sud	3,17	2,33	2,94	3,32
Monde	1,65	1,07	1,14	2,82

On a rappelé dans le tableau les résultats observés entre 1980 et 2000. Comme nous l'avons déjà souligné, les valeurs reportées pour les anciens pays communistes et pour le Moyen-Orient sont sujettes à caution. D'une façon générale les taux de croissance projetés sont notablement (environ deux fois) moins grands que ceux qui ont été observés. Alors que dans la période 1980-2000 l'Afrique et, dans une moindre mesure l'Amérique latine, avaient été laissées à la traîne de la croissance, les scénarios de l'IIASA font l'hypothèse inverse entre 2000 et 2050. Espérons qu'ils ne pêchent pas par optimisme ! Enfin ces scénarios supposent un regroupement des PIB des pays développés, l'Europe rattrapant les USA et le Japon. On pourrait aussi bien envisager un décrochage de l'Europe, si l'on en croit les tendances récentes et le faible dynamisme démographique des pays européens.

4.6.3. LES INTENSITÉS ÉNERGÉTIQUES

Les scénarios A, B et C se distinguent non seulement par les taux de croissance des PIB, mais aussi par l'évolution des intensités énergétiques dans les différentes régions. Rappelons que l'intensité énergétique est définie comme le rapport de la consommation d'énergie primaire au PIB. D'une manière générale, l'intensité énergétique décroît avec l'augmentation du PIB/habitant. Cette corrélation s'observe plus ou moins pour tous les pays d'économie de marché. Elle s'explique par la dématérialisation progressive de la production, comme en témoigne la croissance du secteur tertiaire au fur et à mesure du développement économique. Dans les anciens pays communistes, toutefois, l'intensité énergétique était très élevée.



4.2 - Evolution de l'intensité énergétique en fonction du PIB par habitant

On a distingué les économies de marché des anciennes économies planifiées qui se caractérisaient par de très fortes intensités énergétiques.

Le **tableau XVI** donne les valeurs des intensités énergétiques retenues par l'IIASA dans ses trois types de scénarios à l'horizon 2050. Les valeurs observées en 1990 sont également indiquées. Les intensités énergétiques du scénario A sont plus faibles que celles du scénario B. Ceci est simplement dû au fait que la croissance des PIB est supposée plus forte dans le premier cas que dans le second, et donc, comme on le voit sur la **figure 4.2**, que les intensités énergétiques décroissent par ce fait même. Le scénario C est caractérisé par des intensités énergétiques particulièrement faibles. Elles ne reflètent pas une croissance des PIB, mais une politique volontariste de maîtrise de l'énergie. Lorsque l'on rapproche l'augmentation modérée des PIB de la forte diminution des intensités énergétiques supposée pour le scénario C, on prévoit que l'énergie primaire par habitant doit être particulièrement faible pour ce scénario. Ceci est visible sur le **tableau XVII**.

Tableau XVI - Prévision des intensités énergétiques pour les trois types de scénarios de l'IIASA (les valeurs de 1990 sont aussi indiquées)

Région	Intensité énergétique [tep/kilo\$]			
	1990	2050 A	2050 B	2050 C
Amérique du Nord	0,360	0,179	0,184	0,096
Europe de l'Ouest	0,208	0,105	0,105	0,080
Pacifique OCDE	0,165	0,088	0,090	0,060
Ex-URSS	1,786	0,565	0,654	0,476
Europe de l'Est	1,137	0,258	0,406	0,290
Amérique latine	0,560	0,288	0,308	0,224
Moyen-Orient et Afrique du Nord	0,608	0,383	0,450	0,369
Afrique	1,085	0,630	0,780	0,632
Chine	1,994	0,323	0,533	0,240
Asie Pacifique	0,646	0,219	0,276	0,162
Inde	1,178	0,480	0,591	0,416
Monde	0,430	0,245	0,272	0,190

Tableau XVII - Prévision des consommations d'énergie primaire par habitant pour les trois types de scénarios de l'IIASA (les valeurs de 1990 sont aussi indiquées)

Ces valeurs sont données par l'IIASA et ne sont pas identiques à celles données dans le tableau IX où sont reportées les données de l'AIE. Les deux organisations utilisent des méthodes différentes pour traduire les énergies finales en énergies primaires.

Région	Consommation d'énergie primaire [tep/hab.]			
	1990	2050 A	2050 B	2050 C
Amérique du Nord	7,78	9,75	8,41	3,72
Europe de l'Ouest	3,35	4,82	3,9	2,62
Pacifique OCDE	3,77	5,19	4,13	2,57

Région	Consommation d'énergie primaire [tep/hab.]			
	1990	2050 A	2050 B	2050 C
Ex-URSS	4,85	7,96	4,89	3,39
Europe de l'Est	2,72	4,2	3,18	2,31
Amérique latine	1,4	2,4	2,18	1,65
Moyen-Orient et Afrique du Nord	1,29	2,16	1,81	1,51
Afrique	0,59	0,99	0,8	0,75
Chine	0,76	2,26	1,79	1,29
Asie Pacifique	0,99	2,67	2,17	1,65
Inde	0,39	0,96	0,78	0,73
Monde	1,71	2,47	1,97	1,42

On voit, en effet, que seul le scénario C conduit à une diminution, particulièrement importante dans les pays industrialisés, de la consommation d'énergie par habitant. Il est aussi clair que ce scénario tend à réduire les différences entre les consommations d'énergie des pays actuellement développés et ceux en voie de développement. La question est évidemment de savoir si un tel scénario est réaliste dans la mesure où il tourne radicalement le dos aux errements présents.

4.6.4. L'INTENSITÉ D'ÉMISSION DE GAZ CARBONIQUE

Une consommation d'énergie primaire peut être obtenue de différentes manières. Rappelons que les besoins sont reflétés davantage par la consommation d'énergie finale que par la consommation d'énergie primaire.

LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE

La différence entre consommations primaires et finales en 1990 est illustrée dans le *tableau XVIII*.

Tableau XVIII - Contribution des différentes formes de production d'énergie aux consommations finales et primaires en 1990

Les contributions à la production d'électricité sont détaillées dans les deux dernières colonnes.

Source d'énergie	Energie [Mtep]		Electricité [Mtep]	
	Primaire	Finale	Finale	Primaire
Charbon	2176	863	388	1313
Pétrole	3064	2531	105	533
Gaz	1685	975	139	710
Nucléaire	450		173	450
Hydroélectrique	489		188	489
Electricité		1019		

<i>Source d'énergie</i>	<i>Energie [Mtep]</i>		<i>Electricité [Mtep]</i>	
	<i>Primaire</i>	<i>Finale</i>	<i>Finale</i>	<i>Primaire</i>
<i>Biomasse (com.)</i>	246	246		
<i>Biomasse (non-com.)</i>	849	849		
<i>Autres</i>	70		27	70
Total	9029	6450	1019	2648
<i>Total fossiles</i>	6925			
<i>Total ren. nouvelles</i>	316			
<i>% fossiles</i>	77			

Dans le tableau on considère que l'électricité est une forme finale de l'énergie. Elle est produite dans des centrales thermiques ou dans des installations hydro-électriques selon les contributions indiquées dans la troisième colonne du tableau. Les quantités de combustibles fossiles ou leur équivalent utilisées dans les centrales thermiques sont données dans la dernière colonne du tableau. Le rapport des valeurs de la troisième colonne à celles de la dernière colonne est égale à l'efficacité de production par les centrales thermiques (y compris les consommations propres comme celles liées au transport), ne dépassant pas 20% en 1990. En ce qui concerne le nucléaire et l'hydroélectrique, l'efficacité retenue par l'IIASA pour obtenir un équivalent d'énergie primaire est de 38,5%, une valeur plus élevée que celle retenue habituellement, et qui a donc tendance à sous-estimer la quantité de combustible qui serait nécessaire pour se substituer aux centrales nucléaires et aux barrages. Pour un peu plus de 1 Gtep, l'électricité ne contribue qu'à environ 16% des énergies finales, alors que pour la produire il faut environ 30% des énergies primaires. La part des combustibles fossiles utilisée pour produire de l'électricité atteignait 37% en 1990.

Dès 1990, le pétrole ne contribuait plus que de façon marginale à la production d'électricité. Il était essentiellement utilisé dans le secteur des transports. Le charbon était majoritairement utilisé pour la production d'électricité, le reste à la production de chaleur industrielle ou domestique. L'inverse était vrai pour le gaz.

4.6.5. LES SOUS-SCÉNARIOS DE L'IIASA

Les scénarios de l'IIASA de type A et C sont subdivisés en trois et deux sous-scénarios, respectivement, se distinguant essentiellement par le mix énergétique utilisé pour aboutir à la même consommation primaire. Afin de faciliter les comparaisons entre les sous-scénarios, l'IIASA leur a fixé un certain nombre de caractéristiques communes, en plus du niveau de consommation primaire et du Produit Mondial Brut : consommations d'énergie finales et parts relatives de l'électricité dans la consommation finale sont choisies comme devant être approximativement égales.

Le **tableau XIX** montre en effet que pour les trois sous-scénarios A1, A2 et A3 les consommations primaires sont proches de 24,5 Gtep, les consommations finales sont proches de 17,5 Gtep, tandis que la consommation d'électricité est de l'ordre de 3,8 à 4 Gtep.

Tableau XIX - Contribution des différentes formes de production d'énergie aux consommations finales et primaires, calculées pour 2050 par les trois scénarios A1, A2 et A3 de l'IIASA

Source d'énergie	Scénarios pour 2050					
	A1		A2		A3	
			Energie [Mtep]			
	Primaire	Finale	Primaire	Finale	Primaire	Finale
Charbon	3786	1550	7827	2166	2241	1967
Pétrole	7901	6246	4781	4802	4329	3797
Méthanol		974		1471		1828
Gaz	4699	2813	5459	3430	7913	3814
Hydrogène		559		460		817
Nucléaire	2904		1092		2824	
Hydroélectrique	993		1104		1062	
Electricité		3764		3965		3776
Biomasse (com.)	1124	389	2207	426	2906	431
Biomasse (non-com.)	717	717	747	747	743	743
Solaire	1858	314	420	303	1636	315
Autres	852		1201		1007	
Total ren. nouvelles	3835		3828		5549	
Total	24 835	17 327	24 840	17 771	24 661	17 487
Rejets CO ₂ (MtC)	11 619		14 668		9294	

La différence essentielle entre les trois sous-scénarios se trouve dans l'importance relative des combustibles fossiles : le scénario A1 favorise le pétrole, le scénario A2 le charbon et le scénario A3 le gaz naturel. On peut considérer que le nucléaire et la biomasse jouent un rôle d'ajustement du scénario. En particulier, une quantité variable de biomasse est utilisée pour produire du méthanol et de l'hydrogène en substitution au pétrole.

On peut prévoir selon le **tableau XIX** que les trois sous-scénarios donneront des émissions de gaz carbonique très différentes puisque celles-ci décroissent en fonction du contenu en hydrogène du combustible, comme on le voit dans le **tableau XX**. On s'attend, en particulier, à ce que le scénario A3 ait la plus faible intensité d'émission. Il faut noter, toutefois, que les calculs de l'IIASA ne tiennent pas compte de l'émission de méthane due aux fuites de transport du gaz. Le scénario A2 devrait avoir, au contraire, la plus forte intensité d'émission. On constate qu'il en est bien ainsi dans la dernière ligne du **tableau XIX**.

Tableau XX - Rejet de gaz carbonique en tonnes équivalent carbone lors de la production d'une quantité d'énergie égale à 1 tep par les combustibles fossiles

	Charbon [tC]	Pétrole [tC]	Gaz [tC]
Rejet de CO ₂ par tep	1,13	0,62	0,51

Le **tableau XXI** est l'analogue du **tableau XIX** pour les trois autres scénarios de l'IIASA. Les scénarios C1 et C2 peuvent être considérés comme des scénarios « écologiques ». Ils diffèrent par la plus ou moins grande importance de la contribution du nucléaire. Le scénario B est intermédiaire entre les scénarios A et C.

Tableau XXI - Contribution des différentes formes de production d'énergie aux consommations finales et primaires, calculées pour 2050 par les trois scénarios C1, C2 et B de l'IIASA

Source d'énergie	Scénarios pour 2050					
	B		C1		C2	
			Energie [Mtep]			
	Primaire	Finale	Primaire	Finale	Primaire	Finale
Charbon	4153	1956	1504	803	1472	802
Pétrole	4053	3792	2668	2643	2616	2624
Méthanol		917		776		749
Gaz	4561	2920	3919	2038	3344	2045
Hydrogène		333		345		346
Nucléaire	2738		521		1771	
Hydroélectrique	917		1031		962	
Electricité		3011		2286		2178
Biomasse (com.)	1122	387	1481	334	1357	333
Biomasse (non-com.)	860	860	822	822	824	824
Solaire	432	285	1552	239	1377	236
Autres	1090		747		526	
Total ren. nouvelles	2645		3780		3261	
Total	19 926	14 461	14 246	10 286	14 250	10 137
Rejets CO ₂ (MtC)	9572		5343		5114	

4.6.6. CRITIQUE DES SCÉNARIOS DE L'IIASA

Aucun des scénarios de l'IIASA ne permet de s'approcher de la limite de 3 GtC en 2050. Les scénarios C qui se rapprochent le plus de cette limite demandent un effort volontariste très affirmé, au niveau mondial, de limitation des consommations d'énergie, aussi bien qu'un rééquilibrage des niveaux de développement. Les évolutions récentes ne vont malheureusement pas dans ce sens et on peut se demander si ces scénarios sont réalistes.

Il est intéressant de comparer les consommations de combustibles fossiles cumulées jusqu'en 2050 aux réserves actuellement reconnues. Cette comparaison est faite dans le **tableau XXII** et montre que seules les réserves de charbon sont à la hauteur des besoins. Il est vrai que l'on peut espérer que les réserves s'avèreront plus élevées, mais il est probable que, de toute façon, de vives tensions apparaîtront sur le prix du gaz et du pétrole, et donc que le charbon sera économiquement favorisé par rapport aux autres sources fossiles. Quand on sait que des pays comme la Chine, les USA et l'Inde disposent de grandes réserves de charbon et seront les principaux consommateurs d'énergie en 2050, on peut en conclure que, parmi les scénarios A, le scénario A2 est le plus probable.

Tableau XXII - Préviation des consommations cumulées de combustibles fossiles jusqu'en 2050

	Consommations cumulées de 1990 à 2050 [Gtep]						Réserves 1990
	A1	A2	A3	B	C1	C2	
<i>Charbon</i>	200	275	158	194	125	123	540
<i>Pétrole</i>	300	260	245	220	180	180	146
<i>Gaz</i>	210	211	253	196	181	171	133

4.6.7. VARIANTES « NUCLÉAIRES » DES SCÉNARIOS IIASA

Aucun des scénarios de l'IIASA ne fait appel au nucléaire de façon massive, alors qu'une telle politique serait plus facile, techniquement, à mettre en œuvre qu'un recours important aux énergies renouvelables. Cette timidité à l'égard du nucléaire est, sans aucun doute, liée à des considérations politiques et idéologiques et à la volonté de ne pas trop choquer l'opinion des antinucléaires, tout en maintenant l'option nucléaire ouverte. C'est une caractéristique qui est partagée par tous les scénarios retenus par le GIEC, par exemple. Il est d'autant plus intéressant d'étudier des scénarios dans lesquels les seules limites à l'emploi du nucléaire seraient d'ordre technique et économique : nécessité d'un niveau technologique suffisant des pays le mettant en œuvre, croissance raisonnable du parc. Une telle approche a été suivie dans un article [5]. Nous avons refait ici les calculs pour les trois scénarios A2, B et C2 en supposant qu'en 2050 les fossiles n'étaient plus utilisés ni pour la production d'électricité, ni pour la production de chaleur (sauf pour le charbon en Chine et en Inde pour 30% de la valeur retenue dans les scénarios IIASA, et pour le gaz en Russie avec le même facteur de réduction). Nous avons considéré alors deux variantes selon qu'une partie du pétrole, utilisé pour les transports, était (A2H, BH, C2H) ou non (A2N, BN, C2N) remplacé par de l'hydrogène.

Le **tableau XXIII** résume le résultat de ces calculs en ce qui concerne la production de CO₂ et la production d'électricité nucléaire.

Tableau XXIII - Résultats sur les émissions de gaz carbonique des scénarios de l'IIASA, modifiés en remplaçant le charbon et le gaz par du nucléaire

Les scénarios indexés H supposent de plus que le pétrole est partiellement remplacé par de l'hydrogène électrolytique.

	CO₂ [GtC]	Nucléaire [Gtep]
1990	6	0,49
A2	14,8	1,1
A2N	4,2	13,3
A2H	2,7	15,4
B	9,8	2,7
BN	3,5	10,3
BH	2,3	12,2
C2	5,7	1,8
C2N	2,2	6,1
C2H	1,4	7,1

Le **tableau XXIII** permet de faire les constatations suivantes :

- ▶ la faiblesse des émissions du scénario C2 est liée au fait que ce scénario réduit à presque zéro la contribution des combustibles fossiles à la production d'électricité et de chaleur ;
- ▶ seuls les scénarios Hydrogène entraînent une réduction importante du recours au pétrole. On voit alors que, contrairement à ce qui est généralement affirmé, dans le cas des scénarios A et B, la contribution des transports à la production de CO₂ n'est pas dominante. Les gains les plus importants viendront de l'abandon des fossiles pour la production d'électricité et de chaleur ;
- ▶ un recours massif au nucléaire est, seul, susceptible de stabiliser la concentration de CO₂ dans l'atmosphère sans réduire l'approvisionnement énergétique. Dans le scénario le plus intense en nucléaire, il faudrait mettre en œuvre un parc d'une puissance de près de 9000 GWe, soit trente fois plus qu'actuellement. Bien que le taux de nucléarisation paraisse très élevé, il ne serait guère que trois fois plus élevé que celui atteint par la France dès à présent. L'effort d'investissement nécessaire serait tout à fait comparable à celui qui est envisagé par les scénarios d'origine. Par contre, les réserves actuelles d'uranium ne seront pas suffisantes pour un tel développement. La mise en œuvre d'un parc de 9000 GWe consomme environ 9000 tonnes de matière fissile par an. Dans la technologie actuelle il faudrait donc extraire près d'un million de tonnes d'uranium naturel chaque année. Les réserves actuellement assurées n'atteignent que 4 millions de tonnes. L'OCDE estime que la reprise des efforts de prospection devrait permettre de découvrir environ 20 millions de tonnes supplémentaires. Dans tous les cas, ces réserves sont insuffisantes. L'océan contient 3 milliards de tonnes d'uranium naturel dont l'exploitation serait possible à un prix dix fois supérieur à celui des minerais terrestres. La solution la plus évidente est donc de recourir à la surrégénération.

4.7. CONCLUSION

Compte tenu de l'augmentation de la population mondiale et des grands besoins des pays en voie de développement, il semble très difficile d'éviter une multiplication par au moins deux des besoins en énergie d'ici 2050. L'énergie primaire est actuellement fournie à presque 80% par les combustibles fossiles. De ce fait, les rejets de gaz carbonique atteignent 22 milliards de tonnes, soit 6 milliards de tonnes équivalent carbone, alors que la stabilisation de la concentration en gaz carbonique dans l'atmosphère ne pourrait être obtenue qu'avec des rejets inférieurs à 2 ou 3 GtC. Il faudrait donc ramener la part des énergies fossiles à moins de 20% à l'horizon 2050. La mise au point de scénarios de prévision des consommations énergétiques permet de déterminer quel est l'espoir de réaliser cet objectif. De tels scénarios ont été réalisés à la demande du Conseil Mondial de l'Energie (CME) et du GIEC. Plutôt que de faire une revue générale, mais par là même superficielle, de l'ensemble de ces scénarios, nous avons préféré décrire avec détail les scénarios mis au point par l'IIASA pour le compte du CME et publiés en 1998. Parmi ces scénarios seuls ceux supposant une politique drastique d'économie d'énergie permettent de stabiliser les émissions autour de la valeur présente. Ceci est vrai alors que la part des énergies fossiles est fortement réduite à des valeurs comprises entre 55 et 75%, cette décroissance se faisant au profit des énergies renouvelables et nucléaires.

Alors que l'importance de la contribution des énergies renouvelables est limitée dans ces scénarios par des facteurs techniques, et surtout économiques, il ne semble pas en être de même pour celle de l'énergie nucléaire : tous les scénarios prévoient une multiplication par environ 10 de la contribution des énergies renouvelables « nouvelles » (éolien, solaire, biomasse commerciale) mais des contributions très variables du nucléaire, allant d'une diminution à une multiplication par 5. Nous montrons qu'en modifiant les scénarios de façon à ce que le nucléaire remplace en grande partie le charbon et le gaz, il est possible d'atteindre pratiquement l'objectif de rejets de CO₂ inférieurs à 3 GtC, sans réduire les consommations prévues même dans le cas des scénarios à forte croissance.

ANNEXE I - TABLEAU OFFICIEL DES CONTENUS ÉNERGÉTIQUES

Les contenus énergétiques officiels en France, comme définis par la DGEMP, sont donnés dans le tableau ci-dessous [6].

Source d'énergie	Unité physique	Gigajoules [GJ] (PCI)	Tep (PCI)
Charbon			
- houille	1 t	26	26/42 = 0,619
- coke de houille	1 t	28	28/42 = 0,667
- agglomérés et briquettes de lignite	1 t	32	32/42 = 0,762
- lignite et produits de récupération	1 t	17	17/42 = 0,405
Pétrole brut et produits pétroliers			
- pétrole brut, gazole/fioul domestique, produits à usages non-énergétiques	1 t	42	1
- GPL	1 t	46	46/42 = 1,095
- essence moteur et carburéacteur	1 t	44	44/42 = 1,048
- fioul lourd	1 t	40	40/42 = 0,952
- coke de pétrole	1 t	32	32/42 = 0,762
Electricité			
- production d'origine nucléaire	1 MWh	3,6	0,086/0,33 = 0,260606...
- production d'origine géothermique	1 MWh	3,6	0,086/0,10 = 0,86
- autres types de production, échanges avec l'étranger, consommation	1 MWh	3,6	3,6/42 = 0,086
Bois	1 stère	6,17	6,17/42 = 0,147
Gaz naturel et industriel	1 MWh PCS	3,24	3,24/42 = 0,077

ANNEXE II - UN EXEMPLE DE MODÈLE DÉMOGRAPHIQUE

Le taux de natalité peut s'exprimer par :

$$f(t) = \frac{F(t)}{N(t)} \frac{v_1(t)}{T_F(t)}$$

où F(t) est le nombre de femmes dans la population, v₁(t) le nombre moyen d'enfants vivants par femme et T_F(t) l'espérance de vie des femmes. A l'équilibre on obtient donc la relation :

$$\lambda(t) = \frac{F(t)}{N(t)} \frac{v_1(t)}{T_F(t)} \tag{2}$$

où l'on peut écrire que $\lambda(t) = \lambda_F(t) + \lambda_H(t)$ avec $\lambda_{F,H}(t)$ les taux de mortalité des femmes et des hommes respectivement, soit $\frac{1}{2} \left(1 + \frac{T_F(t)}{T_H(t)} \right) = \frac{F(t)}{N(t)} v_1(t)$. On obtient donc le résultat, *a priori* surprenant, qu'à l'équilibre démographique $v(t)$ est indépendant de $f(t)$. Par exemple, si $T_F(t) = T_H(t)$ et $N(t) = 2F(t)$, on obtient $v_1(t) = 2$. Ce résultat n'est qu'en apparence contradictoire avec l'affirmation que l'équilibre démographique dans les sociétés à forte mortalité nécessite une forte fécondité. En effet la fécondité est définie comme le nombre moyen d'enfants $v_2(t)$ par femme nubile, et non par bébé de sexe féminin. D'un façon précise, si l'on considère une population féminine d'âge a , $F(a,t)$, donnant naissance chaque année à $n(a,t)$ enfants, la fécondité est définie par :

$$v_2(t) = \int_0^\infty \frac{n(a,t)}{F(a,t)} da$$

Utilisant l'équation {2}, on obtient par ailleurs :

$$v_1(t) = T_F(t) f(t) \frac{N(t)}{F(t)} = T_F(t) \frac{\int_0^\infty n(a,t) da}{\int_0^\infty F(a,t) da} \quad \{3\}$$

La fonction $n(a,t)$ est une fonction piquée reflétant la période de fécondité des femmes. Dans les pays à faible mortalité infantile, la fonction $F(a,t)$ décroît lentement. Dans les pays à forte mortalité infantile, cette fonction décroît rapidement pour les petites valeurs de a , mais plus lentement dans la région correspondant à la période de fécondité féminine. Il s'ensuit que l'on peut remplacer dans l'équation {3} $F(a,t)$ par une valeur indépendante de a , soit $F(a_M,t)$, d'où

$$\int_0^\infty n(a,t) da = F(a_M,t) v_2(t) \quad \{4\}$$

et

$$\begin{aligned} v_1(t) &= v_2(t) T_F(t) \frac{F(a_M,t)}{F(t)} \\ T_F(t) &= \frac{\int_0^\infty a \frac{dF(a,t)}{da} da}{\int_0^\infty \frac{dF(a,t)}{da} da} = \frac{F(t)}{F(0,t)} \\ v_1(t) &= v_2(t) \frac{F(a_M,t)}{F(0,t)} \end{aligned}$$

et

$$f(t) = \frac{F(t)}{N(t)} \frac{v_2(t)}{T_F(t)} \frac{F(a_M,t)}{F(0,t)} = \frac{v_2(t) F(a_M,t)}{N(t)}$$

RÉFÉRENCES

- [1] *Global energy perspectives*. IIASA & CME, NAKICENOVIC N., GRUBER A. & McDONALD A. (Eds), Cambridge University Press, 1998
<http://www.iiasa.ac.at>
<http://www.worldenergy.org>
- [2] Informations utiles. CEA, 1999.
- [3] *Key world energy statistics*. Agence Internationale de l'Energie
<http://www.iea.org>
- [4] <http://www.un.org/esa/population>
- [5] *Revue de l'Energie* **531**, 2001, 575.
- [6] Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, DGEMP/OE, 10/06/2002.

DEUXIÈME PARTIE

PRODUCTION D'ÉNERGIE ET CLIMAT

5 - LE RÉCHAUFFEMENT CLIMATIQUE : PROBLÉMATIQUE GÉNÉRALE

Jean-Louis BOBIN

On passe en revue les principales données relatives à l'effet de serre: concentrations de gaz et leur évolution, impact sur le climat, modèles du réchauffement global. L'accent est mis sur les faits et les éléments chiffrés.

5.1	<i>Quand l'histoire est au congélateur</i>	116
5.2	<i>Le cycle du carbone</i>	121
5.3	<i>Gaz à effet de serre d'origine anthropique</i>	123
5.4	<i>Sur la bonne voie mais...</i>	127
5.5	<i>La menace du réchauffement global</i>	129
5.6	<i>Comment réagir ?</i>	134

Dans sa contribution à cet ouvrage, Laurent LI (chapitre 6) décrit le jeu du rayonnement et de la vie dont les actions sur l'eau des océans et l'air de l'atmosphère déterminent le climat régnant à la surface de notre planète et présentent des modèles qui visent à en prévoir l'évolution. Cette synthèse s'appuie sur les connaissances accumulées par des équipes de scientifiques à l'œuvre dans des disciplines extrêmement variées et accessibles grâce à diverses sources :

Le GIEC (Groupement Intergouvernemental d'Etude du Climat¹) a été créé par les Nations unies en réponse à la prise de conscience, par les instances gouvernementales ou autres et le public en général, des enjeux associés à d'éventuelles modifications du climat d'origine anthropique. Cette institution publie des rapports détaillés (le plus récent [1] date de 2001) où sont rassemblées et mises à jour toutes les informations utiles. De son côté, consultée par le gouvernement français, l'Académie des sciences de Paris, avec le renfort d'experts nationaux, a rédigé des documents contenant un grand nombre de données chiffrées, assorties de commentaires et de recommandations [3]. Il existe aussi des ouvrages [4-8] destinés à un public assez large.

¹ En anglais : Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).

On ne répétera pas ici en quoi consiste l'effet de serre, décrit en détail dans le chapitre 6. Le passé de notre planète, tel que nous le connaissons, conduit à penser qu'à de modestes variations près, il règne un équilibre auquel cet effet contribue. Depuis les débuts de l'ère industrielle consécutifs à la mise sur le marché, vers 1770, de la machine à vapeur de James WATT, l'activité humaine disperse dans l'atmosphère des quantités croissantes de gaz à effet de serre, essentiellement du gaz carbonique CO₂. Quels sont donc les faits et les chiffres ?

5.1. QUAND L'HISTOIRE EST AU CONGÉLATEUR

Aussi bien pour les températures que pour les concentrations de gaz à effet de serre, des mesures directes ne concernent que les périodes les plus récentes : depuis environ 1850 pour la température, deuxième moitié du xx^e siècle pour les gaz. Cependant, les données relatives aux époques plus lointaines peuvent être reconstituées grâce au carottage des calottes glaciaires qui recouvrent les pôles.

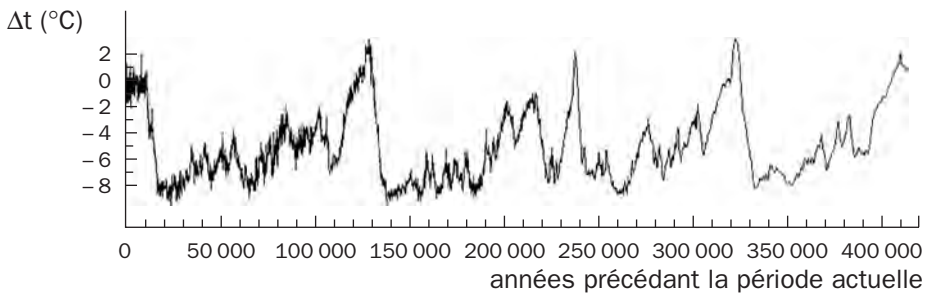
Chaque année en effet, les chutes de neige forment une nouvelle couche dont les compositions chimique et isotopique sont le reflet de celles de l'atmosphère. La nature met ainsi au réfrigérateur des données essentielles pour la connaissance du climat. En conséquence, des carottes prélevées à travers les calottes polaires ont permis d'accéder aux températures et à la composition de l'atmosphère sur une période passée assez longue : 420 000 ans.

5.1.1. HISTOIRE DES TEMPÉRATURES

L'oxygène présent sur Terre est essentiellement de l'isotope dont le nombre de masse est 16 avec une petite proportion, environ 1 %, d'isotope 18. L'eau évaporée depuis la surface des océans est encore enrichie en isotope 16, plus léger. Mais une élévation de température augmente la fraction d'isotope 18 envoyée dans l'atmosphère. Les lois quantitatives sont connues de sorte que la quantité d'isotope 18 dans une couche de glace permet d'évaluer la température au moment de l'évaporation. Le résultat est présenté sur la *figure 5.1*.

La *figure 5.1* met en évidence une évolution presque cyclique avec une période d'environ 120 000 ans. Notre époque est la dernière en date des ères chaudes, de durée approximative 10 000 ans, succédant à une glaciation environ dix fois plus longue. Il convient de noter que ces importants changements climatiques sont le résultat de petits écarts de température sur une plage qui ne dépasse pas 10°C. Une analyse plus fine d'un passé récent montre des variations de température sur des périodes bien plus courtes. C'est ainsi qu'au Moyen Âge, la Terre était exceptionnellement chaude tandis que la seconde moitié du xvii^e siècle a été surnommée « petit âge glaciaire ». A cette époque, le Soleil avait une activité particulièrement

faible, comme le prouvent de nombreux témoignages rapportant une quasi-absence de taches sur sa surface.



5.1 - Température moyenne de la Terre au cours des 420 000 années passées, telle que reconstituée à partir de la composition isotopique de la calotte glaciaire antarctique [8]

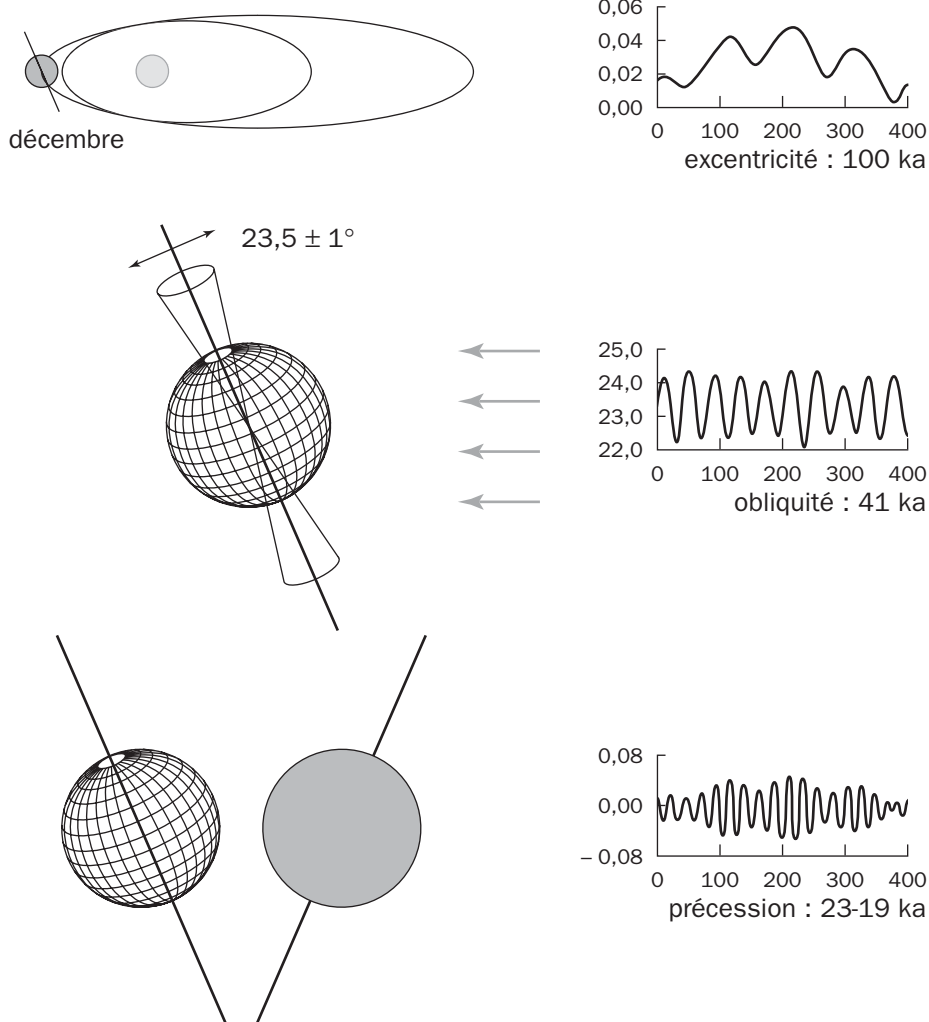
On pense généralement que les changements climatiques du passé sont dus à la combinaison des variations de l'activité solaire et de la complexité du mouvement orbital de la Terre. Le rayonnement solaire n'est pas émis de façon rigoureusement constante [9]. Son intensité varie de 0,1 à 0,6%. Elle suit le cycle de 11 ans, subit des écarts quotidiens et peut dériver sur quelques siècles.

La trajectoire de la Terre autour du Soleil est une ellipse dont l'excentricité change au cours du temps. Bien qu'elle ne soit pas exactement cyclique, une période de 100 000 ans environ est attribuée à cette variation (*figure 5.2*). La Terre reste plus longtemps plus loin du Soleil lorsque l'excentricité est plus grande. Le flux d'énergie reçue est alors moindre.

L'équilibre thermique de la Terre est déterminé en premier lieu par la température des océans qui couvrent 73% de sa surface. Il faut se rappeler que l'eau a une capacité calorifique anormalement élevée. De nos jours, lorsque la Terre passe au périhélie, c'est l'été dans l'hémisphère sud où existent peu de terres émergées. Sous l'effet du rayonnement solaire, les océans sont plus chauds qu'à aucune autre période et la température de la Terre atteint ses sommets historiques. Dans le cas contraire, lorsque l'été de l'hémisphère nord, plus continental, coïncide avec le passage au périhélie, les océans sont plus froids et la Terre subit une glaciation.

Ces changements sont dus à la précession de l'axe des pôles à qui il faut de 19 000 à 23 000 ans pour effectuer un tour complet. L'effet est renforcé par les variations de l'obliquité de l'axe qui oscille entre 22 et 25°, avec une période de l'ordre de 40 000 ans. Une obliquité plus grande entraîne un plus grand contraste saisonnier entre les latitudes moyennes et les régions polaires.

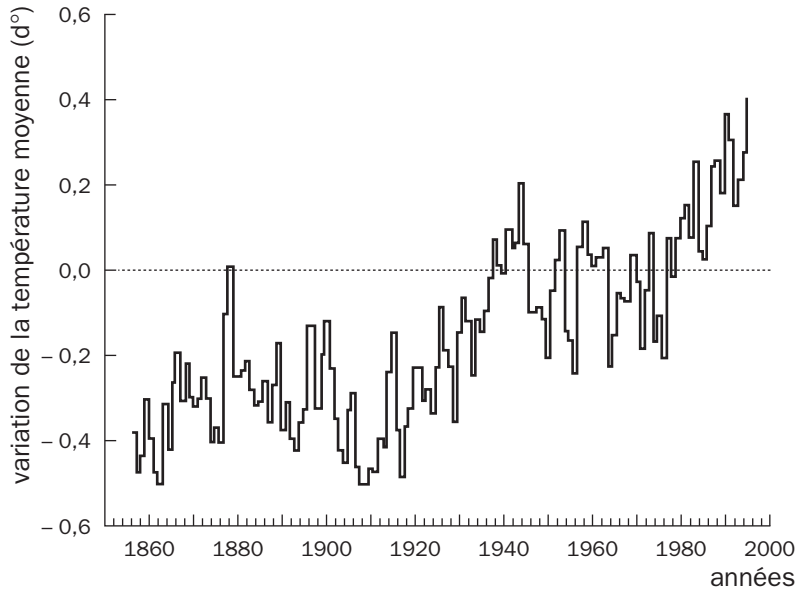
Si les variations passées de la température peuvent être attribuées à des causes naturelles, en est-il de même aujourd'hui et en sera-t-il de même demain tandis qu'augmentent les émissions de gaz à effet de serre d'origine anthropique ?



5.2 - Les mouvements de la Terre qui influencent l'insolation

Les périodes des différents mouvements sont indiquées en milliers d'années (ka).

Depuis 150 ans, la température de l'atmosphère est soigneusement suivie et enregistrée par des stations météorologiques en un grand nombre de points du globe. On calcule à partir de ces données des moyennes locales, régionales et planétaires. La **figure 5.3** montre, en fonction du temps, l'évolution de la moyenne annuelle planétaire. Mises à part des fluctuations de faible amplitude ($0,2^\circ\text{C}$) d'une année sur l'autre, la température est restée à peu près stable jusqu'en 1920. Elle est passée par un maximum vers 1940 et s'accroît constamment depuis 1960. L'augmentation depuis lors est de $0,5^\circ\text{C}$.



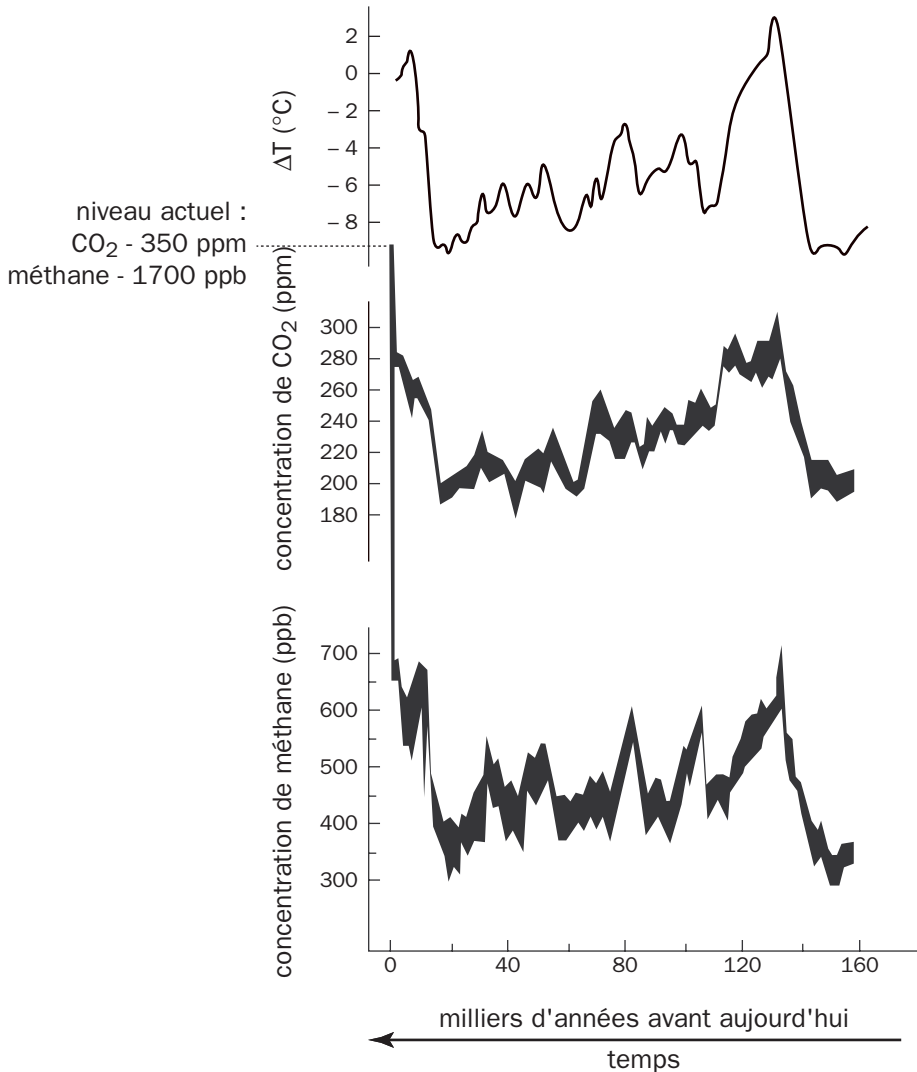
5.3 - Evolution au cours du temps de la température en degrés Celsius (moyenne planétaire annuelle) depuis 1850 [source : GIEC, 1996]

Une conséquence déjà perceptible du réchauffement global est l'élévation du niveau moyen des océans. Cette élévation est due pour une part à la fonte des glaces, mais l'essentiel vient de la dilatation de l'eau. Pendant longtemps l'élévation du niveau de la mer était estimée à partir du changement du niveau des marées. Depuis 1992, les scientifiques disposent du satellite franco-américain Topex-Poséidon qui mesure avec grande précision le niveau des océans [10]. On a ainsi observé une élévation moyenne de 3,1 mm par an entre août 1992 et avril 1999. En extrapolant, on trouve une élévation de 30 cm par siècle, et cela dans le cas plutôt favorable où la température continuerait d'augmenter au rythme actuel. En revanche, si la situation continue d'évoluer dans un sens défavorable, on pourrait aboutir à une élévation beaucoup plus importante du niveau des mers. A terme, certains pays seraient ainsi menacés d'inondation : les Pays-Bas pour 6% de leur superficie, le Bangladesh pour 17,5%.

5.1.2. HISTOIRE DES CONCENTRATIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

Les détails de la composition de l'atmosphère sont bien connus depuis 1950, grâce à des mesures précises effectuées en différents endroits. Les concentrations des plus importants constituants font l'objet d'un suivi rigoureux. S'agissant d'un passé plus lointain, les concentrations sont reconstituées de façon crédible d'après l'analyse des bulles d'air piégées dans les glaces de la calotte polaire antarctique [11]. Dans les cas du CO_2 et du méthane, les variations sont fortement corrélées à celles de la température superficielle de la Terre, comme le montre la *figure 5.4*, graphi-

que détaillé relatif aux dernières 160 000 années (un cycle glaciaire). Il a été prouvé que cette corrélation vaut pour les 400 000 ans des quatre derniers cycles glaciaires [8]. Tout au long de cette histoire, la concentration de CO_2 reconstituée oscille entre 180 et 300 parties par million en volume (ppmv), celle du méthane entre 300 et 700 parties par milliard (ppbv). Ainsi est-il prouvé que les abondances de ces gaz à effet de serre sont d'autant plus grandes que la planète est plus chaude.



5.4 - Température et concentrations de CO_2 et de méthane au cours du dernier cycle glaciaire

Dans les modèles et les simulations, on constate que l'augmentation de l'une quelconque des variables, concentration de gaz ou température, induit une rétroaction positive sur l'autre. Des mesures récentes [12] montrent les deux effets :

- ▶ l'augmentation du CO_2 suit celle de la température d'environ 800 ans,
- ▶ la contribution du CO_2 au réchauffement total final est de l'ordre de 40% (effet amplificateur), point cependant contesté à la suite d'autres observations[13].

L'histoire récente est très différente, comme le montrent les pics de concentration apparaissant sur la gauche de la *figure 5.4*. En regardant les données de plus près, on trouve que, depuis les débuts de l'ère industrielle vers 1770, les concentrations de CO_2 et de méthane dans l'atmosphère ont augmenté régulièrement. Les niveaux actuels, 350 et 1700 ppbv respectivement, se situent très au-delà de la fourchette définie par les fluctuations historiques telles que nous les connaissons.

Bien que la tendance soit nettement à la hausse, on n'observe pas d'accroissement aussi spectaculaire de la température, restée jusqu'à ce jour compatible avec les variations historiques. Mais presque tous les modèles attribuent une origine anthropique à la récente augmentation qui, en conséquence, devrait se poursuivre.

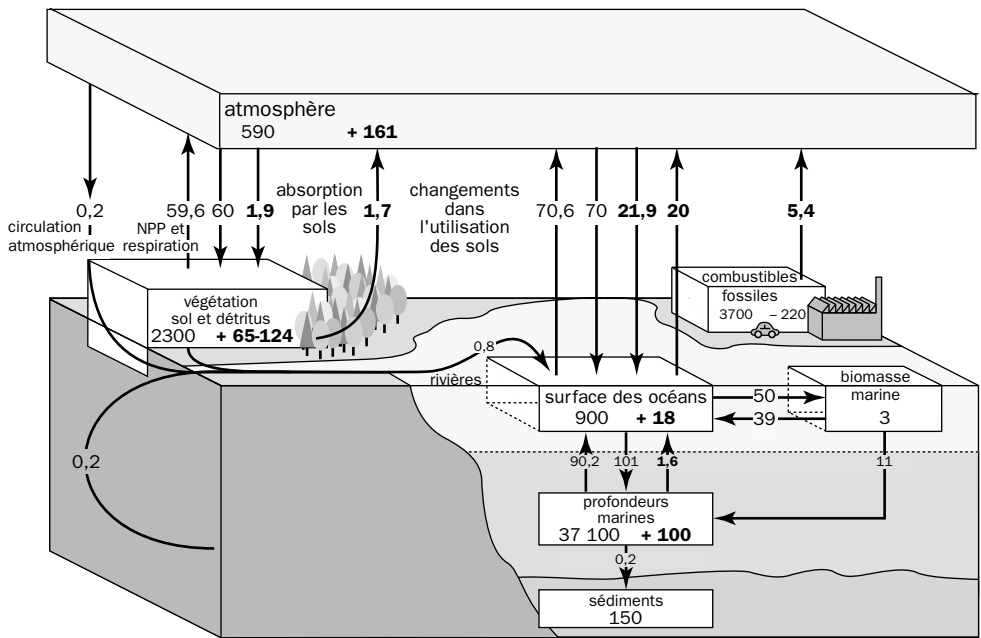
5.2. LE CYCLE DU CARBONE

Le carbone est présent dans la composition des principaux gaz à effet de serre. Ceux-ci sont émis ou absorbés et leurs molécules entrent dans des réactions chimiques. Le carbone participe ainsi à un cycle de transformations qu'il est nécessaire de connaître en détail. Le contenu en carbone des diverses substances intervenant dans ce cycle va servir de référence.

Au voisinage de la surface de la Terre, on trouve le carbone partout. L'atmosphère contient des molécules gazeuses carbonées : le dioxyde (gaz carbonique) est le plus abondant. Il existe aussi de petites quantités de monoxyde de carbone, CO , et de méthane, CH_4 . Des carbonates sont dissous dans l'eau des océans. Les mollusques ont des coquilles en carbonate de calcium. Plus généralement, la biomasse est faite de molécules organiques riches en carbone. Le sol et les roches contiennent aussi un grand nombre de composés du carbone. Les combustibles fossiles en représentent une petite partie. La plus grande quantité de carbone connue est stockée dans les calcaires (carbonate de calcium).

A l'échelle planétaire, des mécanismes naturels, physiques, chimiques ou biologiques, font intervenir d'importants flux de carbone. La vie terrestre et la vie marine contribuent à ces flux, comme le montre la *figure 5.5* où sont indiqués aussi les flux d'origine anthropique. Aux échelles de temps qui nous intéressent ici, le principal réservoir, à savoir les calcaires, n'intervient pas.

De considérables flux de carbone sont impliqués dans les interactions directes entre la biomasse terrestre et l'atmosphère. Le contenu en carbone de divers types de végétation est ainsi une donnée importante présentée dans le *tableau I*.



5.5 - Le cycle du carbone[14]

Les réservoirs sont évalués en gigatonnes de carbone (GtC) et les flux en gigatonnes de carbone par an. Les contributions d'origine anthropique aux réservoirs et aux flux sont en caractères gras. N.B. - NPP est la production primaire nette.
[Reproduit avec la permission de SARMIENTO J.L. & GRUBER N., Physics today **55**, August 2002, 31. © 2002, American Institute of Physics]

Tableau I - Contenu en carbone de divers types de végétations
(en tonnes de carbone à l'hectare) [15]

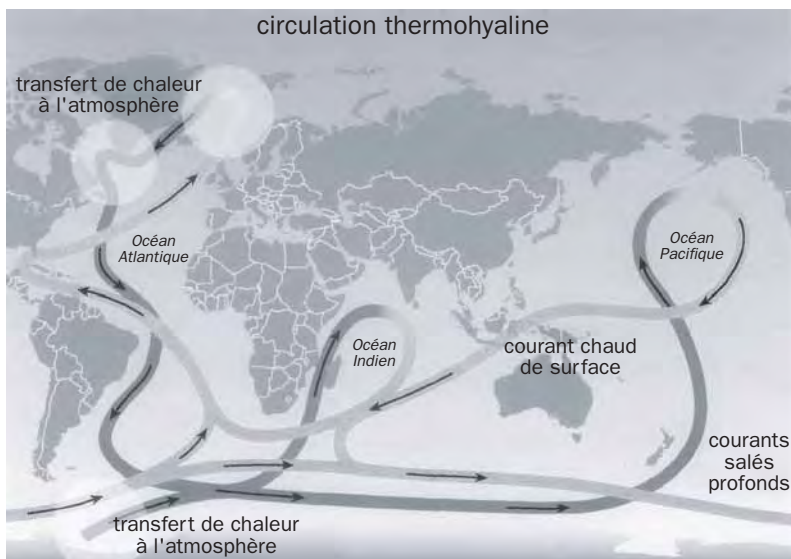
	Végétation	Sol	Total	% dans le sol
Forêt tropicale	120,4	122,6	243	50,5
Forêt des régions tempérées	56,8	96,2	153	62,9
Forêt boréale	64,2	343,8	408	84,3
Savane tropicale	29,2	116,8	146	80
Prairie des régions tempérées	7,2	235,8	243	97
Désert et zones arides	11,8	42,2	44	96
Toundra	6,3	127,7	134	95,3
Zones humides	42,2	643,1	686	93,8
Terres cultivées	1,9	80,1	82	97,7

Le tableau montre que la végétation visible contient moins de carbone que son environnement immédiat. En se basant sur le total, les prairies tempérées contiennent autant de carbone que les forêts. La quantité de carbone des cultures est trois fois moindre que celle des surfaces non-cultivées (prairies et forêts). Pendant leur vie,

les plantes absorbent du gaz carbonique et rejettent de l'oxygène. L'essentiel du carbone est restitué à leur mort. En raison du manque de données précises sur la couverture végétale, les quantités de carbone et les échanges globaux avec l'atmosphère sont seulement estimés. Comme indiqué sur la **figure 5.5**, les flux naturels se compensent à peu près.

Les flux naturels de carbone entre les océans et l'atmosphère sont également équilibrés. Les eaux froides de l'hémisphère nord dissolvent le CO_2 atmosphérique. Des réactions chimiques produisent des bicarbonates transportés par des courants profonds jusque dans l'hémisphère sud, où ils regagnent la surface dans les eaux chaudes tropicales (**figure 5.6**). Là les réactions inverses se produisent et le CO_2 est réinjecté dans l'atmosphère.

La dynamique du cycle du carbone est initiée par de petits écarts à l'équilibre des flux. Or, depuis les débuts de l'ère industrielle, l'espèce humaine a provoqué des flux nets qui, comme indiqué sur la **figure 5.5**, peuvent devenir très supérieurs aux flux naturels.



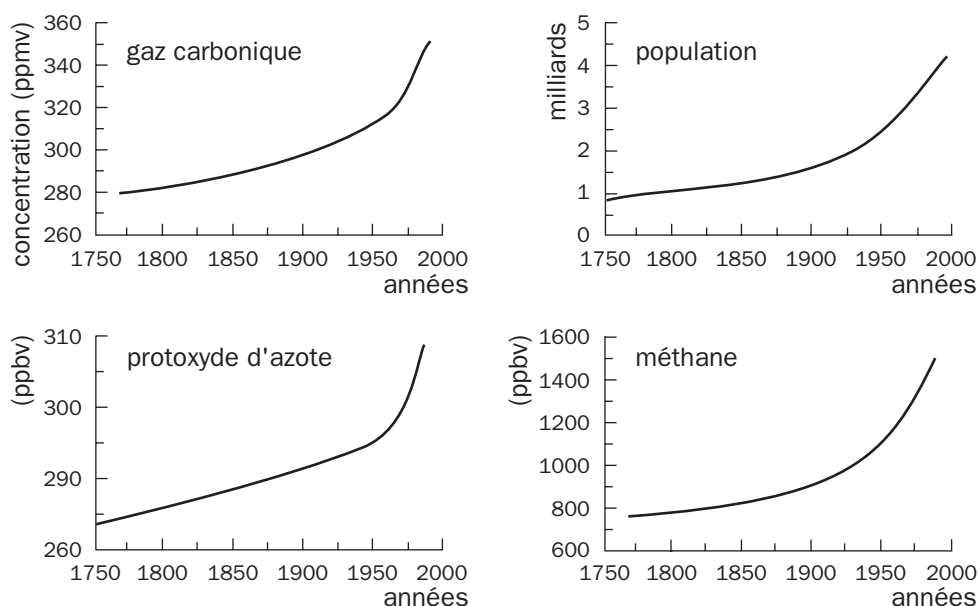
5.6 - Les courants océaniques agissent comme une courroie de transmission

5.3. GAZ À EFFET DE SERRE D'ORIGINE ANTHROPIQUE

Si notre aptitude à évaluer l'influence de l'activité humaine sur le climat demeure limitée, deux contributions au cycle du carbone (reportées sur la **figure 5.5**) sont clairement perceptibles. La plus petite est due aux changements apportés à l'utilisation des sols. En effet, passer de la forêt à des cultures réduit l'absorption de gaz

carbonique par la végétation. La plus importante vient de l'usage de combustibles fossiles qui rejettent de grandes quantités de ce gaz dans l'atmosphère. On a maintenant la preuve que c'est là l'origine de l'augmentation observée de la concentration de CO_2 depuis les débuts de l'ère industrielle.

D'abord les concentrations du gaz carbonique, du méthane et du protoxyde d'azote suivent la croissance de la population (*figure 5.7*). La corrélation entre les quatre courbes est frappante, avec un accroissement particulièrement rapide depuis 1950. Bien que le méthane et d'autres gaz soient de meilleurs générateurs d'effet de serre que le gaz carbonique, celui-ci demeure le plus important car il reste plus longtemps dans l'atmosphère et sa concentration y est de beaucoup la plus grande. En gros, le gaz carbonique est responsable de 62% du forçage radiatif attribuable aux émissions anthropiques, le méthane compte pour 20% et les autres gaz se partagent le reste. Autre produit de combustion, la vapeur d'eau joue un rôle amplificateur, mais n'est pas considérée comme un facteur de déclenchement.

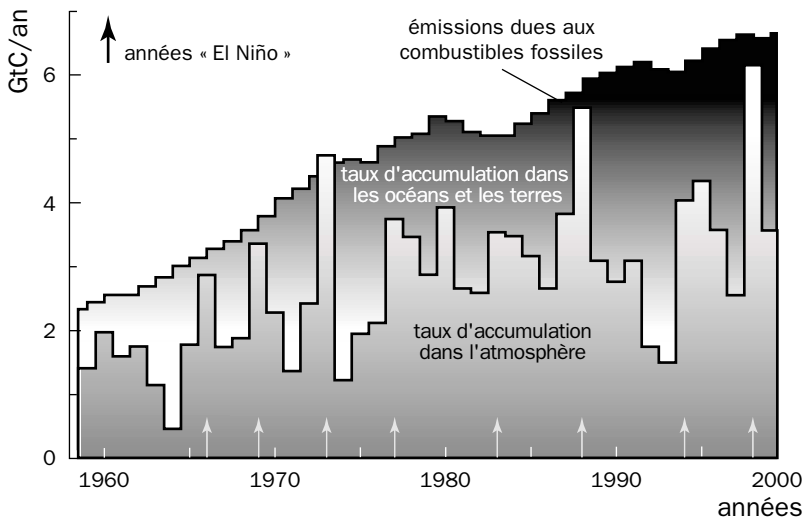


5.7 - Evolution au cours du temps des concentrations de gaz à effet de serre et de la population humaine globale

Ici encore l'analyse isotopique s'avère précieuse. Le carbone a deux isotopes stables de nombres de masse 12 (99%) et 13. L'isotope radioactif de nombre de masse 14 est créé par la réaction sur l'azote de l'air de neutrons induits par le rayonnement cosmique. Cet isotope participe aux processus biologiques et atteint une concentration d'équilibre dans les êtres vivants. Après la mort, sa concentration décroît avec une demi-vie de 5500 ans. Les combustibles fossiles issus de la biomasse d'un lointain passé sont presque entièrement dépourvus de carbone 14. De plus, en raison de processus physico-chimiques très sensibles à la température, les com-

bustibles fossiles d'origine marine sont appauvris en carbone 13. Or les mesures montrent que, dans l'atmosphère, les proportions d'isotopes 13 et 14 du carbone sont en décroissance, ce qui est un argument de plus en faveur du forçage d'origine anthropique.

Toutes causes confondues, l'accroissement annuel du contenu de l'atmosphère en carbone est inférieur aux rejets dus aux activités humaines. C'est que, comme on le voit aussi sur la **figure 5.5**, les océans et la végétation sont d'efficaces puits qui absorbent environ la moitié des émissions. La fraction absorbée varie d'une année sur l'autre, comme le montre la **figure 5.8**. Elle dépend fortement de phénomènes climatiques comme « El Niño »² ou d'événements comme l'éruption volcanique du Pinatubo. Il est à noter que les échanges de CO₂ avec les océans se sont accrus, tandis que la concentration atmosphérique augmentait de 25%.



5.8 - Puits à CO₂

Les quantités annuelles de CO₂ émis ou bien sont absorbées par les terres et les océans (partie supérieure), ou bien restent dans l'atmosphère (partie inférieure). Lorsque se produit le phénomène El Niño (flèches), l'océan absorbe peu ou pas du tout.

[Reproduit avec la permission de SARMIENTO J.L. & GRUBER N., *Physics today* **55**, August 2002, 32. © 2002, American Institute of Physics]

Comme le montre le **tableau II** établi par zones géographiques, la quantité totale de gaz carbonique émise en 1990 atteignait 22 milliards de tonnes (qui contiennent 7 milliards de tonnes de carbone). Figurent aussi les émissions de polluants majeurs. Mais alors que le CO₂ induit essentiellement de l'effet de serre, le soufre et l'azote sont à l'origine de pluies acides et de la formation d'ozone atmosphérique.

² El Niño est un courant océanique prenant naissance certaines années dans le Pacifique. Il entraîne les eaux voisines du Sud-Est asiatique en direction de l'Amérique du Sud. Ce phénomène est à l'origine de modifications du climat tropical.

Tableau II - Emissions annuelles, par zones géographiques, de gaz carbonique et de polluants [12]

<i>Zone</i>	<i>Gaz carbonique [Gt/an]</i>	<i>Soufre [Mt/an]</i>	<i>Azote [Mt/an]</i>
<i>Amérique du Nord</i>	5,68	12,1	5,5
<i>Amérique latine</i>	0,95	3,2	1,4
<i>Europe occidentale</i>	3,67	10,4	3,7
<i>Europe centrale</i>	0,92	3,9	1,0
<i>Ex-URSS</i>	3,96	12,4	4,0
<i>Moyen-Orient</i>	0,81	2,2	1,0
<i>Afrique noire</i>	0,40	1,9	0,7
<i>Asie du Sud</i>	0,73	3,4	1,1
<i>Pacifique</i>	4,66	15,1	5,7
Total	21,78	64,6	24,1

Tableau III - Emissions annuelles par habitant de gaz carbonique et de polluants majeurs émanant d'une sélection de pays [16]

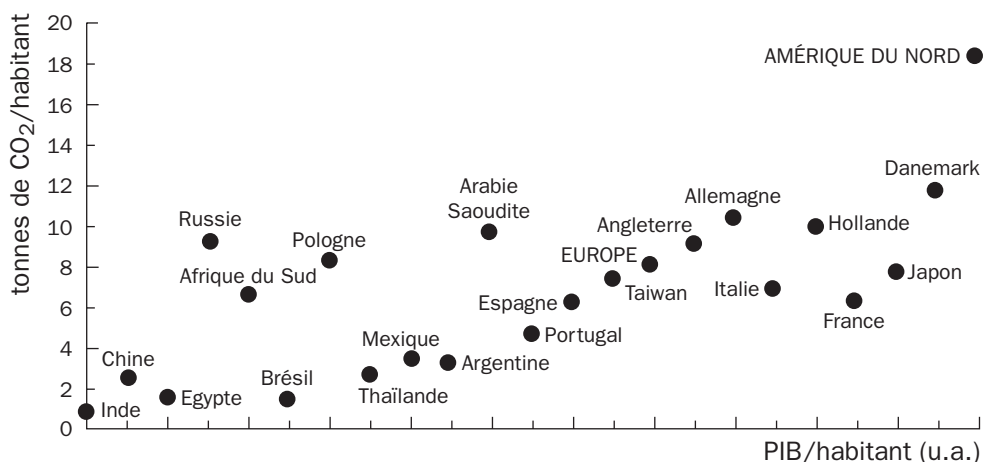
<i>Pays</i>	<i>CO₂ [t/hab.]</i>	<i>SO₂ [kg/hab.]</i>	<i>NO₂ [kg/hab.]</i>
<i>Norvège</i>	7,5	12	55
<i>Suisse</i>	7,1	10	28
<i>Suède</i>	7,0	20	45
<i>Pays-Bas</i>	12,5	14	37
<i>France</i>	7,0	20	30
<i>Canada</i>	17,0	140	70
<i>Pologne</i>	14,0	70	30
<i>Grande-Bretagne</i>	11,0	68	49
<i>Allemagne</i>	13,0	70	40
<i>USA</i>	20,0	85	78
<i>CEI (ex-URSS)</i>	12,5		
<i>Japon</i>	8,0		
<i>Chine</i>	2,5		

Au palmarès figurent les régions du monde les plus industrialisées. L'Amérique du Nord, l'Europe occidentale, l'ex-URSS, le Pacifique (Australie, Japon, Taiwan) envoient chacune dans l'atmosphère des quantités de CO₂ supérieures ou égales au milliard de tonnes, et leurs émissions cumulées représentent 80% du total. On observe les mêmes proportions pour le soufre et l'azote. Une comparaison par nation est également instructive (*tableau III* et *figure 5.9*). Dans les pays où les taux annuels d'émission de CO₂ dépassent 10 tonnes par habitant – Pays-Bas, Canada, Grande-Bretagne, Allemagne, USA, CEI (Communauté des Etats Indépen-

dants ou ex-URSS) –, la production d'électricité se fait essentiellement à partir de combustibles fossiles. D'autres pays développés, comme la Suisse ou la péninsule scandinave, ont de vastes ressources hydroélectriques. La France est un cas à part en raison de l'importance de l'électronucléaire, tandis que le Japon utilise peu de charbon.

Il convient de noter qu'une part significative de l'émission de gaz à effet de serre est due aux systèmes de transport. L'énergie dépensée dans les transports est en constante augmentation. Cela atténue les contrastes entre différents pays. La faiblesse des émissions émanant de la Chine et de l'Inde est le reflet de leur état de développement.

Le tableau III est aussi un indicateur des efforts que chaque pays doit fournir pour améliorer la situation.



5.9 - Comparaison des émissions de CO₂ dans différents pays [17]

(en ordonnées : tonnes de CO₂ émises annuellement par habitant ;
en abscisses : PIB par habitant en unités arbitraires)

5.4. SUR LA BONNE VOIE MAIS...

Comme le montre le **tableau IV**, les trois principaux combustibles fossiles, charbon, pétrole et gaz naturel, ont différentes capacités pour produire de l'effet de serre ou des pollutions. Le charbon a le potentiel le plus élevé. Aujourd'hui, la combustion rejette ses impuretés dans l'atmosphère sous formes de particules, d'acides sulfurique et nitrique (à l'origine de pluies acides). Il apparaît cependant techniquement possible de débarrasser le charbon de 95% de ses impuretés. Le combustible gazeux ainsi obtenu aurait un potentiel de pollution beaucoup plus faible. La Chine et l'Inde pourraient ainsi tirer parti de leurs considérables réserves de charbon, tout en limitant les impacts sur l'environnement.

La situation du pétrole est un peu plus favorable, celle du gaz bien meilleure. Elle pourrait encore progresser grâce à de nouvelles technologies comme les cycles combinés ou la cogénération³. Le tableau montre que ces techniques de production d'énergie réduisent les émissions de façon significative : presque un facteur 2.

Tableau IV - Emissions de gaz carbonique et de polluants émanant de différents combustibles selon diverses technologies (par kWh d'énergie produite)

Combustible	CO ₂ [kg]	SO ₂ [g]	NO ₂ [g]
Charbon (à 1% de S)	0,95	7,5	2,80
Pétrole (à 1% de S)	0,80	5,0	1,80
Gaz naturel (à 1% de S)	0,57	-	1,30
Charbon (avec cogénération)	0,57	4,4	1,17
Pétrole (avec cogénération)	0,46	2,9	0,99
Gaz (avec cogénération)	0,34	-	0,70

L'ère industrielle est jalonnée de substitutions énergétiques. Il a fallu un siècle pour que le charbon l'emporte sur le bois vers 1875. Au bout d'un autre siècle, vers 1970, le pétrole devenait la source d'énergie dominante. Le gaz naturel prendra bientôt le relais. Ces remplacements successifs se font au profit de combustibles où la proportion d'hydrogène augmente par rapport au carbone. La combustion fabrique de plus en plus d'eau (écologiquement neutre) et moins de gaz carbonique⁴. Il en résulte une diminution de la quantité de gaz à effet de serre émise par unité d'énergie produite.

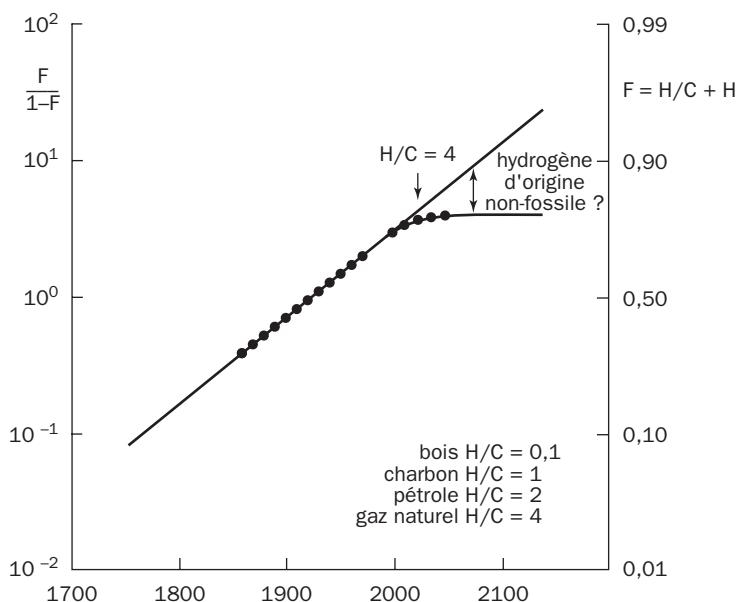
Cette évolution a fait l'objet d'une analyse à la MARCHETTI [18], rapportée par AUSUBEL [19]. Comme on peut le voir sur la *figure 5.10*, le rapport hydrogène sur carbone augmente au cours du temps suivant une courbe logistique qui, sur le diagramme, se traduit par une ligne droite grâce au choix particulier de l'échelle des ordonnées. Mais au début du XXI^e siècle il faut s'attendre à une inflexion vers une limite correspondant au méthane, dont la molécule comporte un seul atome de carbone pour quatre d'hydrogène et constituant principal du gaz naturel. Des progrès seraient encore envisageables à la condition d'utiliser directement de l'hydrogène de provenance autre que fossile.

Ainsi, insensiblement et en l'absence de toute démarche volontariste, nos sources d'énergie tendent à mieux respecter l'environnement planétaire. Mais cette constatation doit être assortie d'une restriction : la production d'énergie continue d'augmenter et des quantités de plus en plus grandes de CO₂ et de polluants sont émises.

L'équilibre de la planète est-il menacé par ces rejets et de quelle façon ? Quelles mesures pouvons-nous prendre pour éviter des changements irréversibles ?

³ Voir le chapitre 9 de cet ouvrage.

⁴ En réalité, la contribution de la combustion de bois à l'effet de serre peut être minimisée grâce à la reforestation. La croissance de la forêt absorbe le gaz carbonique émis lors de la combustion. Cela impose de ne pas brûler plus de bois que ce qui a poussé dans l'année.



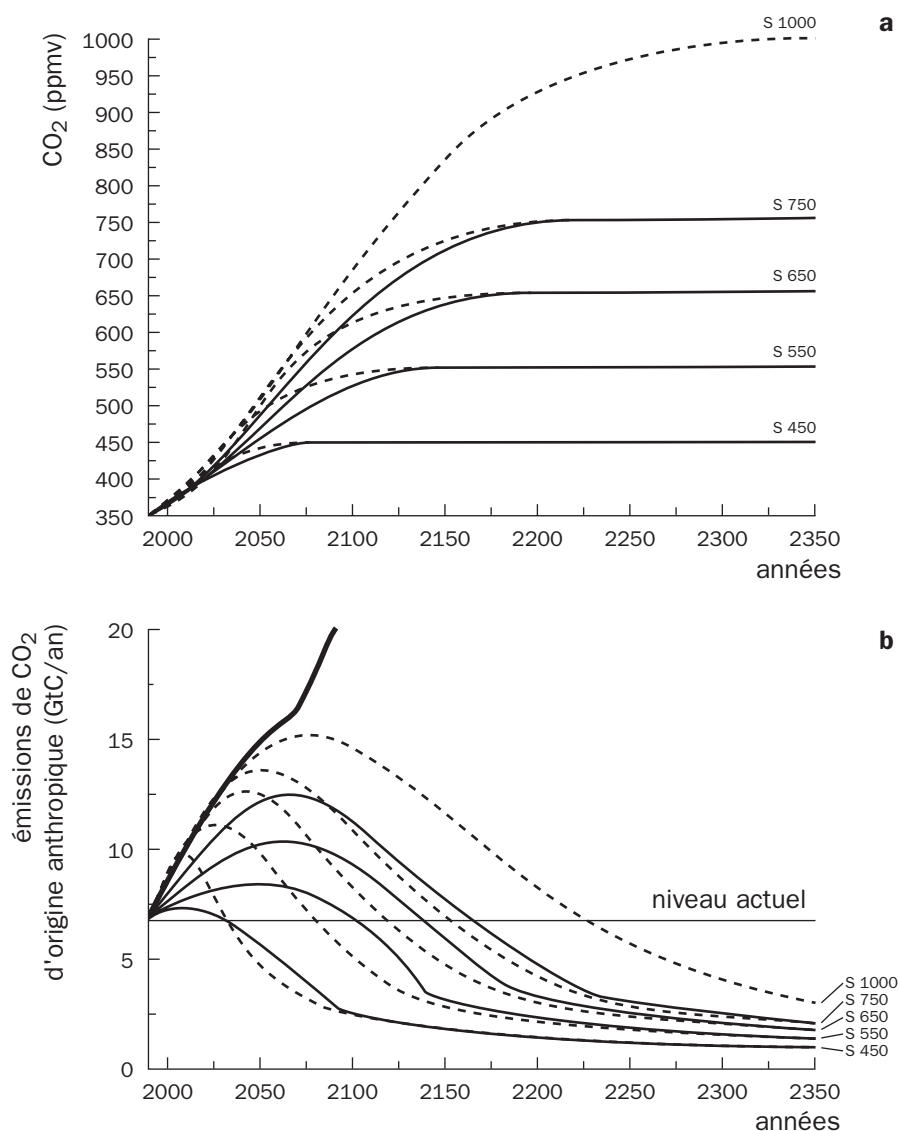
5.10 - Historique du rapport hydrogène/carbone dans les combustibles utilisés par l'humanité

F est le rapport du nombre d'atomes d'hydrogène au nombre total d'atomes dans le combustible. Porter en ordonnées le logarithme de $F/(1-F)$ permet de représenter l'évolution par une ligne droite.

5.5. LA MENACE D'UN RÉCHAUFFEMENT GLOBAL

L'augmentation de la concentration de CO_2 laisse présager des conséquences graves dont l'enchaînement pourrait être catastrophique. Si effectivement elle est à l'origine de l'élévation de température observée depuis une quarantaine d'années, il est permis d'envisager que la prolongation de cette tendance conduise à un changement climatique irréversible. Bien que les événements à venir soient difficilement prévisibles, on ne peut exclure que ce changement entraîne quelques désastres : une élévation du niveau des mers à la suite de la fonte des calottes glaciaires du Groenland et de l'Antarctique, la disparition de récifs coralliens, un plus grand nombre de cyclones dévastateurs, une désertification accélérée de zones subtropicales, des transformations dans la végétation puis dans la faune, la dégradation des sols sous l'effet de l'érosion, voire même à plus long terme un arrêt du Gulf Stream qui laisserait aux masses d'air polaire toute latitude pour envahir l'Europe occidentale. Le réchauffement pourrait aussi déstabiliser le cycle du méthane. De grandes quantités de ce gaz sont en effet stockées sous forme d'hydrates dans les sédiments marins et les terres gelées en profondeur (permafrost) des régions arctiques. Un dégel en relâcherait la majeure partie dans l'atmosphère (voir par exemple [3], p. 139).

De nombreux travaux sont menés pour essayer d'évaluer la probabilité de telles catastrophes. Comme en témoigne la contribution de Laurent LI (voir chapitre 6), ces recherches utilisent systématiquement la simulation numérique sur ordinateur. D'importance capitale, la modélisation des climats se heurte à de grandes difficultés qui ne sont pas toutes attribuables à l'insuffisante capacité des systèmes informatiques.



5.11 - Scénarios de stabilisation du CO₂

(a) concentration - (b) émissions à programmer

L’avenir climatique dépend de nombreux mécanismes naturels, mais aussi des comportements de la société humaine. Ces processus fonctionnent avec des constantes de temps⁵ très différentes les unes des autres.

L’effet de ces différences peut s’apprécier sur un exemple simple : le gaz carbonique se répand dans l’atmosphère en 4 à 8 ans, mais il en faut de 50 à 100 pour en éliminer la moitié. Résultat : stabiliser la concentration de CO₂ à une valeur prédéterminée nécessairement supérieure à l’actuelle passe par des mesures drastiques de réduction des émissions d’origine anthropique pendant les quelques siècles à venir. La **figure 5.11** ci-contre illustre cette perspective.

Mais la dynamique du climat est beaucoup plus complexe. Elle met en jeu des processus dont les plus importants sont présentés, avec leurs constantes de temps, dans le **tableau V**. Inclure toutes leurs interactions dans les modèles est une tâche ardue (voir chapitre 6). La disparité des constantes de temps ajoute un défi supplémentaire dans le traitement numérique.

Tableau V - Constantes de temps dans la dynamique du climat

	Processus	Années
Composition de l’atmosphère	dispersion dans l’atmosphère des gaz à effet de serre	2-4
	disparition de 50% d’une bouffée de CO ₂	50-100
	disparition de 50% d’une bouffée de CH ₄	8-12
Système climatique	réponse de la température de l’air à une augmentation de la concentration en CO ₂	120-150
	transport de chaleur et de CO ₂ vers les fonds océaniques	100-200
	réponse du niveau de la mer aux changements de température	600-10 000
	réponse des calottes polaires aux changements de température	1000-10 000
Ecosystème	acclimatation des plantes aux fortes teneurs en CO ₂	1-100
	vie des plantes	1-1000
	décomposition de la biomasse végétale	0,5-500
Système socio-économique	changements dans les techniques d’utilisation de l’énergie	1-50
	changements dans les techniques de production de l’énergie	10-50
	modifications des infrastructures	30-100
	modifications des normes sociales et des méthodes de gouvernement	30-100

5 Selon le GIEC [11], une « constante de temps » est le temps nécessaire à la réalisation de la moitié des conséquences d’une sollicitation du système étudié.

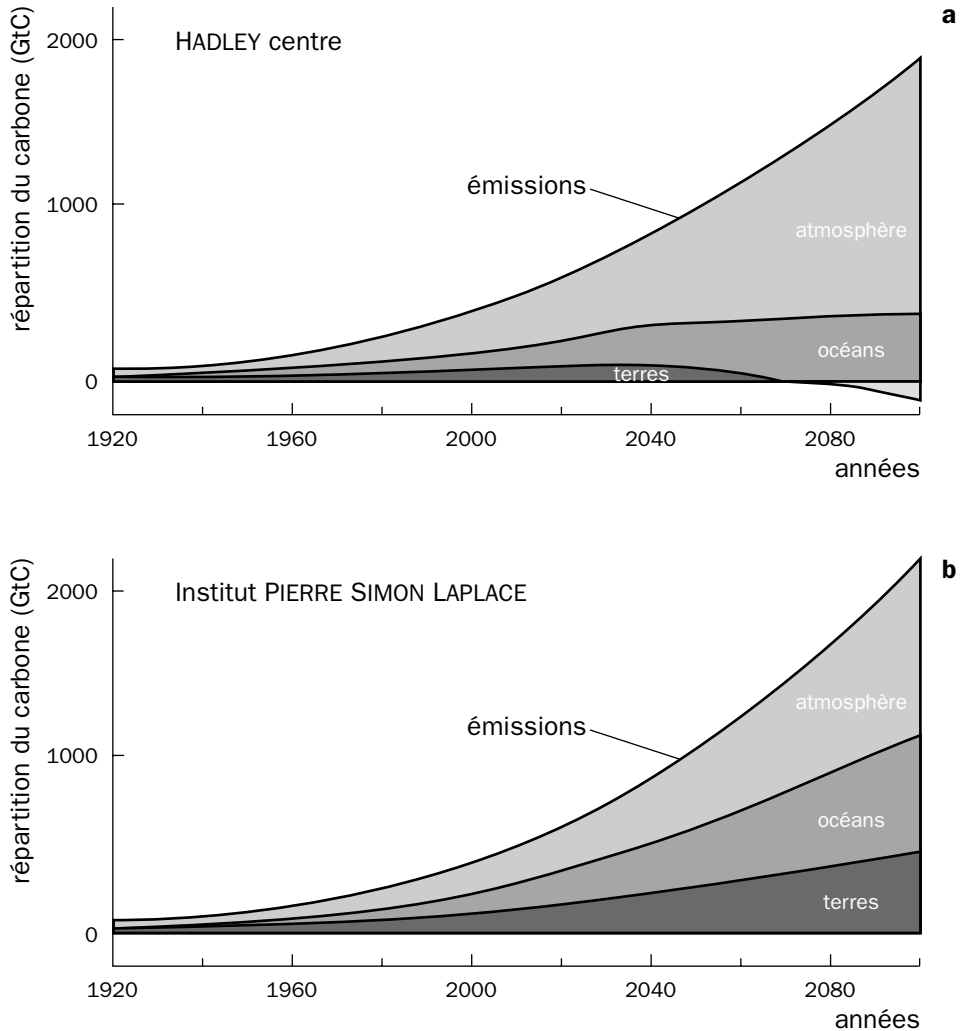
La méthode universellement adoptée par les chercheurs qui visent à déterminer les climats futurs consiste à caler des modèles sur le passé récent, bien documenté. Une fois celui-ci correctement reconstitué, il est nécessaire de faire des hypothèses pour calculer la suite. En 1992, le GIEC a rendu publics des scénarios d'émission globale, connus sous le sigle IS92 [20]. Ils ont été abondamment utilisés pour fournir les données d'entrées aux modèles de circulation globale servant de base aux scénarios de modification du climat. La mise en œuvre des modèles ne donne pas de résultats avant un long délai. Pendant ce temps, les connaissances sur tous les processus impliqués s'accroissent et s'affinent. De meilleurs scénarios d'émission sont ainsi élaborés [21], qui correspondent aux scénarios WEC/IIASA [22] de consommation d'énergie au cours du XXI^e siècle.

Mais intégrer de nouvelles données est une lourde tâche, de sorte que le scénario IS92a reste à la base de prévisions climatiques récemment parues. Il est représentatif d'une politique de l'autruche répondant au slogan « business as usual », et qui consiste à ne rien modifier aux pratiques en cours ni aux tendances du moment. Un tel scénario aboutit à une estimation de 1540 gigatonnes de carbone rejetées dans l'atmosphère entre 2000 et 2100. Ce chiffre est à comparer aux ressources fossiles subsistant à la fin de la période, soit 3500 Gt [23]. La plupart des modèles prévoient que la moitié de ces rejets se sera accumulée dans l'atmosphère, produisant une concentration de CO₂ d'environ 700 parties par million (ppm). Ce résultat est très sensible à des hypothèses supplémentaires. La *figure 5.12* en montre deux exemples.

La *figure 5.12a* est un résultat [24] obtenu au Centre Hadley du Bureau Météorologique Britannique, au moyen d'un modèle où le cycle du carbone et le climat sont totalement couplés. La concentration de CO₂ dans l'atmosphère grimpe jusqu'à 980 ppm. La température de l'air près de la surface augmente de 5,5°C, celle du sol de 8°C. En raison de cet important chauffage, les terres rejettent plus de carbone, mais c'est compensé par une plus grande absorption par les océans qui avalent plus de CO₂ lorsque sa teneur s'élève dans l'atmosphère. Tout gaz carbonique additionnel issu d'autres sources reste dans l'atmosphère.

Les résultats présentés sur la figure 5.12b proviennent de l'Institut Pierre Simon LAPLACE (IPSL) [25]. Le modèle utilise un scénario d'émission amélioré par rapport à IS92a. En raison de la difficulté de simuler le comportement des eaux de l'hémisphère sud, il admet une absorption océanique double de celle de Hadley. Mais surtout, la sensibilité à la température de l'absorption par les terres est inférieure à la moitié de celle de Hadley et la distribution de la végétation ne subit pas de modification. La prédiction de l'IPSL est alors que la concentration atmosphérique de CO₂ en 2100 ne dépassera pas 780 ppm, nettement moins que dans le modèle de Hadley.

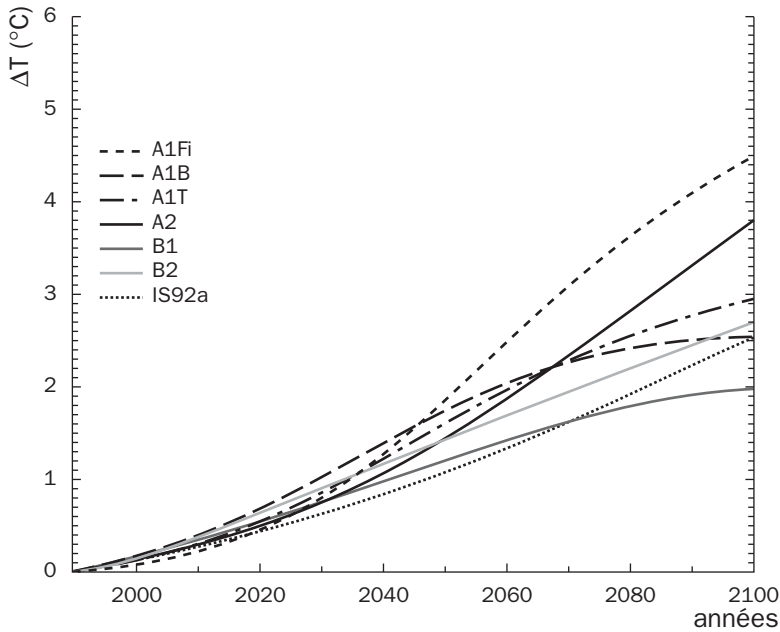
Ce qui précède n'était qu'un exemple des différences entre les résultats obtenus par divers modèles. Si tous laissent prévoir de plus grandes concentrations de CO₂ dans l'atmosphère, les prédictions quantitatives sont fortement divergentes, comme le montre la *figure 5.13*.



5.12 - Futures concentrations de CO_2 selon deux modèles [13]

[Reproduit avec la permission de SARMIENTO J.L. & GRUBER N., *Physics today* **55**, August 2002, 36. © 2002, American Institute of Physics]

Les écarts considérables obtenus (de 1 à 6°C d'augmentation d'ici 2100) sont le reflet d'incertitudes d'origines diverses : connaissance encore incomplète du cycle du carbone, maîtrise imparfaite des paramètres qui commandent le climat de la Terre, enfin, et ce n'est pas la moindre inconnue, choix des politiques énergétiques et environnementales par les gouvernements et les instances internationales. En conséquence, on n'a pas affaire à des prévisions mais à des scénarios, tous plausibles. Les écarts de prévision sont de l'ordre de 2°C vers 2100, à la fois entre les scénarios et à l'intérieur de chacun d'eux.



5.13 - Evolution des températures globales prédites par différents modèles, les scénarios d'émission étant ceux du GIEC [28]

Le scénario IS92a sert de référence. La marge d'incertitude associée à chaque scénario est d'environ 30%.

5.6. COMMENT RÉAGIR ?

On peut cependant affirmer, sans crainte d'être démenti, que la vie sur Terre devra au cours des siècles à venir faire face aux conséquences de niveaux de CO_2 et de méthane dans l'atmosphère anormalement élevés. Il semble bien que tous les couplages entre le cycle du carbone et le réchauffement global soient positifs, l'élévation de température réduisant la capacité d'absorption des puits. Il apparaît ainsi impératif de réduire les émissions et de prendre des mesures de séquestration, afin de stabiliser la concentration du CO_2 dans l'atmosphère à un niveau qui minimise l'impact sur le climat. Les mêmes problèmes se posent pour le méthane avec des constantes de temps différentes.

Pour évaluer sommairement les efforts à faire dans ce sens, on peut recourir à l'équation de KAYA [26], qui met en jeu les grandeurs suivantes applicables à la Terre entière, ou à un pays, ou encore à une région économique :

- ▶ Q_{CO_2} est la quantité de gaz carbonique rejeté dans l'atmosphère pendant une année donnée,
- ▶ E_{tep} est la production d'énergie pendant cette même année (évaluée par exemple en tep),

- ▶ W_{PIB} est la richesse créée cette même année, représentée par le Produit Intérieur Brut,
- ▶ N_{pop} est le nombre d'êtres humains présents, toujours cette même année.

Il est légitime de supposer Q_{CO_2} proportionnel à N_{pop} , ce qui permet de l'exprimer en fonction de rapports utiles aux responsables de la politique énergétique, soit :

$$Q_{\text{CO}_2} = \frac{Q_{\text{CO}_2}}{E_{\text{tep}}} \frac{E_{\text{tep}}}{W_{\text{PIB}}} \frac{W_{\text{PIB}}}{N_{\text{pop}}} N_{\text{pop}}$$

A l'échelle planétaire, on s'attend à une augmentation de N_{pop} au cours des décennies qui viennent, jusqu'à un maximum assez plat vers 2050. Alors, pour stabiliser la concentration de CO_2 à un niveau légèrement au-dessus de l'actuel, Q_{CO_2} doit rester étale ou, mieux, diminuer (voir **figure 5.11**). Etant donné qu'un accroissement de $\frac{W_{\text{PIB}}}{N_{\text{pop}}}$ est souhaitable, et d'ailleurs déjà en cours, les deux autres fractions doivent diminuer.

Si l'on admet que le réchauffement global est la menace la plus grave qui pèse sur l'humanité et, avec elle, sur toute vie sur Terre, on voit apparaître une double obligation :

- ▶ utiliser des sources d'énergie dépourvues de carbone de façon à diminuer $\frac{Q_{\text{CO}_2}}{E_{\text{tep}}}$;
- ▶ utiliser partout des technologies sobres en énergie afin de diminuer $\frac{E_{\text{tep}}}{W_{\text{PIB}}}$.

Tel est le défi du xxi^{e} siècle. La communauté internationale ayant depuis longtemps pris conscience du problème, les Nations unies ont, dès les années 1980, mis en place une instance, the *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC [27]), et organisent des conférences très médiatisées. Les grands rassemblements de Rio de Janeiro (1992), de Kyoto (1997), de Buenos Aires (1999) et de Johannesburg (2003) visent à établir des recommandations applicables par tous les Etats.

Les plus célèbres sont contenues dans le protocole de Kyoto [28] qui définit, pour les pays les plus industrialisés et d'autres en voie d'industrialisation, des engagements d'évolutions d'émission de gaz à effet de serre d'ici 2008-2012. Ces variations sont exprimées en pourcentage par rapport à l'année de référence choisie, 1990. Le **tableau VI** en expose quelques-unes. Comme elles résultent de négociations au niveau des Etats, la logique générale n'est qu'approximativement respectée, qui veut que les pays les plus pollueurs par rapport à leur PNB aient à envisager les diminutions les plus importantes, alors que des nations que l'on peut considérer à des titres divers comme en voie de développement sont au contraire autorisées à augmenter leurs émissions. Beaucoup de pays ne sont pas inclus dans le protocole.

La façon dont les pollueurs tiendront leurs engagements de réduction d'émission de CO_2 n'est pas fixée. Une proposition à cette même conférence de Kyoto était d'instituer un système de permis négociables sur un marché des droits à polluer.

Dans une telle procédure, un organisme régulateur fixe des plafonds convertibles en droits négociables. Un acteur économique (Etat ou compagnie) peut dépasser son quota, moyennant une transaction avec un autre acteur restant notablement en dessous de la limite qui lui a été imposée. Lorsque des droits ne trouvent pas preneur, le régulateur peut les racheter à bon compte, les retirant ainsi du marché. C'est par ce moyen qu'aux Etats-Unis, une agence fédérale étant le régulateur, on a éliminé les carburants plombés. Toutefois, la méthode rencontre des oppositions, principalement de la part de ceux qui, n'ayant aucune confiance dans les effets mécaniques des marchés, préconisent plutôt l'action volontariste des Etats.

La situation actuelle est la suivante : aucune mesure pratique n'est prise pour la mise en œuvre du protocole de Kyoto ; les Etats-Unis ont annoncé qu'ils ne le ratifieraient pas ; dans d'autres pays l'ayant ratifié ou se disposant à le faire, on envisage d'utiliser des subterfuges pour respecter les engagements sans exercer de contrainte sur les populations, ni heurter de front de puissants « lobbies ».

Tableau VI - Engagements de Kyoto

<i>Pays</i>	<i>CO₂ émis en 1990 [Mt]</i>	<i>Engagement de Kyoto</i>
<i>Allemagne</i>	269	-21%
<i>Australie</i>	72	8%
<i>Autriche</i>	13	-13%
<i>Belgique</i>	28	-7,5%
<i>Bulgarie</i>	26	-8%
<i>Canada</i>	113	-6%
<i>Danemark</i>	14	-21%
<i>Espagne</i>	56	15%
<i>Finlande</i>	15	0
<i>France</i>	98	0
<i>Grande-Bretagne</i>	152	-12,5%
<i>Grèce</i>	21	25%
<i>Irlande</i>	8	13%
<i>Italie</i>	109	-6,5%
<i>Japon</i>	287	-6%
<i>Norvège</i>	7	1%
<i>Nouvelle-Zélande</i>	6	0
<i>Pays baltes</i>	27	-8%
<i>Pays-Bas</i>	43	-6%
<i>Pologne</i>	126	-6%
<i>Portugal</i>	11	27%
<i>Russie</i>	627	0
<i>Suède</i>	14	4%
<i>Suisse</i>	11	-8%
<i>Etats-Unis</i>	1320	-7%

RÉFÉRENCES

- [1] *Climate change 2001, the scientific basis*. IPCC, Cambridge University Press, 2001.
- [2] *L'effet de serre et ses conséquences climatiques*. Rapport n° 25, 1990 - *L'effet de serre*. Rapport n° 31, 1994. Académie des sciences, Paris.
- [3] LAMBERT G. –1995– *L'air de notre temps*. Seuil, Paris.
- [4] LAMBERT G. –2001– *La Terre chauffe-t-elle ?* EDP Sciences.
- [5] LE TREUT H. & JANCOVICI J.M. –2001– *L'effet de serre, allons-nous changer le climat ?* Flammarion, collection Dominos.
- [6] JANCOVICI J.M. –2002– *L'avenir climatique*. Seuil.
- [7] SADOURNY R. –2002– *Le climat est-il devenu fou ?* Le Pommier, collection Petites pommes du savoir.
- [8] PETIT J.R., JOUZEL J., RAYNAUD D., BARKOV N.I., BARNOLA J.M., BASILE I., BENDER M., CHAPPELLAZ J., DAVIS M., DELAYGUE G., DELMOTTE M., KOTLYAKOV V.M., LEGRAND M., LIPENKOV V.Y., LORIUS C., PÉPIN L., RITZ C., SALTZMAN E. & STIEVENARD M. –1999– Climate and atmospheric history of the past 420,000 years from the Vostok ice core, Antarctica. *Nature* **399**, 429-436.
- [9] Inconstant Sun, <http://science.nasa.gov/>
SOLANSKI S.K. –2002– Solar variability and climate change: is there a link ? *Astron. geophys.* **43**.
- [10] MINSTER J.F. –1999– *La machine océan*. Flammarion
<http://Topex-www.jpl.nasa.gov/>
- [11] BARNOLA J.M., RAYNAUD D., KOROTKEVICH Y.S. & LORIUS C. –1987– Vostok ice core provides 160 000 years record of atmospheric CO₂. *Nature* **329**, 408 ;
CHAPPELLAZ J., BARNOLA J.M., RAYNAUD D., KOROTKEVICH Y.S. & LORIUS C. –1990– Ice core records of atmospheric methane over the past 160 000 years. *Nature* **345**, 127.
- [12] WELZER J., GODDERIS Y. & FRANÇOIS L.M. –2000– *Nature* **408**, 698.
- [13] SARMIENTO J.L. & GRUBER N. –2002– *Phys. today* **55**, 30 (août).
- [14] *Climate change synthesis report*. IPCC, 2001.
- [15] *WEC survey of energy resources*. World Energy Council, 2000
<http://www.worldenergy.org/>
- [16] *Energie et environnement*. Débat national, SOUVIRON P. (Ed.), synthesis report, 1994.
- [17] *UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change)*. Buenos Aires conference, 2000.
- [18] MARCHETTI C. –1991– *Int. J. Hydrogen energ.* **16**, 563.
- [19] Ausubel J. –1996– *Am. Sci.* **84**.
- [20] *Climate change: the IPCC 1990 and 1992 assessments*.
IPCC first assessment report overview and policymaker summaries
and 1992 IPCC supplement.

- [21] *Special report emissions scenarios* (SRES). IPCC, 2000.
- [22] NAKICENOVIC N., GRUBLER A. & McDONALD A. –1998– *Global energy perspectives*. Cambridge.
- [23] NAKICENOVIC N. *et al.*, in *Climate change 1995: impacts, adaptations and mitigation of climate change-scientific-technical analysis*. WATSON R.T., ZINYOWERA M.C., MOSS R.H. & DOKKEN D.J. (Eds), Cambridge University Press, New York, 1996, 75.
See also <http://www.ipcc.ch/pub/reports.htm>
- [24] COX P.M., BETTS R.A., JONES C.D., SPALL S.A. & TOTTERDELL I.J. –2000– *Nature* **408**, 184.
- [25] FRIEDLINGSTEIN P., DUFRESNE J.L., COX P.M. & RAYNER P. *How positive is the feedback between climate change and the carbon cycle?* Editions Tellus, C.F.
http://www.lmd.jussieu.fr/Climat/couplage/ipsl_ccm2/Publi/tellus_mc19.pdf
- [26] GIEC, 1993.
- [27] UNFCCC, <http://unfccc.int/>
- [28] *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*, <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>
OBERTHÜR S. & OTT H.E. –1999– *The Kyoto Protocol : international climate policy for the XXIst century*. Springer, Berlin.

6 - LA MODÉLISATION DU SYSTÈME CLIMATIQUE ET DE SA RÉPONSE À UNE AUGMENTATION DE L'EFFET DE SERRE

Laurent LI

La Terre échange de l'énergie avec l'espace extérieur, elle reçoit le rayonnement du Soleil, elle en réémet une partie. Comme l'atmosphère n'est pas également transparente à toutes les fréquences, une partie du rayonnement est absorbée par l'atmosphère, ce qui a pour effet de réchauffer la basse couche de l'atmosphère et la surface de la Terre ; c'est l'effet de serre. L'homme, du fait de ses activités, participe de façon indubitable à une augmentation de l'effet de serre, d'où résulte le réchauffement climatique. La modélisation du climat combine les effets de l'atmosphère, des océans, de la cryosphère, de la surface des terres émergées et de la biomasse. Les difficultés de modélisation sont liées d'une part à la puissance de calcul limitée, d'autre part à une connaissance imparfaite de certains des phénomènes qui régissent le climat. Suivant les hypothèses que l'on fait sur les comportements humains et les rejets futurs de gaz à effet de serre, on doit s'attendre, selon les modèles, à une augmentation de la température à l'horizon 2100 qui est comprise entre 2°C et 6°C, avec des conséquences difficiles à déterminer, un changement aussi rapide de la température ne s'étant jamais produit dans les 400 000 dernières années.

<i>6.1 Définition de l'effet de serre</i>	<i>140</i>
<i>6.2 Variation du climat au cours du temps géologique</i>	<i>143</i>
<i>6.3 Perturbation anthropique sur l'effet de serre</i>	<i>145</i>
<i>6.4 Modélisation du climat et projection vers le futur</i>	<i>147</i>
<i>6.5 Conclusion</i>	<i>150</i>

La Terre est un système ouvert. Elle échange de l'énergie avec l'espace extérieur. Une perturbation introduite par une variation des paramètres externes (intensité solaire) ou des paramètres radiatifs internes (gaz à effet de serre) peut entraîner un changement climatique. Le système climatique est aussi un système dynamique où les variables internes interagissent entre elles pour produire des variations, à différentes échelles spatio-temporelles. La connaissance approfondie de ces variations complexes constitue une base de départ pour comprendre le comportement du climat et prévoir son évolution.

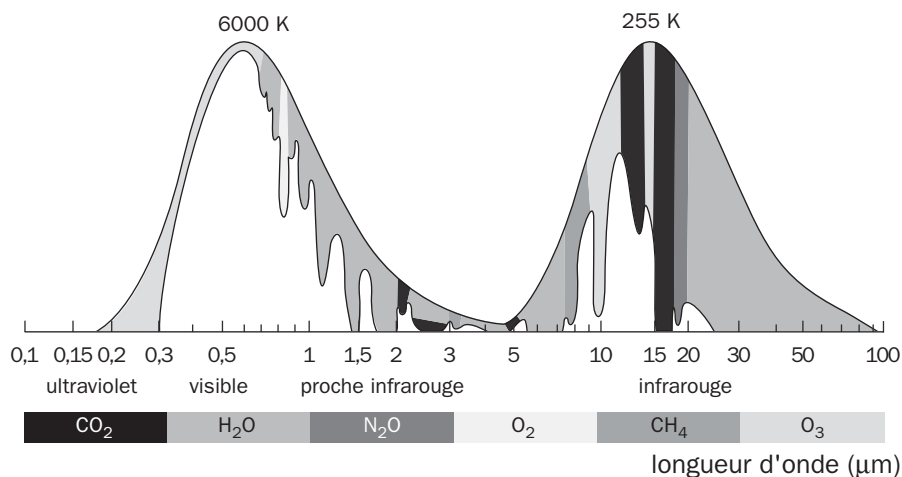
La biologie fait partie intégrante du système climatique. La relation entre le climat et la vie est étroite et interactive. Le climat fournit des conditions fondamentales pour la vie. Et la vie, en intervenant activement sur le cycle du carbone, change l'effet de serre dans l'atmosphère et modifie ainsi le climat de la planète. L'homme, par sa grande capacité d'intervention, a considérablement modifié la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère, et le processus continue actuellement. Évaluer la sensibilité du climat à une perturbation anthropique constitue donc un formidable défi pour la communauté scientifique du climat. C'est également un enjeu économique important pour le développement durable de la société.

6.1. DÉFINITION DE L'EFFET DE SERRE

La chaleur dégagée au centre de la Terre du fait de la radioactivité naturelle étant faible, l'énergie reçue à la surface de la Terre vient pratiquement exclusivement du Soleil, sous forme de rayonnement électromagnétique. Le Soleil, avec sa température apparente autour de 6000 K, émet de l'énergie dans le visible. Chauffée par cette énergie venue du Soleil, la Terre émet, à son tour, un rayonnement électromagnétique. Ce rayonnement terrestre est dans l'infrarouge, correspondant à la température de la Terre, plus froide que celle du Soleil. À l'équilibre, le rayonnement reçu du Soleil et celui émis par la Terre doivent être d'égale énergie. Si l'insolation varie, que ce soit du fait de la luminosité du Soleil, ou de la variation de l'orbite terrestre, la température de la Terre s'ajuste, en accord avec la loi fondamentale de la conservation de l'énergie.

L'atmosphère est une mince couche gazeuse qui enveloppe la planète. 80% de sa masse se trouve dans une épaisseur d'une douzaine de kilomètres près de la surface de la Terre. Cette mince couche gazeuse (à comparer avec le rayon de la Terre qui est de 6400 km) joue un rôle essentiel dans la distribution et la transformation de l'énergie reçue du Soleil. En effet, tous les échanges d'énergie entre la Terre et l'espace extérieur doivent obligatoirement passer par l'atmosphère.

L'atmosphère agit très différemment sur le rayonnement solaire et sur le rayonnement terrestre qui ont des longueurs d'onde différentes. En effet, elle est presque transparente pour le rayonnement solaire mais opaque pour le rayonnement terrestre, comme on peut le voir sur la *figure 6.1*. De ce fait, la majeure partie de l'énergie reçue du Soleil traverse l'atmosphère, arrive à la surface de la Terre et y est absorbée. Le rayonnement infrarouge émis par la surface est en revanche principalement absorbé par l'atmosphère, et il ne peut pas s'échapper librement vers l'espace extérieur.



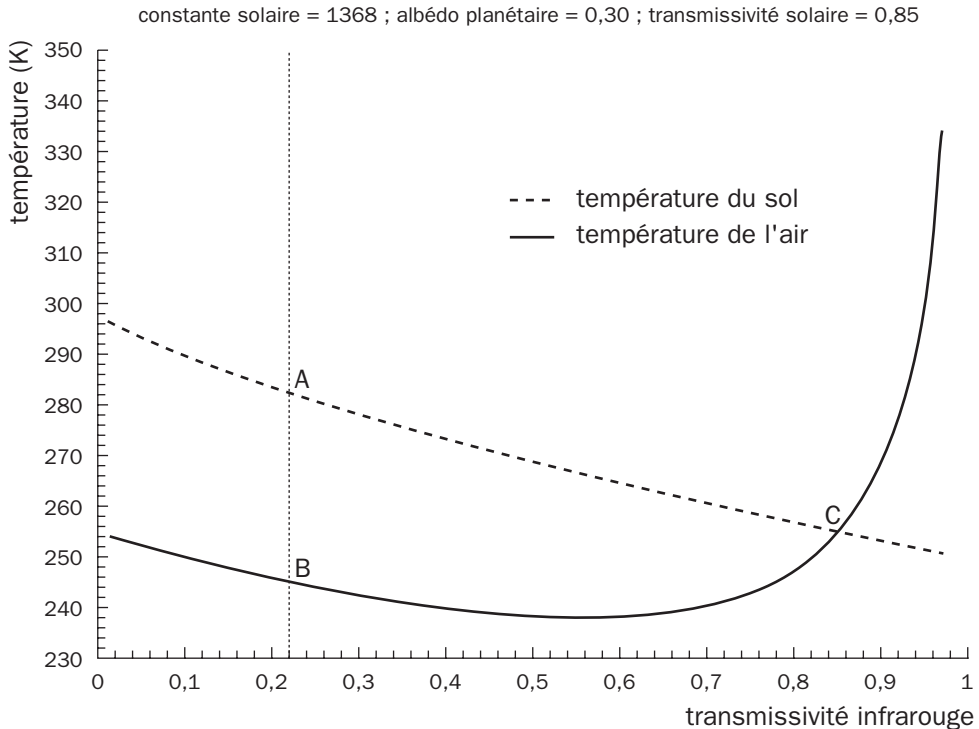
6.1 - Spectre d'absorption de l'atmosphère dans le visible et l'infrarouge

A droite le spectre d'émission du Soleil (6000 K), à gauche celui de la stratosphère terrestre (255 K).

D'où le terme « effet de serre », par analogie avec une serre construite en verre, pour qualifier ce caractère particulier de l'atmosphère dont la conséquence est d'augmenter la température de la surface et de la basse couche de l'atmosphère (*figure 6.2*). Il est intéressant de noter que l'atmosphère n'est pas directement chauffée par le Soleil à partir du haut, mais plutôt par la surface de la Terre. Ceci explique pourquoi l'atmosphère est un milieu instable et pourquoi de grands roulements verticaux de convection dominent la circulation atmosphérique dans les régions tropicales. Dans les moyennes et hautes latitudes, la force de CORIOLIS due à la rotation de la Terre devient importante, et l'atmosphère adopte un autre régime de circulation, principalement horizontal. En effet, de grands tourbillons, sous forme de hautes et basses pressions, s'étalent sur des milliers de kilomètres et évoluent continuellement.

L'effet de serre naturel de notre atmosphère est un phénomène important, et très largement bénéfique pour la planète, dont la température moyenne serait de -18°C en son absence (très austère pour le développement de la vie sur Terre) au lieu de 15°C . Puisque l'effet de serre est dû à la propriété différentielle de l'atmosphère dans les différentes longueurs d'onde du rayonnement électromagnétique, il dépend de la structure moléculaire précise des gaz constituant l'atmosphère. Il s'est avéré que l'effet de serre de notre planète est presque exclusivement dû aux constituants très minoritaires dans l'atmosphère : vapeur d'eau, dioxyde de carbone (CO_2 ou gaz carbonique) et méthane, notamment. Les deux gaz les plus abondants dans l'atmosphère, l'azote et l'oxygène qui représentent respectivement 78% et 21% de la composition atmosphérique, ne jouent pratiquement aucun rôle dans le bilan énergétique de la Terre, leur structure moléculaire étant à deux atomes seulement¹.

¹ Seules les molécules formées de trois atomes et plus peuvent intercepter le rayonnement terrestre.



6.2 - Variations des températures au sol et dans l'air, en fonction de l'effet de serre

Considérons que l'atmosphère terrestre est une couche gazeuse reposant sur la surface et qu'elle possède une transmissivité de 0,85 pour le rayonnement solaire. On peut calculer l'évolution respective de la température de la surface et celle de l'atmosphère en fonction de la transmissivité de l'atmosphère pour le rayonnement infrarouge. Dans ce calcul, on prend 1368 W/m^2 pour la valeur de la constante solaire et 30% pour l'albédo planétaire. Les points A et B indiquent les températures de la surface et de l'atmosphère pour une transmissivité infrarouge de 0,22. Le point C indique le point d'égalité des transmissivités pour les deux rayonnements, où l'effet de serre est nul. À droite de ce point de jonction, l'atmosphère est plus transparente pour le rayonnement infrarouge que pour le rayonnement solaire, l'atmosphère devient plus chaude que la surface. L'effet de serre est donc inversé. Cette situation correspond grossièrement à la stratosphère où l'air est extrêmement sec et transparent pour le rayonnement infrarouge et où le rayonnement solaire est absorbé à cause de la présence de l'ozone. Cet effet de serre inversé s'applique également pour une atmosphère très chargée en fumée, car elle est opaque pour la lumière solaire, mais encore transparente pour le rayonnement terrestre. Cette théorie expliquerait probablement l'extinction des dinosaures à l'époque du Crétacé, il y a 65 millions d'années, où un refroidissement soudain du climat est survenu, provoqué par les poussières à la suite de la collision d'un gigantesque météoroïte.

Prenons quelques chiffres pour illustrer la composition du bilan énergétique de la Terre. L'intensité du rayonnement solaire, mesurée au sommet de l'atmosphère dans le plan perpendiculaire à l'axe Terre-Soleil, est de 1368 W/m^2 . Puisque la sur-

face qui intercepte le rayonnement solaire est quatre fois plus petite que la surface de la Terre à partir de laquelle le rayonnement terrestre est émis, la densité de puissance effective du Soleil est ramenée à 342 W/m^2 . Considérons aussi que 30% de cette énergie est directement réfléchi et retourné à l'espace extérieur sans participer à la transformation sur la Terre, l'énergie nette reçue du Soleil est donc de 240 W/m^2 environ. Bien évidemment, la Terre doit émettre la même quantité d'énergie pour être en équilibre. Avec ce chiffre en tête, nous pouvons introduire la notion de « forçage radiatif » pour quantifier la contribution d'une composante quelconque de l'atmosphère sur le bilan radiatif de la Terre². Il est évalué à travers deux calculs du transfert radiatif, l'un complet et l'autre sans la composante en question, en imposant que la température soit la même dans les deux cas. Ainsi le forçage radiatif de la vapeur d'eau, qui ne représente que 0,3% de la masse totale de l'atmosphère, est estimé à 70 W/m^2 . Le gaz carbonique représente 0,036% de la masse totale de l'atmosphère et possède un forçage radiatif de 26 W/m^2 . La concentration de méthane dans l'atmosphère est très faible et son forçage radiatif est estimé à $1,6 \text{ W/m}^2$.

6.2. VARIATION DU CLIMAT AU COURS DU TEMPS GÉOLOGIQUE

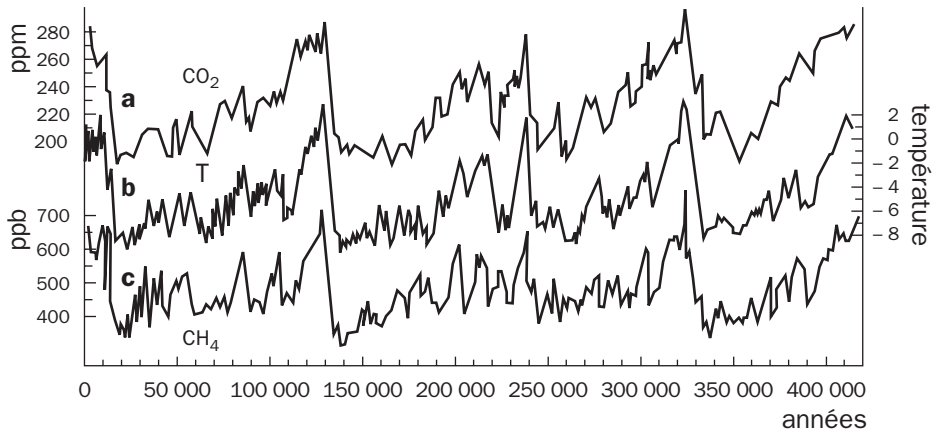
L'intensité de l'émission solaire varie au cours du temps, mais très faiblement. Des mesures indirectes semblent démontrer que l'intensité de l'irradiation solaire était plus faible (d'une quantité inférieure au %) aux XVII^e et XVIII^e siècles, donnant ainsi une explication plausible au petit âge glaciaire constaté à cette époque. En revanche, des mesures instrumentales de l'époque actuelle semblent indiquer que l'intensité de l'irradiation solaire est une quasi-constante, très faiblement influencée par le cycle solaire de 11 ans observé dans le nombre périodique des tâches solaires.

A côté de la valeur quasi constante de la puissance du Soleil, la distance Terre-Soleil, ainsi que l'orbite de la planète autour du Soleil, peuvent connaître des variations importantes et constituent un ingrédient essentiel des grandes glaciations de l'ère quaternaire. Les quatre derniers cycles glaciaires trouvent ainsi leur explication dans la variation périodique (100 000 ans) de l'excentricité de l'orbite elliptique terrestre. D'autres perturbations, sur l'obliquité de l'axe de rotation de la Terre et sur la précession des équinoxes, trouvent également leurs traces dans les archives paléoclimatiques avec une périodicité d'environ 40 000 ans et 20 000 ans (pour plus de détails, voir le chapitre 5 de J.L. BOBIN sur la problématique du réchauffement climatique).

Durant les deux dernières décennies, l'avancée la plus significative en recherche paléoclimatique est sans doute le carottage effectué dans le glacier Antarctique. L'analyse isotopique peut révéler la température, tandis que la mesure effectuée

² Le forçage radiatif est le supplément de puissance émise vers le sol lorsqu'une masse donnée d'un gaz à effet de serre est rajoutée dans l'atmosphère.

sur les bulles d'air piégées indique la composition atmosphérique de l'époque. D'excellentes corrélations entre la température de la planète et la teneur en CO_2 ou en méthane ont été trouvées, comme on peut le voir sur la **figure 6.3**.



6.3 - Evolutions des concentrations atmosphériques du gaz carbonique et du méthane, ainsi que de la température, pendant les 400 000 dernières années, telles que reconstruites par l'examen des carottes de glace issues de la calotte glaciaire antarctique

Les mesures les plus récentes montrent que les variations de la concentration du gaz carbonique suivent celles de la température avec environ 800 ans de retard, ce qui démontre que, dans le passé, c'est l'augmentation de la température qui a causé celle de la concentration des gaz à effet de serre (GES). Cette augmentation peut être expliquée par un dégazage de l'océan et l'augmentation du métabolisme de la biomasse. De plus, l'effet de serre dû à l'augmentation de la concentration des GES réagit positivement sur la température et contribue, en fin de compte, à 40% environ de son accroissement total. Ceci témoigne de la relation étroite entre le climat et la vie sur la planète. Bien évidemment, à cette échelle de temps, l'homme n'y était pour rien, et la circulation océanique a joué le rôle d'ajustement à travers des processus dont l'on ignore encore précisément les mécanismes.

Un autre exemple d'interaction entre le climat et la biologie remonte au début de l'histoire de la planète. La comparaison avec des étoiles similaires montre que la puissance du Soleil était certainement plusieurs dizaines de % plus faible à cette époque. Le climat aurait donc dû être froid. Mais la teneur en CO_2 de l'atmosphère primitive de la planète était très élevée, il y avait donc un effet de serre très fort. Ceci a permis à notre planète d'avoir une bonne température, favorable à l'apparition, puis au développement, de la vie sur la Terre. Avec l'apparition de la vie, le CO_2 a été progressivement absorbé et sa teneur a diminué dans l'atmosphère, le carbone disparu étant stocké dans des roches sédimentaires ou sous forme de charbon ou de pétrole, l'oxygène ainsi libéré devenant un constituant important de

l'atmosphère. Avec la diminution du CO_2 dans l'atmosphère et donc de l'effet de serre, la Terre avait tendance à se refroidir. Mais ce refroidissement a été heureusement compensé par une augmentation en puissance du rayonnement solaire.

Le gaz carbonique et le méthane sont tous deux très étroitement liés aux activités biologiques de la Terre. D'où l'éventualité que l'action de l'homme perturbe le cycle naturel du carbone et modifie ainsi le climat de la planète.

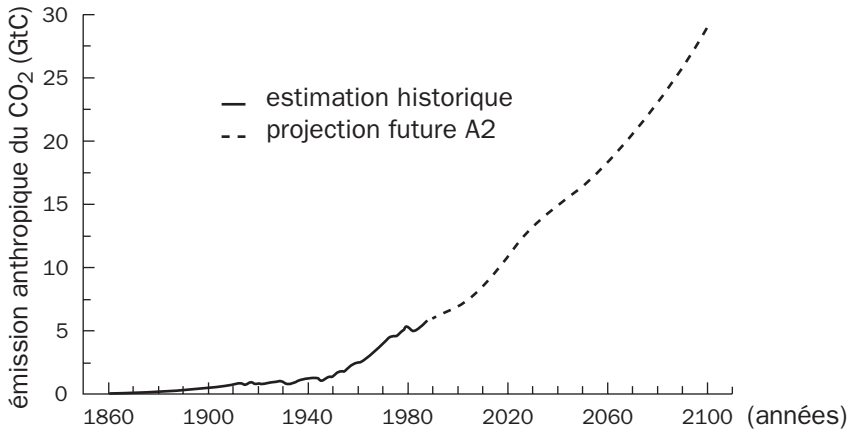
6.3. PERTURBATION ANTHROPIQUE SUR L'EFFET DE SERRE

Le système climatique de la Terre est un système assez robuste et il possède une grande capacité d'autorégularisation. Mais l'effet de serre est sans doute le talon d'Achille de ce système. Une comparaison simpliste serait l'image d'un gros camion qui résiste à des coups de pied, même très forts, à condition qu'ils ne soient pas donnés sur l'accélérateur.

Pour comprendre la modification anthropique de l'effet de serre, nous devons examiner les différents réservoirs de carbone et les flux de transfert. L'atmosphère contient environ 750 Gt (gigatonnes) de carbone, essentiellement sous forme de gaz carbonique, la biomasse continentale en contient environ 1000 Gt et la couche superficielle de l'océan environ 1500 Gt. La croûte terrestre, ainsi que l'océan profond, en contiennent certainement une quantité beaucoup plus grande. Mais ils sont négligés pour l'instant, car le temps caractéristique du recyclage de ces deux milieux est très lent.

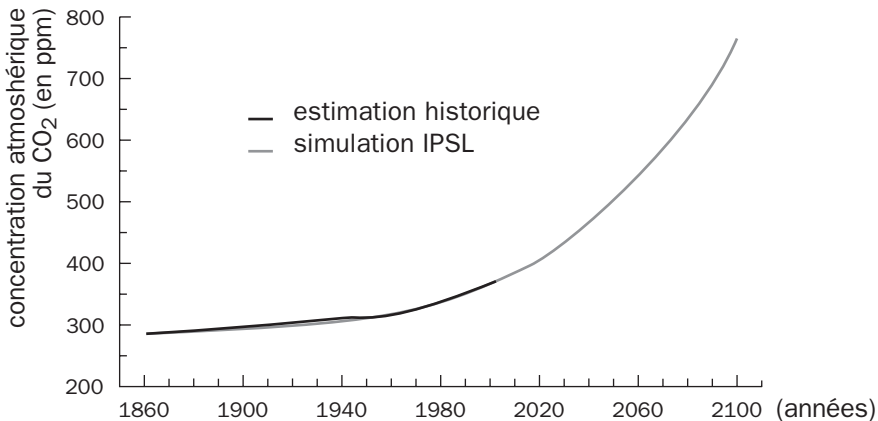
Chaque année, de 90 à 100 Gt de carbone sont échangées entre l'atmosphère et l'océan ; une quantité un peu plus faible (de 50 à 60) entre l'atmosphère et la biomasse continentale. On peut estimer que les activités humaines libèrent chaque année environ 6 Gt de carbone dans l'atmosphère (*figure 6.4*), principalement par la combustion fossile (charbon, pétrole et gaz). La moitié de ce rejet anthropique est pour l'instant reprise par l'océan et la biomasse continentale, tandis que l'autre moitié (3 Gt) s'accumule dans l'atmosphère.

La teneur en CO_2 atteint actuellement une valeur qui dépasse 360 ppm (parties par million), une sensible augmentation par rapport à sa valeur préindustrielle, estimée à 280 ppm (*figure 6.5*). Cette augmentation, pour son ampleur, comme pour sa rapidité, est sans précédent dans l'histoire de la Terre (au moins pour l'ère quaternaire, depuis 1,8 millions d'années), et est indiscutablement imputée aux activités anthropiques. Durant cette même période, la température moyenne à la surface de la Terre a fortement varié, l'augmentation étant estimée à $0,6^\circ\text{C}$ (*figure 6.6*). Il est actuellement impossible d'expliquer cette augmentation de la température sans faire le lien avec l'augmentation simultanément constatée en quantité du CO_2 rejeté par l'homme et en concentration du CO_2 dans l'atmosphère (comparer les courbes historiques observées dans les figures 6.4, 6.5 et 6.6).



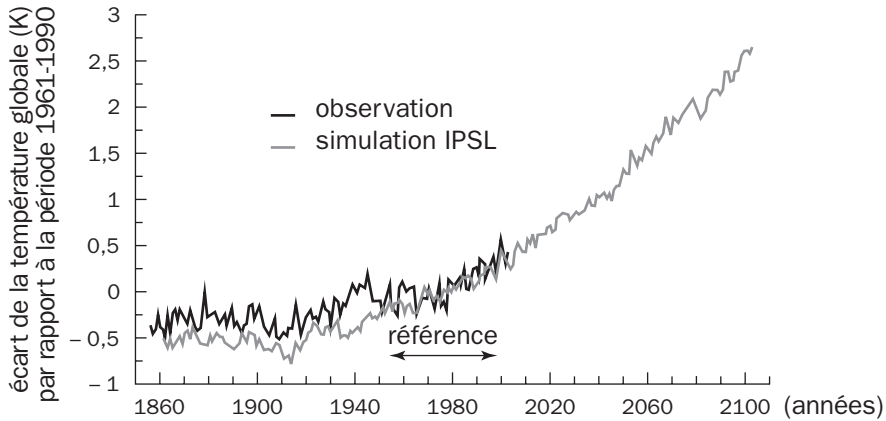
6.4 - Estimation historique (courbe en trait plein, source : <http://cdiac.esd.ornl.gov>) et projection future (courbe en trait discontinu) de l'émission anthropique du gaz carbonique, exprimée en GtC

L'estimation historique a été faite au CDIAC (Carbon Dioxide Information Analysis Center) en fonction des statistiques de l'énergie. La projection future correspond au scénario A2 [source : <http://www.ipcc.ch>], établi par le GIEC. Le scénario A2 table sur un monde futur très hétérogène dans lequel il y a un renforcement des identités régionales et culturelles avec une tendance au retour vers les valeurs traditionnelles et familiales. La population augmente rapidement, ainsi que le développement économique.



6.5 - Estimation historique (courbe en trait épais, source : <http://www.ipcc.ch>) de la concentration (exprimée en ppm) du CO₂ dans l'atmosphère

La courbe en trait fin [source : <http://www.lmd.jussieu.fr>] est le résultat d'une simulation numérique (nommée LF8) effectuée à l'IPSL (Institut Pierre-Simon LAPLACE) à Paris. L'expérience a été faite à l'aide d'un modèle climatique (atmosphère + océan + glace de mer) couplé avec un modèle de carbone (océan et surface continentale). La concentration du CO₂ a été fixée à 286 ppm au départ de la simulation en 1860. Elle a ensuite varié interactivement au fur et à mesure que la simulation progressait, et cela jusqu'à 2100. L'émission anthropique du CO₂ suivait les courbes de la figure 6.4, c'est-à-dire que le scénario A2 a été utilisé pour la future émission anthropique.



6.6 - La courbe en trait épais représente l'estimation historique de la température de surface, moyennée sur l'ensemble du globe

[source : <http://www.cru.uea.ac.uk/cru/data>]

La valeur de référence, calculée sur la période 1961-1990, a été enlevée. La courbe en trait fin est le résultat d'une simulation numérique (comme décrivait la légende de la figure 6.5), avec un système interactif entre le climat et le carbone.

[source : <http://www.lmd.jussieu.fr>]

L'influence anthropique sur le climat est maintenant confirmée et indéniable. A cause de la grande inertie thermique de l'océan global, sa manifestation est encore timide et partielle. Elle sera certainement de plus en plus grande. Quel est l'avenir climatique de notre planète ? La réponse à cette question ne peut pas être obtenue par une simple extrapolation de l'état actuel, car le système Terre est un système complexe et de nombreux processus fortement non-linéaires y opèrent. Une projection vers le futur de l'évolution du climat ne peut être faite qu'à travers une modélisation numérique performante du système climatique.

6.4. MODÉLISATION DU CLIMAT ET PROJECTION VERS LE FUTUR

Le système climatique tel que l'on doit le modéliser comprend cinq éléments physiques : atmosphère, océans, cryosphère, surface de la Terre émergée et biomasse. Les propriétés du système climatique, qui doivent être numérisées dans un modèle, sont très nombreuses et comprennent les propriétés thermiques (les températures de l'air, de l'eau, de la glace et de la surface), les propriétés cinétiques (les vents, les courants océaniques, les mouvements verticaux et le déplacement de la masse glacière), les propriétés aqueuses (l'humidité atmosphérique, la nébulosité, le contenu en eau liquide ou glace des nuages, les niveaux des lacs, le contenu en eau du sol, de la neige et de la glace de mer), les propriétés statiques (la densité et la pression de l'atmosphère et de l'océan, la composition de l'air sec, la salinité océanique), les conditions géométriques et les constantes physiques du système.

Ces variables sont interconnectées par les lois dynamiques et différents processus physiques dans le système, par exemple précipitation, évaporation, rayonnement, advection, convection et diffusion turbulente.

Un modèle climatique consiste à intégrer numériquement un ensemble d'équations mathématiques qui représentent le comportement du système climatique (ou d'un sous-système). Les lois fondamentales gouvernant le comportement du système climatique sont bien sûr celles qui décrivent les processus physiques liant les divers éléments du système. Parmi les cinq éléments du système climatique, l'atmosphère est la composante la plus variable dont l'influence sur le climat est la plus rapide.

Actuellement, le modèle de circulation générale atmosphérique, couplé avec un modèle océanique et un modèle sur la glace de mer, est l'outil le plus puissant pour des études climatiques liées à l'effet de serre. Une dizaine de groupes scientifiques dans le monde possède actuellement un tel outil numérique, principalement aux Etats-unis et en Europe. Il représente souvent le travail de nombreux chercheurs et ingénieurs pendant 20 ans. Sous le seul effet des équations fondamentales de la physique, nous sommes aujourd'hui capables de simuler les principales caractéristiques du climat. C'est-à-dire que nous possédons maintenant une planète virtuelle dont le comportement est assez proche du celui de la planète réelle.

Les modèles actuels souffrent néanmoins de certaines limitations techniques ou d'ordre plus fondamental. La première limitation est due au fait que l'on utilise un maillage fini dont la résolution spatiale est de l'ordre de 300 km, donc assez grossière. Il est impossible de représenter explicitement les mouvements dont l'échelle est inférieure au maillage. Leurs effets sont pris en compte d'une manière statistique à travers la paramétrisation (terme spécial employé par les modélisateurs pour désigner la représentation des processus non-résolus du modèle à travers les variables explicites). Avec le progrès technologique en matière de calcul scientifique, il est prévisible que les futurs modèles auront une résolution spatiale de plus en plus fine. La deuxième limitation est que la construction des modèles actuels n'est pas entièrement achevée et que les processus fondamentaux du climat ne sont pas encore tous incorporés. Après l'océan et la glace de mer, la chimie et la biochimie sont en train d'entrer dans les modèles climatiques. La complexité des futurs modèles sera de plus en plus grande.

Le modèle est d'abord un outil de compréhension des processus, mais il sert également à définir les scénarios climatiques. Pour prévoir l'évolution du climat dans le futur, on sera amené à prévoir le comportement de l'homme dans le futur, c'est-à-dire, à prévoir un scénario d'émission. La croissance démographique, le type de développement économique, tout comme le mode de vie que la société, ou un individu, choisissent modulent la future émission des gaz à effet de serre. En considérant les différentes hypothèses, le Groupe d'Experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC, ou IPCC pour son appellation en anglais : *Intergovernmental Panel on Climate Change*) a mis en place une série de scénarios de référence (voir le chapitre 4 de H. NIFENECKER sur les scénarios).

En utilisant ces scénarios d'émission dans les modèles climatiques actuellement disponibles, la communauté scientifique prévoit une augmentation de la température globale de 2 à 6 degrés, à l'horizon de 2100, par rapport à la période préindustrielle. La grande incertitude sur les températures n'est due que partiellement à celle des modèles climatiques et reflète surtout les différentes hypothèses sur la croissance de la demande en énergie et sur les structures de production et de consommation. Cette augmentation est tout à fait considérable en comparaison avec les grands cycles de glaciation dont l'amplitude est également de quelques degrés seulement. En l'état actuel, nous avons encore beaucoup de difficultés dans l'appréciation de la probabilité des scénarios, soit à cause des incertitudes dans l'estimation des émissions, soit à cause des imperfections ou des processus manquants dans les modèles utilisés.

Certains traits communs parmi les différents modèles sont néanmoins notables. La surface continentale connaît un réchauffement plus important que l'océan, parce que celui-ci a une inertie thermique beaucoup plus grande et qu'une partie de la chaleur est consommée par une évaporation plus forte. Les régions polaires connaissent un réchauffement plus important que les tropiques, parce que la fonte de la neige et de la glace de mer diminue la réflectivité du sol et augmente donc la quantité d'énergie solaire absorbée. Les régions tropicales connaissent un réchauffement moindre, car une partie de la chaleur est transportée vers les couches supérieures de l'atmosphère à cause des rouleaux de convection renforcés. Le réchauffement maximal dans les régions tropicales se trouve donc en altitude aux alentours de 10 km.

En ce qui concerne la précipitation, un autre ingrédient important du climat, il y a une intensification (de l'ordre de 8 à 10%) du cycle hydrologique au niveau global. Les régions tropicales connaissent une augmentation des précipitations à cause des activités convectives plus fortes. Les hautes latitudes ont aussi une augmentation de la précipitation, car l'atmosphère, plus chaude, contient plus de vapeur d'eau et est capable de transporter plus d'humidité vers les hautes latitudes. Les régions subtropicales, en revanche, connaissent une diminution de pluie, car la branche descendante de la circulation est intensifiée et s'étend davantage vers les moyennes latitudes.

En l'état actuel de la recherche scientifique, il est très difficile de raffiner les scénarios climatiques à l'échelle locale, voire régionale. Néanmoins une certaine cohérence parmi les différents modèles a été trouvée sur la région Europe-Méditerranée et les tendances réellement observées corroborent les résultats des modèles. Pour un réchauffement global, l'anticyclone des Açores semble renforcé et s'étend sur une zone plus large. Sous influence de l'anticyclone, le Bassin méditerranéen connaît une diminution de pluie. Le gradient méridional de pression sur l'Atlantique du Nord est aussi renforcé, tout comme le gradient méridional de température dans les hautes couches de l'atmosphère. Ceci a pour effet de renforcer la route dépressionnaire nord-atlantique et de décaler cette zone de dépression vers le nord. Ainsi

les perturbations qui arrivent sur le continent européen sont plus nombreuses et plus fortes. Le nord de l'Europe a donc une augmentation de pluie. Le contraste hydrologique entre le nord et le sud de l'Europe est ainsi accentué.

En matière d'effet de serre et de changement climatique, derrière les aspects spectaculaires et médiatisés des futurs scénarios, se cachent également de nombreux problèmes pour la recherche scientifique fondamentale. Prenons l'exemple des rétroactions climatiques. Elles sont très nombreuses et opèrent d'une manière complexe dans le système climatique. Les rétroactions les plus importantes sont celles liées aux variations de la vapeur d'eau, de l'albédo du sol et des nuages. La vapeur d'eau est un gaz à très fort effet de serre, sa variation peut donc être un facteur déterminant pour la réponse globale du climat. La variation de l'extension de la glace océanique et de la neige sur les continents peut influencer l'albédo de la Terre et conditionne la quantité de l'énergie réellement reçue par la Terre. Les nuages sont de grands modulateurs pour le transfert du rayonnement, dans la petite longueur d'onde comme dans la grande longueur d'onde. D'une part, ils réfléchissent efficacement le rayonnement solaire et refroidissent la Terre ; d'autre part, ils empêchent l'échappement du rayonnement terrestre et donc piègent la chaleur. Ces deux effets opposés les conduisent à un rôle complexe dans la réponse du climat. De multiples aspects des nuages sont susceptibles de varier : couverture nuageuse, altitude des nuages, contenu en eau liquide ou glace, changement de phase, taille et nombre des gouttelettes.

6.5. CONCLUSION

La perturbation anthropique de l'effet de serre est un phénomène sans précédent dans l'histoire de la Terre. Sa conséquence est déjà visible maintenant et aura une ampleur très importante dans les années ou les dizaines d'années à venir, comparable aux cycles glaciaires de l'ère quaternaire. Bien entendu, la nature de ces deux phénomènes est totalement différente. Face à la rapidité et l'ampleur du réchauffement anthropique, la gestion de ce changement sur le plan socio-économique ne se fera pas sans difficultés et elle doit être étudiée par la communauté scientifique concernée.

Au-delà de la recherche proprement dite, l'avenir climatique de notre planète dépend du choix que la société civile fait maintenant ou fera dans les années à venir. Il y a des incertitudes d'ordre fondamental, parce que les transformations d'énergie sont à un niveau faible et que de multiples processus entrent en jeu en même temps. La gestion d'incertitudes fait partie intégrale de la problématique du réchauffement climatique. Une opinion publique bien informée en la matière est certainement la condition nécessaire et la garantie pour une bonne prise de décision.

Au niveau de la modélisation du climat, il est difficile de trouver une stratégie directe de validation des modèles, car la variabilité observée du climat à l'échelle saison-

nière, inter-annuelle, ou paléoclimatique est un substitut imparfait, elle permet de valider les modèles au niveau des processus, mais pas de l'évolution du système complet. Il est prévisible que les recherches en cours, où des facteurs de plus en plus nombreux et complexes sont pris en compte, ne conduiront pas forcément à diminuer les incertitudes, mais au contraire à ouvrir des possibilités nouvelles d'évolution du climat. En conséquence, il faut apprendre à définir des scénarios variés, et à estimer leur risque d'occurrence.

BIBLIOGRAPHIE

Climate change 2001, the scientific basis. IPCC, Cambridge University Press, 2001.

JOUSSAUME S. –1999– *Climats d'hier à demain*. CNRS Editions.

LE TREUT H. & JANCOVICI J.M. –2001– *L'effet de serre, allons-nous changer le climat ?*
Flammarion, collection Dominos.

SADOURNY R. –1994– *Le climat de la Terre*. Flammarion, collection Dominos.

TROISIÈME PARTIE

LES COMBUSTIBLES FOSSILES

7 - QUEL AVENIR POUR LES COMBUSTIBLES FOSSILES ?¹

Bernard TISSOT

La demande mondiale d'énergie primaire demeure en forte croissance et elle a peu de chances de diminuer, à moyen terme, compte tenu du développement souhaitable et nécessaire des pays les moins riches. Les deux demandes les plus sensibles concernent l'électricité dans les mégapoles et les carburants pour les transports. Actuellement, les combustibles fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon) fournissent 90% de l'énergie primaire, tandis que les hydrocarbures (pétrole et gaz) sont considérés comme les énergies de bouclage, permettant de répondre à tout niveau de demande. Or le lien entre la consommation d'énergies fossiles depuis un siècle et demi et le changement climatique est maintenant tenu pour hautement probable. De plus, les réserves de pétrole et de gaz sont importantes, mais limitées. La moitié des réserves prouvées de pétrole et le tiers de celles de gaz seront déjà consommées en 2020. Les réserves de gaz permettront juste d'atteindre 2050, celles de pétrole seront insuffisantes. Seul le charbon, qui est le plus fort émetteur à la fois de CO₂ et de polluants, offre des réserves pour plusieurs siècles. Un effort considérable de recherche scientifique et technologique, dans les domaines discutés ici, associé à des économies d'énergie sévères, permettrait d'atteindre la fin du siècle, mais sans résoudre pour autant le problème climatique.

7.1 Le rôle prédominant des combustibles fossiles dans nos sources d'énergie primaire	156
7.2 Un avenir incertain	157
7.3 La recherche scientifique permettra-t-elle de reculer ces limites ?	158
7.4 Accroissement des réserves	158
7.5 Amélioration du taux de récupération des gisements	160
7.6 La mobilisation des ressources non-conventionnelles de pétrole	163
7.7 Les ressources effectivement mobilisables	165
7.8 Conclusion	166

¹ Article paru aux *Comptes Rendus de l'Académie des sciences* de 2001 – © 2001 Académie des sciences/Éditions scientifiques et médicales, Elsevier SAS (numéro spécial « *Energies et climat* », série lia, t. 333, 12, 787-796).

7.1. LE RÔLE PRÉDOMINANT DES COMBUSTIBLES FOSSILES DANS NOS SOURCES D'ÉNERGIE PRIMAIRE

De nombreuses déclarations sur les sources primaires d'énergie ne permettent pas de se faire une idée claire quant à celles qui répondront à nos besoins au cours du siècle qui commence. Certaines variations brutales des prix de l'énergie, particulièrement du pétrole, doivent-elles être interprétées comme le reflet d'une pénurie ? En est-il de même pour les coupures d'électricité qui ont frappé les consommateurs de Californie et l'éventualité d'un rationnement annoncé pour les prochains mois au Brésil ? S'il s'agit d'une limite physique des ressources, il est nécessaire d'examiner les faits prouvés à ce jour, ainsi que le rôle que la science et la technologie peuvent jouer pour reculer ces limites et reporter l'épuisement du pétrole et du gaz jusqu'à la fin du siècle.

Le lien entre la consommation croissante des énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz) depuis environ 150 ans et le changement climatique est maintenant tenu pour probable par une large majorité des scientifiques concernés. Les émissions de gaz carbonique vont en croissant, pour une quantité d'énergie donnée, dans l'ordre : gaz naturel, pétrole, charbon (ce dernier en produisant environ deux fois plus que le gaz). Les ressources ultimes de combustibles fossiles se classent également dans cet ordre. On peut dès lors se demander jusqu'à quand nous pourrions fonder sur les combustibles fossiles une croissance des pays industrialisés et un développement des pays moins riches qui soient soutenables. Dans cette communication, cependant, nous nous limiterons volontairement à la disponibilité physique des énergies fossiles, même s'il paraît probable qu'une réduction des consommations de ces énergies s'imposera pour limiter l'ampleur du changement climatique, parallèlement à l'épuisement des ressources. Les problèmes directement liés au climat sont traités dans les autres communications de ce volume.

La demande mondiale d'énergie demeure en forte croissance [2, 3, 6]. Deux aspects en sont particulièrement importants : les carburants et l'électricité. Les carburants pour les transports font l'objet d'une forte demande, tant dans les pays industrialisés que dans les pays en développement. Il y a peu d'espoir de substitution massive des combustibles fossiles à court ou moyen terme dans ce domaine. Les solutions de remplacement envisagées sont encore très limitées : les voitures électriques, par exemple, devraient pour cela consommer de l'électricité produite sans recours au charbon, au pétrole ou au gaz ; d'excellents carburants de substitution pour les moteurs Diesel peuvent être produits par synthèse chimique, mais le mélange $\text{CO} + \text{H}_2$ utilisé pour la synthèse serait principalement produit à partir de combustibles fossiles, de charbon en premier lieu. De plus, la circulation du pétrole et du gaz est aisée, à l'échelle mondiale, comparée à celle des autres formes d'énergies ; ces combustibles sont privilégiés dans les transports des pays en développement, car ils n'exigent pas d'infrastructure lourde de distribution.

La fourniture d'électricité est essentiellement assurée à partir de charbon et de gaz, en particulier dans les mégapoles de quelques millions à quelques dizaines de millions d'habitants, sauf pour quelques pays où l'énergie nucléaire constitue un apport important. Les énergies renouvelables (en dehors de l'hydraulique) ne semblent pas être capables de répondre, dans un avenir proche, à une telle demande, en raison de son ampleur et de sa concentration.

7.2. UN AVENIR INCERTAIN

L'énergie primaire actuellement commercialisée dans le monde représente environ 9 Gtep (milliards de tonne équivalent pétrole) par an ; elle est constituée à 90% par des combustibles fossiles dont les hydrocarbures, pétrole et gaz, représentent les deux tiers, soit 5,4 Gtep. Le charbon fournit le dernier tiers. Le pétrole et le gaz sont considérés, de fait, « comme des énergies de bouclage » dans toutes les prévisions à moyen terme, pour équilibrer la demande des divers secteurs de l'économie. Leur production atteindrait ainsi 7 à 9 Gtep en 2020, pour une demande globale d'énergie primaire de 13 à 15 Gtep. Dans une telle perspective, la moitié des réserves prouvées de pétrole, évaluées actuellement à 145 Gt, sera consommée entre 2000 et 2020, ainsi qu'un tiers de celles de gaz naturel [13], environ 150 Gtep actuellement.

Les réserves de charbon sont probablement cinq à dix fois plus élevées, mais posent des problèmes accrus d'environnement (doublement des émissions de CO₂ quand on remplace du gaz naturel par du charbon). Il est déjà probable que des pays comme la Chine et l'Inde, modérément riches en hydrocarbures, mais bien dotés en charbon, baseront largement, et de façon légitime, leur développement sur cette ressource locale. Dans 20 ans, ces deux pays produiront autant de CO₂ que les émissions actuelles cumulées de l'Europe et de l'Amérique du Nord.

Globalement, dans un scénario de « laisser-faire », où chaque pays et chaque acteur économique font librement leurs choix, on peut estimer que les émissions de CO₂ dans l'atmosphère augmenteront constamment. Exprimées en quantité de carbone, ces émissions passeraient de 8 Gt/an actuellement à 12 Gt/an en 2020.

Les projections à plus long terme évoquent une demande annuelle d'énergie de 18 à 25 Gtep en 2050, dont 8 à 12 Gtep seraient attendues du pétrole et du gaz. Les réserves actuellement prouvées de pétrole ne suffiraient pas à satisfaire une telle demande ; celles de gaz permettraient juste d'atteindre cette date. Même l'hypothèse d'un plafonnement des consommations mondiales à partir de 2020, soit 7 à 9 Gtep/an (c'est-à-dire une diminution sévère de la demande des pays industrialisés, parallèle à l'augmentation de celle des pays en développement) nécessiterait, pour atteindre la fin du siècle, un accroissement des réserves par une mobilisation des ressources ultimes, qui ne sont pas actuellement considérées comme des réserves prouvées.

7.3. LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE PERMETTRA-T-ELLE DE RECULER CES LIMITES ?

Dans la suite de cette présentation, nous tenterons d'évaluer jusqu'où les apports de la science et de la technologie pourront reculer les limites de l'exploitation du pétrole et du gaz. On peut penser que la même réflexion sur le charbon n'est pas aussi urgente, puisque ses réserves sont beaucoup plus élevées que celles d'hydrocarbures et que le charbon est, de loin, le plus fort émetteur de gaz à effet de serre parmi les combustibles fossiles.

Un effort considérable et soutenu de recherche scientifique peut seul reculer ainsi les limites des réserves conventionnelles [1, 9, 11, 14] :

- ▶ par la découverte de nouveaux gisements, ou mise en valeur de ressources considérées jusqu'ici comme inexploitable ;
- ▶ par l'amélioration du taux de récupération des gisements découverts puisque, en moyenne mondiale, seulement 35% du pétrole en place peut effectivement être extrait, ou même par une meilleure récupération des gisements déjà exploités.

7.4. ACCROISSEMENT DES RÉSERVES

Le taux de découverte de nouveaux gisements par les puits d'exploration a déjà beaucoup évolué, grâce aux recherches en géophysique (les méthodes de réflexion sismique principalement), en géochimie (genèse du pétrole, migration et accumulation en gisements) et en modélisation des bassins sédimentaires. Ce taux de découverte est passé successivement par les étapes suivantes :

- ▶ une découverte sur dix forages en 1970 (géologie de surface et sismique classique) ;
- ▶ une découverte sur sept forages en 1990 (géochimie, sismique numérique) ;
- ▶ une découverte sur quatre forage en 2000 ; une découverte sur trois forages est pour l'avenir une cible dont on approche dans quelques régions du monde (sismique 3D ; modélisation de bassins).

Les études géophysiques par sismique réflexion sont utilisées depuis 60 ans. Cependant, la généralisation de la sismique 3D au cours des années 1990 et les progrès de son interprétation ont joué un rôle de premier plan dans l'accroissement spectaculaire du taux de découverte au cours des dix dernières années.

De leur côté, les progrès de la géochimie [7, 8, 10] et de la modélisation de l'évolution des bassins sédimentaires, qui en est largement issue, sont une bonne illustration de ces avancées successives depuis les années 1970. La mise en évidence de la matière première source du pétrole et du gaz – le kérogène contenu dans les

« roches mères » –, de sa structure macromoléculaire [5, 8] et de son évolution thermique lors de l'enfouissement des sédiments ont d'abord permis une approche qualitative des zones favorables. Des indicateurs semi-quantitatifs, tels que la reconstitution de l'enfouissement progressif des sédiments, l'évolution des propriétés optiques de la matière organique (réflectance, coloration des spores et pollens) ont appuyé cette démarche. Mais c'est surtout l'application des méthodes physiques et chimiques d'analyse (analyse élémentaire, pyrolyse en atmosphère contrôlée, spectroscopie infrarouge et résonance magnétique nucléaire appliquées aux particules solides de kérogène) qui ont permis de quantifier la qualité et l'état d'évolution thermique de la matière organique.

Une avancée décisive a été la démonstration du fait que les formulations classiques de la cinétique chimique, en particulier celle des réactions d'ordre 1 pour la dépolymérisation, et la loi d'ARRHENIUS pour rendre compte de l'influence de la température sur les vitesses de réaction, pouvaient encore s'appliquer à des réactions couvrant des millions d'années. Cette approche a permis, pour la première fois, d'introduire explicitement le temps géologique qui permet une chronologie des phénomènes : dépôt des roches mères, début et maximum de la formation du pétrole, puis du gaz par craquage, et de les comparer aux époques géologiques de dépôt des roches qui constitueront les réservoirs (sables, grès, calcaires) et de celles qui en seront les couvertures (argiles, marnes, sel). De plus, cette avancée des connaissances a permis la simulation en laboratoire de l'évolution thermique du kérogène, et la détermination, par cette voie, des diverses énergies d'activation [10], qui permettent, *via* le formalisme d'ARRHENIUS, de rendre compte de l'action de la température, croissante avec l'enfouissement, sur les vitesses de conversion en hydrocarbures de chaque type de matière organique.

L'étape suivante, dont nous sommes encore loin d'avoir tiré tous les bénéfices, a consisté à modéliser à partir de ces données la formation du pétrole et du gaz, puis à bâtir, autour de ce modèle, d'autres modèles respectivement consacrés à la compaction progressive des sédiments et à l'évolution thermique du bassin, puis, en aval, un module traitant l'expulsion des hydrocarbures hors de la roche où ils se sont formés et leur accumulation pour former des gisements [4, 12]. On obtient ainsi la répartition, en fonction du temps géologique, des quantités de pétrole et de gaz formés dans les roches mères, puis leur répartition dans le bassin après expulsion hors de ces roches, enfin la localisation des points d'accumulation possibles. Au cours des dernières années, on s'est efforcé de développer des modèles compositionnels, qui associent cinétique chimique et thermodynamique et permettent de prévoir non seulement la nature des fluides (pétrole, gaz), mais aussi la composition des pétroles qui en détermine l'intérêt économique.

Ces modèles présentent plusieurs niveaux de difficulté sur lesquels la recherche apporte constamment de nouveaux progrès. On peut citer, par exemple, l'importance du nombre de mailles qui a d'abord concentré les développements sur les modèles à deux dimensions, même si des outils 3D sont testés depuis plusieurs

années ; la variation du volume des mailles résultant de la compaction des sédiments ; la variation continue de la température dans les équations de cinétique chimique ; le domaine de validité de la loi de DARCY diphasique (pétrole, eau) ou polyphasique (pétrole, gaz, eau), particulièrement dans les milieux de faible perméabilité, comme les roches mères argileuses ; le rôle des failles qui dépend de la répartition des contraintes dans le sous-sol (barrières empêchant la migration ou, au contraire, zone de migration préférentielle, en particulier pour le gaz) ; la difficulté de modéliser des milieux à tectonique complexe, tels que failles et chevauchements en piémont d'une chaîne plissée, ou tectonique salifère.

De plus, les modèles bénéficieront aussi de l'évolution des technologies de l'information : le développement du calcul parallèle qui permet de faire dans un délai très court beaucoup plus de calculs ; les technologies de visualisation 3D, telles les salles de réalité virtuelle, qui aident à appréhender plus facilement les concepts 3D ; la révolution d'Internet qui rend accessible beaucoup plus d'informations. L'ensemble contribue à changer aussi les méthodes de travail.

Tous ces domaines font actuellement l'objet de recherches actives qui devraient permettre la généralisation des modèles 3D, dont on peut espérer qu'ils amèneront une avancée comparable à celle qui est résultée du passage de la sismique 2D à la sismique 3D, étape capitale dans les études de bassins sédimentaires par la géophysique.

7.5. AMÉLIORATION DU TAUX DE RÉCUPÉRATION DES GISEMENTS

La seconde voie ouverte à la recherche est celle de l'accroissement des réserves par amélioration du taux de récupération des gisements découverts. La moyenne mondiale de cette valeur est déjà passée, en 30 ans (1970-2000) de 20 à 35%. Un nouvel accroissement, jusqu'à 50% vers 2020, paraît accessible, grâce aux recherches en cours sur les roches réservoirs. Ces valeurs ne concernent pas les gisements de gaz naturel, dont le taux de récupération est généralement bon, supérieur à 80% en moyenne.

Les modèles numériques de gisement, basés sur la mécanique des fluides en milieu poreux, permettent depuis plusieurs décennies d'optimiser les conditions de drainage des réservoirs, avec cependant des limites que l'on vient de rappeler. Les progrès de la sédimentologie et leur prise en compte grâce aux méthodes de la géostatistique permettent d'améliorer la représentation des particularités du milieu géologique dans ces modèles. Les difficultés rencontrées par ces recherches sont cependant importantes : les données géologiques sont rares, puisque généralement limitées aux forages distants de plusieurs centaines de mètres, mais très fines et détaillées – centimétriques, voire millimétriques sur les échantillons de carottage. Les problèmes concernent particulièrement la lourdeur du maillage (jus-

qu'à plusieurs millions de mailles), l'homogénéisation pour passer de l'échelle des observations géologiques à celles des mailles du modèle, souvent hectométriques. Ce problème est particulièrement délicat pour la perméabilité qui est en fait un tenseur. La représentation des failles et fractures pose des problèmes comparables à ceux évoqués plus haut à l'échelle des bassins.

La mouillabilité des roches (grès, calcaires...) constituant le réservoir poreux est connue depuis plus de 20 ans pour jouer un rôle important, mais complexe, dans la récupération du pétrole. Dans une roche mouillée par l'eau, le pétrole tend à occuper le centre de la porosité intergranulaire. Or la méthode la plus classique, et d'usage quasi universel, pour améliorer le drainage du pétrole consiste à injecter de l'eau, en général à la périphérie du gisement : le balayage par l'eau est particulièrement efficace dans ce cas. Au contraire, si la roche est mouillée par l'huile, l'eau injectée a tendance à se frayer un chemin préférentiel parmi les zones déjà occupées par l'eau de gisement, en laissant derrière elle une forte saturation résiduelle en pétrole occupant la surface des grains minéraux.

A une échelle plus large, les hétérogénéités de la roche (par exemple des corps de sables argileux au sein de sables propres) peuvent également amener un drainage moins efficace que dans un milieu homogène et laisser subsister, derrière le front balayé par l'eau d'injection, des corps mal drainés, voire non-drainés. Le contraste existant généralement entre le pétrole, plus visqueux et l'eau, moins visqueuse renforce ce type de phénomène.

Des recherches scientifiques soutenues depuis 20 ans ont permis de mieux comprendre les mécanismes impliqués, dont certains sont fort complexes et n'ont pas toujours été pleinement élucidés : par exemple, quelles sont les caractéristiques de la roche et des fluides déterminant la mouillabilité à l'eau ou au pétrole ? Ces travaux ont amené un développement important des connaissances fondamentales en physico-chimie des interfaces, ainsi que l'étude des systèmes eau-tensioactif-hydrocarbure et des diverses phases qu'ils sont susceptibles de former ; la rhéologie des polymères utilisés pour accroître la viscosité entre eau et pétrole a également fait des progrès importants. L'application de ces recherches s'est révélée dans la décennie 1980-1990 beaucoup plus complexe que prévu et leur développement a été pratiquement interrompu à la suite de la chute des prix du pétrole en 1986. Mais la reprise de ces essais avec des vues nouvelles pourrait se justifier, dans une éventuelle perspective de pénurie, et beaucoup de voies de recherche restent à explorer.

L'amélioration de la description des écoulements, alliée à des méthodologies de changement d'échelle performantes, devrait permettre une modélisation plus précise de l'exploitation des réservoirs et fournir des prévisions plus fiables de la production d'un gisement. En utilisant des techniques de gestion des incertitudes tels les plans d'expérience, les synergies entre les méthodes de caractérisation de réservoir et les procédés de récupération permettront de préciser les incertitudes sur la production et de sélectionner ainsi le mode d'exploitation optimal.

Le forage a bénéficié, lui aussi, d'importants progrès des connaissances dans le domaine des fluides utilisés : boues de forage plus efficaces et non-polluantes, ciments adaptés aux conditions des terrains traversés. De nouveaux progrès pourraient venir de la mécanique des roches.

De son côté, la technologie du forage a fait d'importants progrès dans le domaine du forage dirigé : puits verticaux s'orientant à l'horizontale dans les couches productrices, remplaçant ainsi un drainage limité à la hauteur de la couche (par exemple quelques dizaines de mètres) par un drainage sur toute la longueur de la branche horizontale qui peut atteindre plusieurs kilomètres. On peut même envisager, dans le cas de petits gisements voisins, ou satellites d'un grand gisement, de drainer plusieurs corps sableux indépendants par le même forage horizontal. D'une manière générale, la réalisation de forages horizontaux ou déviés a largement modifié les conditions économiques d'exploitation des gisements. On peut noter avec intérêt que de telles réalisations, jugées en premier lieu comme nécessitant le passage à des tiges de forage en polymères ou composites, se sont révélées faisables avec des tiges d'acier.

Ces mêmes avancées technologiques, jointes à des structures nouvelles pour les plates-formes de forage en mer, permettent de forer une grappe de puits orientés à partir d'une même structure. Des puits sont maintenant réalisés jusqu'à des profondeurs de l'ordre de 2000 m d'eau, et bientôt plus loin encore sur les marges continentales. C'est ainsi que les gisements en mer profonde, longtemps classés dans les ressources non-conventionnelles, rejoignent maintenant les réserves classiques de pétrole et de gaz, à mesure de leur découverte.

La mise en production de ces gisements pose cependant des problèmes de recherche complexes en mécanique des fluides, thermodynamique et sciences des matériaux. En effet, l'exploitation d'un gisement en mer profonde sans installation fixe de hauteur déraisonnable conduit, selon la profondeur, soit à une plateforme flottante et ancrée, soit à placer les installations sur le fond marin et à les raccorder à d'autres sites de production moins profonds (Brésil), ou directement à un site sur la côte. Dans les deux cas, les écoulements polyphasiques de deux ou trois des fluides (pétrole, gaz, eau de gisement) et leur modélisation numérique posent des problèmes difficiles. Il en est de même pour la technologie du pompage diphasique (une phase liquide et une phase gazeuse). Il faut enfin bien connaître les conditions d'existence des hydrates solides de méthane, éthane, propane..., favorisées par les températures basses des mers profondes et des pressions élevées. Il importe alors de prévenir la formation de bouchons d'hydrates et d'en modéliser le comportement dans les écoulements, s'il vient à s'en former.

7.6. LA MOBILISATION DES RESSOURCES NON-CONVENTIONNELLES DE PÉTROLE

Les gisements d'hydrocarbures en mer profonde ayant, *de facto*, rejoint le cas des gisements classiques, il reste sous cette appellation trois ressources de natures très différentes et dont la probabilité d'exploitation est également très différente :

- ▶ les sables (ou calcaires) asphaltiques ou bitumineux contenant des huiles ultra-lourdes, solides ou hautement visqueuses dans les conditions normales de température ;
- ▶ les hydrates naturels de méthane ;
- ▶ les « schistes bitumineux ».

Les sables et calcaires « asphaltiques » ou « bitumineux » sont des réservoirs pétroliers contenant un pétrole de densité voisine de 1 et de très haute viscosité [8]. Lorsqu'ils sont situés en surface ou à son voisinage immédiat, comme en Athabasca (Alberta - Canada), ils constituent une roche solide dont les grains, de sable par exemple, sont cimentés par du bitume. Les recherches géochimiques ont montré que nous sommes en présence d'un gisement d'hydrocarbures, générés normalement à partir de la matière organique des roches mères et venus s'accumuler dans un réservoir sableux qui était alors en profondeur. L'évolution structurale du bassin et l'érosion de plusieurs centaines de mètres de sédiments ont ensuite ramené ces roches en surface ou à son voisinage, ce qui a permis l'entrée des eaux douces superficielles, l'évaporation ou le lessivage des composés les plus légers et la dégradation du mélange restant par des bactéries pour ne laisser subsister que les composés les plus lourds, particulièrement les asphaltènes, sorte de macromolécule de poids moléculaire 5000 à 10 000, comportant du soufre, de l'azote, de l'oxygène, et même des métaux (vanadium, nickel).

Les ressources en place inventoriées au Canada (Athabasca) et au Venezuela (Orénoque) sont d'environ 350 Gt pour le premier et 200 Gt pour le second de ces pays, soit une ressource potentielle de 550 Gt. Dans d'autres pays, la présence de ce type de dépôt a été rapportée, mais il est peu probable qu'ils atteignent des quantités comparables.

Le problème central est de savoir quelle fraction de ces ressources, bien supérieures aux réserves de pétrole prouvées ou restant à découvrir, pourra être réellement mobilisée. L'obstacle principal est la très haute viscosité du bitume, dont on sait depuis longtemps qu'elle décroît fortement avec l'élévation de la température. Dans l'état actuel de la science et de la technique, on exploite surtout les parties profondes (1000 m), où une température supérieure de 25 à 30°C à celle de la surface diminue la viscosité et permet une exploitation par puits, et les parties affleurantes, où l'extraction de la roche en carrière et son traitement à la vapeur dans des installations de surface diminuent la viscosité et permettent ainsi de séparer le

bitume. L'injection de vapeur d'eau par des forages permet également de diminuer la viscosité, à condition d'opérer, soit par injection et pompage alternés utilisant les mêmes puits, soit en établissant une circulation de vapeur entre des puits d'injection et des puits de production, ce qui n'est pas toujours aisé.

Cette situation ne permet d'accéder qu'à une fraction mineure des ressources globales (environ 40 Gt pour chacun des deux sites, soit au total 80 Gt) et laisse un large champ d'action à la recherche scientifique (structure physique des agrégats d'asphaltes responsables de la viscosité élevée, action possible de tensio-actifs spécifiques) et technologique (traitement *in situ* par injection de vapeur ou de solvants). Un accroissement de la fraction récupérée est ainsi jugé possible, mais à un coût élevé.

Les hydrates de méthane naturels ont été observés, surtout dans les sédiments situés au bas de la pente continentale, sous une grande profondeur d'eau : dans ces conditions, les températures basses (quelques degrés Celsius) et la pression élevée autorisent l'existence de ces hydrates. Ils ont été physiquement carottés en plusieurs sites du programme international de forage en mer profonde. Ils ont également été observés sous les sols gelés en permanence. Sur ces bases, certains auteurs postulent la généralité de cette situation et avancent des valeurs considérables de ressources potentielles. En fait, il ne semble pas que nous disposions de données d'inventaire fiable, et l'écart entre évaluations pourrait atteindre plusieurs ordres de grandeur. Il paraît donc difficile de prendre en compte cette éventuelle ressource, d'autant plus que nous ne savons rien du taux de récupération qui pourra correspondre aux conditions d'exploitation encore indéterminées, ou des conséquences éventuelles sur l'environnement, en particulier les sols gelés.

Les schistes bitumineux ont également un avenir incertain mais sont, en revanche, assez bien connus. Ils ont été exploités au XIX^e et au XX^e siècle jusqu'après la seconde guerre mondiale pour se procurer des carburants, ou encore comme combustibles dans une centrale électrique. Ils ont également fait l'objet d'un renouveau d'intérêt pendant la période 1974-1980 qui a suivi le premier « choc pétrolier ».

En fait, la similitude des termes « sables bitumineux » et « schistes bitumineux » cache une profonde différence de nature. Dans le premier cas, il s'agit d'un pétrole formé par le processus classique à partir de la matière organique des sédiments et qui a migré vers un réservoir où il a fait l'objet d'une dégradation de ses propriétés. Dans le second cas, les « schistes bitumineux » sont, en fait, une roche mère argileuse ou marneuse, contenant une forte teneur en matière organique, ou kérogène, mais où la nature n'a pas effectué la conversion en pétrole *via* l'enfouissement des roches et l'élévation de température. C'est donc l'homme qui doit réaliser cette transformation [8].

Il en résulte deux conséquences très pénalisantes dans le bilan énergétique. D'abord il faut réaliser l'exploitation physique de la roche, en carrière ou dans une mine souterraine. Ensuite il faut porter la température de cette roche broyée à plus de 500°C

pour assurer la conversion de la matière organique : cette température est beaucoup plus élevée que celles qui sont nécessaires pour générer du pétrole en situation géologique, puisque nous voulons réaliser, dans une durée de l'ordre de l'heure, une transformation qui prend des millions d'années dans les bassins sédimentaires. Les exploitations expérimentales menées dans la décennie 1970 sur les *Green River Shales* d'âge Eocène au Colorado (USA) et la formation *Irati* d'âge Permien à S. Mateus do Sul au Parana (Brésil) ont confirmé qu'il est effectivement possible de produire ainsi une « huile de schiste », dont la composition comporte des oléfines (absentes de la plupart des pétroles) et est plus riche en composés azotés que le pétrole brut. Malgré des procédés de récupération utilisant la combustion du carbone résiduel (issu de la pyrolyse), le bilan énergétique est médiocre et la forte consommation d'énergie fait que le coût technique de l'huile de schiste produite augmente avec le coût de l'énergie sur le marché mondial. De plus, le volume considérable des cendres produites lors de la pyrolyse pose un difficile problème de gestion en matière d'environnement.

Une percée technologique a été recherchée par des tentatives de traitement *in situ* de la roche, qui éviterait l'étape coûteuse en énergie et en personnel de l'exploitation par mine ou par carrière. On réalise alors de petits forages et une fracturation artificielle pour les relier, permettant ainsi une circulation d'air ou d'oxygène et le déplacement progressif d'un front de combustion. A l'approche de ce dernier, la roche est pyrolysée et produit de l'huile en avant du front de combustion, qui brûle le carbone résiduel. Ce schéma est certainement séduisant, mais les essais menés ainsi ont permis de récupérer seulement 2% de la quantité théorique d'huile.

On conçoit donc bien que, même si les deux gisements mentionnés ci-dessus, aux USA et au Brésil, correspondent à une quantité de matière organique brute considérable, on peut, au mieux, considérer celle-ci comme une ressource éventuelle et lointaine, accessible seulement au prix d'une dissipation énorme d'énergie et de lourds problèmes de pollution (fumées, cendres, détérioration de l'environnement).

7.7. LES RESSOURCES EFFECTIVEMENT MOBILISABLES

A la lumière de ces considérations et des hypothèses que l'on peut en faire sur les chances de succès des recherches scientifiques et des avancées technologiques évoquées plus haut, on peut tenter d'évaluer, même de façon très approximative, la fraction de ces diverses ressources qui pourraient être mobilisables dans un délai de quelques décennies (avant 2050).

En fait, la question vaut surtout pour le pétrole qui offre plusieurs ouvertures possibles :

Pétrole

<i>Réserves prouvées actuelles</i>	<i>145 Gt</i>
<i>Découvertes nouvelles</i>	<i>100 Gt</i>
<i>Accroissement du taux de récupération</i>	<i>100 Gt</i>
<i>Sables bitumineux, asphaltes</i>	<i>80 Gt</i>
<i>TOTAL</i>	<i>425 Gt</i>

Pour le gaz, on peut espérer doubler les réserves prouvées actuelles par de nouvelles découvertes (150 Gtep) ; les ressources liées aux hydrates demeurent encore trop hypothétiques pour être prises en compte :

Gaz

<i>Réserves ultimes possibles</i>	<i>300 Gtep</i>

Pour le charbon, on peut considérer les réserves comme étant de cinq à dix fois supérieures à celles prouvées de pétrole :

Charbon

<i>Réserves ultimes possibles</i>	<i>750 à 1500 Gtep</i>

7.8. CONCLUSION

Ces nouvelles valeurs des réserves ultimes d'hydrocarbures permettraient, dans le scénario dit du « laisser-faire », d'assurer une augmentation globale de la consommation de pétrole et de gaz de 2% par an jusqu'en 2020 et, dans cet intervalle, de mettre en place des mesures assurant ensuite une stabilité globale (au plan mondial) de leur consommation au niveau de 2020. On pourrait alors, pour ces deux sources d'énergie, atteindre la fin du siècle.

Cette conclusion provisoire veut seulement montrer les limites matérielles d'un avenir énergétique où, faute d'un accord sur les problèmes de changement climatique, les entreprises et les pays choisiraient de prolonger leur politique et leurs choix énergétiques actuels, sans modification volontaire et « selon la ligne de plus grande pente ».

L'avenir est alors relativement clair jusqu'à 2020, date à laquelle la moitié des réserves prouvées de pétrole et un tiers de celles de gaz auront été consommées. Au-delà de 2020, deux options sont possibles :

- ▶ la poursuite de la politique actuelle amènera l'épuisement des réserves prouvées de pétrole avant 2050, et de celles de gaz vers cette date ;

- la stabilisation des consommations au niveau de 2020, associée à un effort soutenu de recherche scientifique et technologique, d'une ampleur beaucoup plus considérable que ce qui peut être fait aujourd'hui, et qui serait initié dès les prochaines années. C'est à ce prix seulement que l'on peut espérer utiliser le pétrole et le gaz jusqu'à la fin du siècle.

On peut s'inquiéter du fait que plusieurs grandes compagnies internationales, qui entretenaient depuis 30 ans des centres de recherche importants, ont beaucoup diminué leur effort, dont elles souhaitent reporter la charge sur les sociétés de service. Un tel transfert paraît convenir pour les technologies lourdes, comme le forage ou les plates-formes en mer, mais reste incertain dans les domaines où l'acquisition de connaissances nouvelles est au cœur du problème (amélioration du taux de découvertes, accroissement de la récupération du pétrole, exploitation des sables bitumineux, par exemple).

Il serait bien sûr possible de remplacer, par exemple, le gaz naturel par du charbon pour la production d'électricité, mais au prix d'un doublement des émissions de gaz à effet de serre. D'autres perspectives sont ouvertes par les énergies renouvelables, mais dans quel délai seront-elles prêtes à assurer la fourniture d'électricité dans les mégapoles ? L'énergie nucléaire se heurte actuellement à une acceptation sociale difficile, mais échappe au problème climatique. On peut se demander si ce n'est pas l'ampleur des conséquences sur l'homme et les sociétés du changement climatique qui forcera le choix entre ces diverses voies. On peut observer, d'ailleurs, que 2020 est non seulement l'horizon avant lequel l'industrie pétrolière devra faire ses choix pour durer, mais correspond aussi à l'intervalle de temps minimum pour réaliser un développement industriel à grande échelle d'une énergie renouvelable, ou pour choisir et mettre en place une nouvelle génération de réacteurs nucléaires, ou encore pour commencer le dépôt des déchets nucléaires dans des entreposages de longue durée ou des stockages souterrains réversibles.

RÉFÉRENCES

- [1] *La recherche scientifique et technique dans le domaine de l'énergie*. Rapport commun n° 8, Académie des sciences, CADAS, 1997.
- [2] CHARPIN J.M., DESSUS B. & PELLAT R. –2000– *Etude économique prospective de l'énergie nucléaire*. Rapport au Premier Ministre, La Documentation Française, Paris.
- [3] *Perspectives énergétiques mondiales 2020-2050*. Conseil Mondial de l'Energie, Houston, septembre 1997.
- [4] FAILLE I. –1992– *Modélisation bidimensionnelle de la genèse et de la migration des hydrocarbures dans un bassin sédimentaire*. Thèse, Université Joseph Fourier, Grenoble 1.
- [5] FAULON J.L., VANDERBROUCKE M., DRAPPIER J.M., BÉHAR F. & ROMÉO R. –1990– 3D chemical model for geological macromolecules. *Org. Geochem.* **16**(4-6), 981-933.

- [6] *Panorama 1999 ; Panorama 2001*. Institut français du pétrole, Paris.
- [8] TISSOT B. & WELTE D.H. –1984– *Petroleum formation and occurrence* 2nd ed. Springer Verlag, Heidelberg, 699 p.
- [9] TISSOT B. & WELTE D.H. –1987– *The role of geochemistry in exploration risk evaluation and decision making*. 12th World Petroleum Congress (Houston), vol. 2, John WILEY and Sons Ltd, Chichester, 99-112.
- [10] TISSOT B., PELET R. & UNGERER P. –1987– Thermal history of sedimentary basins, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation. *Am. Assoc. Petr. Geol. Bull.* **71**(12), 1445-1466.
- [11] TISSOT B. –1993– Pétrole, gaz, environnement : quelle approche de la R & D en exploration-production pour la fin du siècle ? *Rev. IFP* **48**(2), 91-103.
- [12] TISSOT B. & VALAIS M. –1993– World gas supplies for the future; questions and answers. *Energ. Explor. Exploit.* **11**(6), 540-568.
- [13] TISSOT B. –1994– Apport de la modélisation en géologie et en géochimie à l'industrie pétrolière, in HOROWITZ J. & LIONS J.L. (Eds), *Les grands systèmes des sciences et de la technologie*, Masson, 771-792.
- [14] TISSOT B., MONTADER L. & RICHARD V. –1995– Recent changes and future directions in R & D for exploration-production. *Am. Assoc. Petrol. Geol. Int. Conf.*, Nice (septembre).

8 - L'ÉTAT DES RÉSERVES DES COMBUSTIBLES FOSSILES

Jean LAHERRÈRE

Les réserves annoncées ont des significations différentes suivant l'origine de l'information. On souligne cette difficulté dans ce chapitre pour permettre une estimation raisonnable des productions espérées, des réserves restantes, du rôle des technologies. Il est alors possible de donner une fourchette concernant la date à laquelle les réserves fossiles franchiront le maximum de production (entre 2020 et 2050).

8.1 Unités	170
8.2 Incertitude sur les réserves	171
8.3 Fiabilité des réserves publiées	174
8.4 Modélisation de la production future	175
8.5 Production future des combustibles fossiles	179
8.6 Comparaison des productions mondiales énergétiques par source	184
8.7 Prévision de consommation mondiale d'énergie par habitant	189
8.8 R/P = réserves restantes/production annuelle	191
8.9 Hydrocarbures non-conventionnels	192
8.10 Impact de la technologie	198
8.11 Impact des prix	201
8.12 Croissance des réserves	202
8.13 Conclusion	203

Les données sur les réserves de combustibles fossiles sont variées et différentes suivant les auteurs. Dans la plupart des pays, elles sont confidentielles par champ et les opérateurs ne donnent qu'une synthèse globale ambiguë, qui correspond à l'image qu'ils veulent donner à l'extérieur.

Les données les plus utilisées par les économistes (accessible sur le net) sont celles de *BP Statistical Review of World Energy* et de l'USDoE/EIA (Department of Energy/ Energy Information Agency). Les données officielles sur les réserves de pétrole et de gaz utilisent surtout les résultats d'enquêtes faites auprès des gouvernements par *Oil & Gas Journal*, mais cette enquête est menée avant la fin de l'année pour une estimation en fin d'année, ce qui empêche toute étude technique détaillée. La

plupart des pays ne répondent pas et leurs réserves sont considérées constantes (la France en 1999, 1993), comme si les nouvelles découvertes compensaient exactement la production. De plus, les règles de définition des réserves par les compagnies américaines sont celles de la Securities and Exchange Commission qui sont différentes de ce qui est pratiqué dans le reste du monde.

Les réserves représentent le cumul des productions passées et futures jusqu'à la fin de la production. Il est donc préférable de montrer les productions passées et les prévisions de production future en donnant le cumul total qui est en fait les réserves. Si on parle de réserves sans donner de date, le chiffre représente les réserves des champs découverts, depuis le début de la production jusqu'à la fin, c'est en fait ce qu'on appelle les découvertes ou les réserves originales ou initiales. Si on donne une date, les réserves sont alors les réserves restantes, soit le cumul des productions de cette date jusqu'à la fin de la production. Le total de la production cumulée à cette date + réserves restantes représente les réserves initiales.

Il faut rappeler que les combustibles fossiles ne sont pas en fait produits, mais extraits. C'est la Nature qui les a produits par un long processus à partir de matière organique (lacustre et marin pour le pétrole et le gaz, terrestre pour le charbon), l'homme se contente de les extraire.

8.1. UNITÉS

La production de pétrole est publiée, soit en masse, soit en volume, ce qui ne facilite pas les comparaisons car il faut aussi connaître la densité du brut, qui varie considérablement des condensats 740 kg/m³ (60°API) au pétrole extra-lourd 1030 kg/m³ (6°API).

Les chiffres de densité sont différents entre les données OPEC et *BP Review* : par exemple, Arabie Saoudite 7,3 b/t contre 7,6 b/t (b = baril), Algérie 7,9 contre 8,7 car les définitions de pétrole sont aussi différentes.

La conversion de baril en tonne varie de 7 b/t en Syrie à 9,3 b/t en Thaïlande, la moyenne mondiale étant 7,6 b/t.

La prédominance des Américains sur l'industrie pétrolière mondiale est telle que les unités et les définitions sont celles qui ont été pratiquées aux Etats-Unis au XIX^e siècle et qui n'ont pas évolué depuis.

Le baril de pétrole n'a pas de définition légale aux Etats-Unis, où seul le US gallon a une existence légale (différent du gallon impérial qui était utilisé en Angleterre). Le baril de pétrole est par tradition de 42 US gallons, soit 158,983 L (le baril légal liquide aux Etats-Unis est de 31,5 US gallons, soit 119,237 L) et les agences fédérales américaines (qui doivent utiliser le système international d'unités (SI) depuis 1993) sont obligées d'ajouter après baril (42 US gallons). Le symbole très souvent

utilisé pour baril est bbl, alors que personne ne sait véritablement ce qu'il signifie, ce doit être un « *blue barrel* », la couleur bleue représentant soit le contenu (les barils bleus contenant du brut pour les distinguer des barils rouges (*red barrel* = rbl) qui contenaient le pétrole raffiné), soit le volume (baril de 42 gallons pour distinguer des autres barils de bois qui allaient de 30 à 50 gallons), soit le propriétaire (la couleur de Standard Oil était le bleu). Comme le baril n'a pas d'existence légale, son symbole n'est pas défini, le symbole b est le plus utilisé, mais c'est celui de l'unité SI de pression le bar.

En France et en Angleterre, le pétrole est mesuré en tonnes, alors qu'en Norvège en mètres cubes pour le brut et le condensat, mais en tonnes pour les liquides de gaz naturel.

Les bilans énergétiques sont donnés en tonnes équivalent pétrole (tep) ou en joules ; un tep vaut 42 gigajoules (GJ). Mais certains bilans sont en gigatonnes de carbone (Gtec). Les équivalences sont variables suivant les pays pour convertir le charbon en équivalent pétrole, c'est en moyenne 1 tec = 0,67 tep (ou 1 tep = 1,5 tec). Comme la qualité énergétique des charbons est très différente de l'antracite à la lignite qui est trois fois moins énergétique, la tec varie de 0,4 à 0,77 tep. Mais le comble des bilans énergétiques est la confusion entre l'énergie à l'entrée et l'énergie à la sortie. En électricité, le mégawattheure vaut 0,083 tep dans les statistiques mondiales et 0,222 tep dans les statistiques françaises (guide du Comité Professionnel du Pétrole) : dans le premier cas, on fait l'équivalence directe entre l'énergie électrique et l'énergie chimique ; dans le second, on considère l'énergie primaire nécessaire pour produire l'énergie électrique, en tenant compte des pertes de transmission et du rendement de production. Selon les cas, une approche sera plus justifiée que l'autre : si on considère les utilisations captives de l'électricité (moteurs électriques, électronique...) et que l'on désire, par exemple, savoir quelle quantité de pétrole évite le recours à des énergies nucléaires ou renouvelables, il faudra utiliser la deuxième équivalence. Au contraire, dans le cas d'un chauffage électrique, qui peut être remplacé sans difficulté par un chauffage au fioul, il est plus justifié d'utiliser la première.

8.2. INCERTITUDE SUR LES RÉSERVES

Les incertitudes sur les réserves fossiles proviennent bien sûr de l'incertitude sur les volumes, suite à une connaissance imparfaite des caractéristiques géologiques, physiques, techniques et économiques des gisements découverts et à découvrir, mais surtout du fait que les données publiées correspondent rarement aux données techniques. Publier des données sur les réserves (ainsi que la production et la population) est un acte politique et dépend de l'image que l'auteur veut donner de la compagnie ou du pays. De la fourchette mini, mode ou moyenne, maxi, le chiffre publié à l'extérieur est le mini quand on veut réduire les taxes, ou le maxi quand on

veut obtenir un prêt (Mexique avec le FMI) ou une quantité autorisée à produire (champ de gaz de Frigg en Mer du Nord). Le cas le plus évident est celui de l'OPEP où les quotas dépendent des réserves : le Moyen-Orient (+ Venezuela), de 1984 à 1990, a vu augmenter ses réserves de 470 Gb à 700 Gb, soit plus de 50% sans découverte majeure. Le prix anormalement bas de \$10/b en 1998 est dû à une mauvaise estimation de la croissance par l'OPEP (crise asiatique), mais surtout à une surévaluation de l'offre par l'AIE, à cause de mauvaises données (*missing barrels* = 600 Mb) donnant une fausse impression d'abondance.

Il n'y a pas de consensus sur les définitions car chacun veut rester maître de déclarer ce qu'il lui convient. Les compagnies américaines cotées en bourse sont obligées de suivre les règles de la SEC (Securities & Exchange Commission), où l'estimation doit correspondre à une certitude raisonnable, mais chacun interprète le « raisonnable » à sa façon. Il y a lutte entre l'approche déterministe et l'approche probabiliste. Les réserves américaines sont dites « prouvées » et les dernières règles SPE/WPC/AAPG les définissent comme correspondant à une probabilité de 90%. En pratique, les révisions des 20 dernières années du rapport annuel US-DoE montrent qu'elles correspondent à une probabilité de 65% (correspondant au mode qui représente le plus probable). La mauvaise pratique consistant à ne déclarer que les réserves prouvées et de négliger les réserves probables conduit à des révisions continues et à une fausse impression de croissance. Les compagnies américaines qui publient les chiffres de réserves (*Oil & Gas Journal*, *World Oil* et *BP Review*) veulent traiter le monde suivant leurs pratiques américaines, alors que les pratiques en Europe sont bien différentes, notamment en Norvège. Le monde hors les Etats-Unis publient les réserves prouvées + probables (2P).

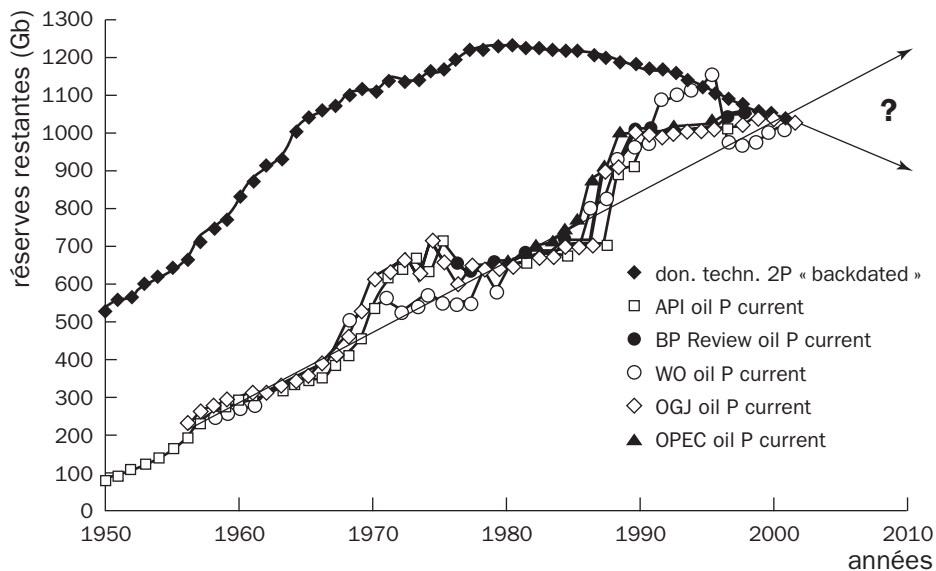
Plus important encore que ces ambiguïtés, si l'on veut estimer la réalité de l'évolution des réserves dans le temps, est la date à laquelle il convient de rapporter les réévaluations de la capacité d'un gisement : date de la réévaluation ou date de la découverte du gisement. Sur les **figures 8.1 et 8.2**, les courbes intitulées « *don. techn. 2P "backdated"* » sont établies en utilisant la date de découverte du gisement. La différence avec les autres courbes établies dans l'autre hypothèse (P current) est saisissante : dans le deuxième cas nous pouvons dormir sur nos deux oreilles, les réserves croissent toujours, dans le deuxième cas on voit déjà poindre la pénurie.

Le nombre de chiffres significatifs est révélateur de l'absence de calcul d'erreur.

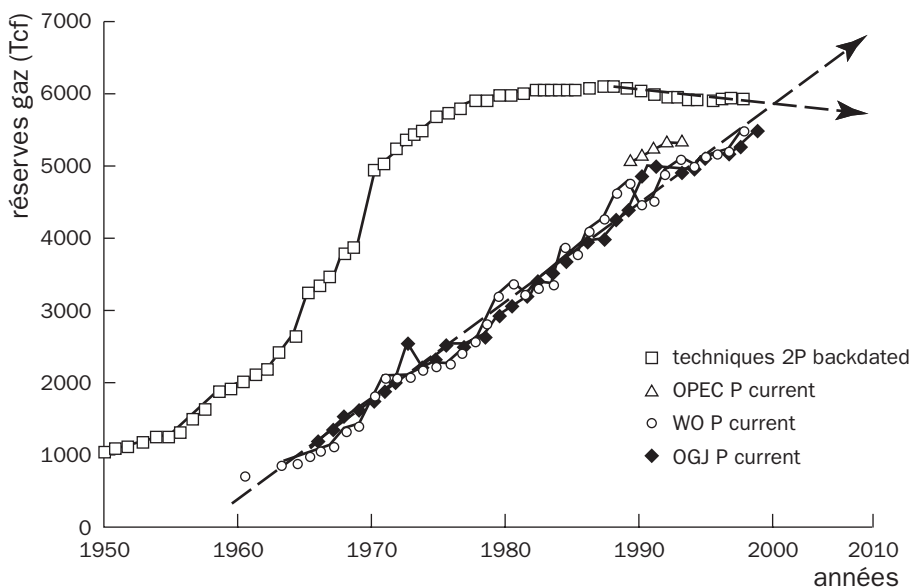
Pour 1999, les réserves dites prouvées étaient données avec dix chiffres significatifs par *Oil & Gas Journal* (OGJ), alors que le premier chiffre était différent de celui de *World Oil* (WO) :

▶ <i>Oil & Gas Journal</i>	1 016 041,221 Mb
▶ <i>World Oil</i>	978 868,2 Mb
▶ <i>BP Review</i>	1033,8 Gb

Mais en 2001, *World Oil* a révisé son estimation pour 1999 à 993 467,3 Mb, seul le premier des sept chiffres est conservé !



8.1 - Réserves mondiales de pétrole
selon des sources politiques et techniques diverses
[source : API, BP, World Oil, Oil & Gas Journal, OPEC]



8.2 - Réserves mondiales de gaz
selon des sources politiques et techniques diverses

Dans l'industrie pétrolière, où la précision est de l'ordre de 10%, donner plus de deux chiffres significatifs est montrer son incompétence.

Les réserves restantes mondiales de gaz naturel donnent une image identique, les réserves politiques augmentent linéairement depuis 1965, alors que les réserves techniques plafonnent à 6000 Tcf depuis 1980.

Les économistes ont un concept erroné des réserves en croyant qu'il suffit d'augmenter le prix pour augmenter les réserves. Ceci est basé sur l'exploitation minière, mais « *oil is liquid* » (pour le conventionnel), dans la plupart des cas il suffit d'ouvrir une vanne pour produire. Les économistes croient que la technologie va résoudre tous les problèmes (c'est le « père Noël »), mais ils refusent d'écouter ce que disent les techniciens.

Les nouvelles techniques permettent de produire moins cher, plus vite, mais n'augmentent guère les réserves conventionnelles, au contraire des réserves non-conventionnelles qui elles sont très sensibles à l'économie et à la technique.

En conclusion, il est plus important d'améliorer les données que les méthodes. La politique devrait être bannie dans la communication des données techniques. Malheureusement, les données publiées sont essentiellement politiques.

8.3. FIABILITÉ DES RÉSERVES PUBLIÉES

Les réserves correspondent au volume que l'on espère produire dans le futur jusqu'à l'abandon de la production.

Son estimation est difficile étant donné les incertitudes géologiques, géophysiques et physiques du gisement, des conditions économiques futures (prix, inflation et taxation), des progrès futurs techniques et la fourchette est grande, mais pratiquement un seul chiffre est publié.

Dans cette grande fourchette d'incertitudes, un chiffre bas sera publié si on veut éviter les taxations, ou un chiffre haut sera donné si on veut obtenir une valeur supérieure d'un quota (OPEP) ou d'un volume autorisé de production (Frigg).

Pendant bien longtemps, l'industrie pétrolière et gazière américaine a dominé le monde et a imposé ses méthodes.

Si l'industrie pétrolière est capable, en matière d'exploration et de production, de prouesses techniques remarquables, comme dans l'*offshore* profond, l'industrie pétrolière américaine est très conservatrice et rejette tout ce qui n'est pas inventé au Texas. Elle refuse le système métrique (SI = Système International d'unités, obligatoire depuis 1993 pour toute agence fédérale américaine) et utilise le symbole M pour millier, alors que tous les Américains ont très bien compris le Y2K pour l'an 2000 (pour le « bug Y2K » avec un symbole SI) et non Y2M ! La sonde Mars Climate Orbiter s'est écrasée en 1999 sur Mars, car les instructions de freinage ont été envoyées par la NASA en newtons, mais le constructeur Lockheed l'avait programmé en livres !

L'industrie pétrolière américaine, qui a de nombreux intérêts dans le monde entier, va malheureusement continuer à imposer ses méthodes archaïques en matière de publication des réserves, tant que la SEC n'imposera pas d'autres définitions. Les Européens ont toujours eu un complexe d'infériorité vis-à-vis des Américains en matière de pétrole !

Tableau I - Réserves et ressources d'énergies fossiles (en gigatonnes de charbon)
[source : World Energy Assessment, Energy and the challenge of sustainability, 2000
UNDP (United Nations Development Programme) et WEC (World Energy Council)]

Gigatonnes de charbon	Consommation		Réserves	Ressources ^(a)	Ressource totale ^(b)	Ressources additionnelles
	1860-1998	1998				
Pétrole						
Conventionnel	97	2,65	120	121	241	
Non-conventionnel	6	0,18	102	305	407	914
Gaz naturel^(c)						
Conventionnel	36	1,23	83	170	253	
Non-conventionnel	1	0,06	144	364	509	14 176
Charbon	155	2,4	533	4618	5151	
Total	294	6,53	983	5579	6562	15 090

(a) réserves à découvrir ou ressources devant évoluer en réserves (compilées par l'auteur) - (b) somme des réserves et ressources - (c) incluant le gaz naturel liquéfié.

8.4. MODÉLISATION DE LA PRODUCTION FUTURE

Les économistes oublient souvent que pour produire des combustibles fossiles, vous devez d'abord les découvrir. C'est donc les découvertes passées qui donnent les productions actuelles. La production future (c'est-à-dire les réserves restantes à produire et à découvrir) peut être modélisée de plusieurs façons.

8.4.1. UTILISATION UNIQUEMENT DES DONNÉES DE PRODUCTION ANNUELLE

Une courbe dite de HUBBERT (dérivée de la courbe logistique) est tracée au mieux pour intégrer les productions annuelles du passé. On obtient les réserves ultimes. L'hypothèse principale est que la production suit un seul cycle correspondant à une courbe en cloche (en fait courbe normale, car suivant le théorème de limite centrale, l'addition d'un grand nombre de productions de champs qui sont dissymétriques mais indépendants donne une courbe normale). Mais de nombreux pays montrent en fait un profil avec plusieurs cycles, seule la production des 48 Etats des Etats-Unis et hors *offshore* profond montre une courbe en cloche en dehors des crises économiques (dépression, choc pétrolier).

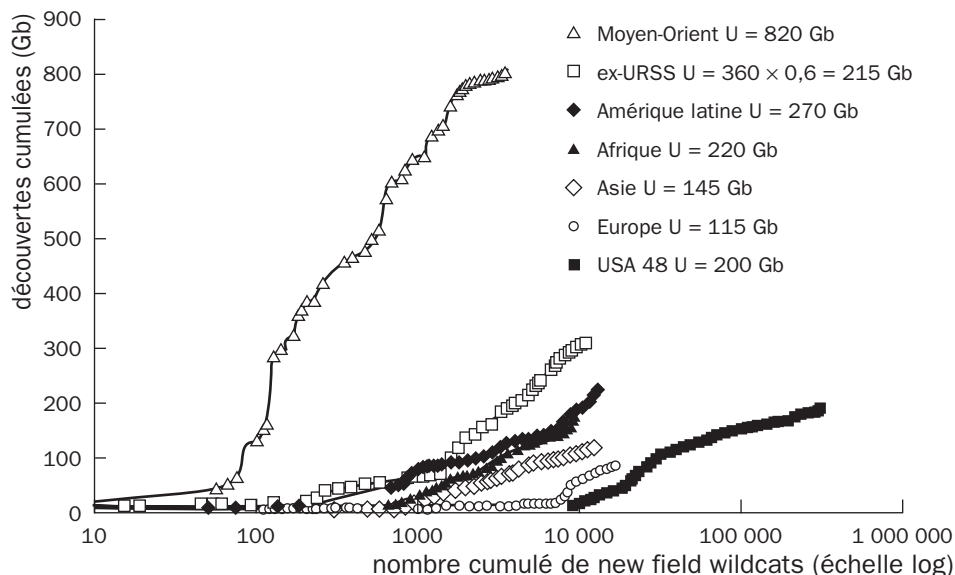
8.4.2. UTILISATION DES DONNÉES DE PRODUCTION ET DE DÉCOUVERTE ANNUELLES

RÉSERVES DE PÉTROLE ET DE GAZ

Les réserves ultimes sont obtenues grâce à la combinaison des extrapolations de la courbe d'écrémage (découvertes cumulées depuis le début de l'exploration, en fonction du nombre cumulé de puits d'exploration (pure ou *new field wildcats*)) et de la courbe fractale parabolique (taille des champs en fonction de leur rang dans un format log-log), et transformation de la valeur ultime en une courbe de HUBBERT.

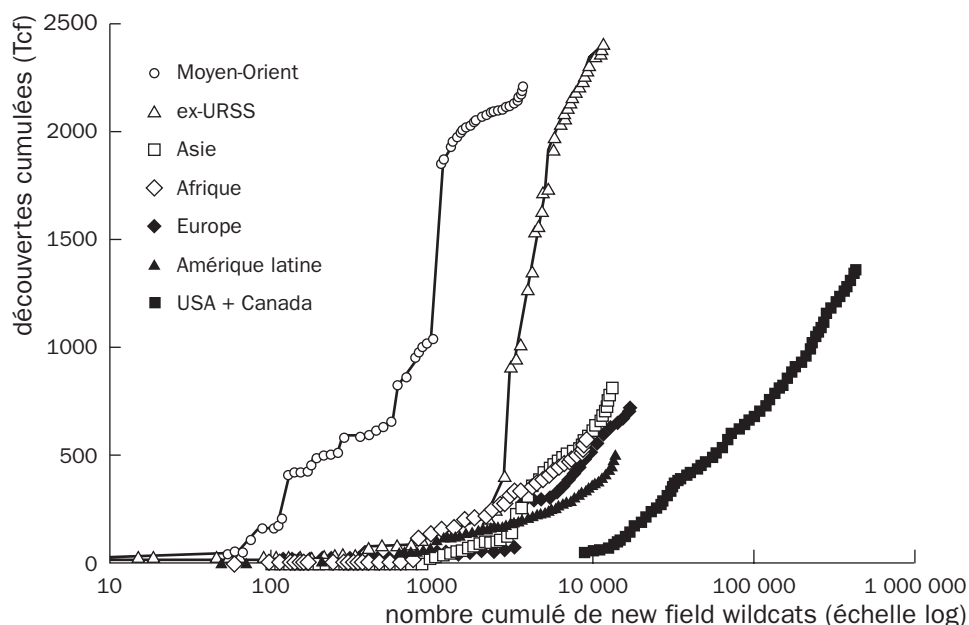
Les courbes d'écrémage par continent montrent, entre continent, une très grande différence de richesse. 800 Gb ont été découverts au Moyen-Orient avec 3000 puits alors qu'aux Etats-Unis 200 Gb ont nécessité 300 000 puits. L'extrapolation avec une courbe hyperbolique pour une activité de forage double de tout le passé est considérée comme l'ultime. On arrive à un ultime pour l'huile et le condensat conventionnel pour le monde de 2000 Gb (2 Tb ou 150 Gt).

► <i>Moyen-Orient</i>	820 Gb
► <i>Amérique latine</i>	270
► <i>Afrique</i>	220
► <i>USA</i>	220
► <i>Ex-URSS</i>	215
► <i>Asie</i>	145
► <i>Europe</i>	115
► <i>Monde</i>	2000



8.3 - Courbes d'écrémage des découvertes huile + condensat par continent, fin 2000, avec ultimes pour un doublement du nombre de forages

Pour le gaz, la diversité est aussi très grande.



8.4 - Courbes d'écrémage des découvertes de gaz par continent, fin 2000, en échelle log

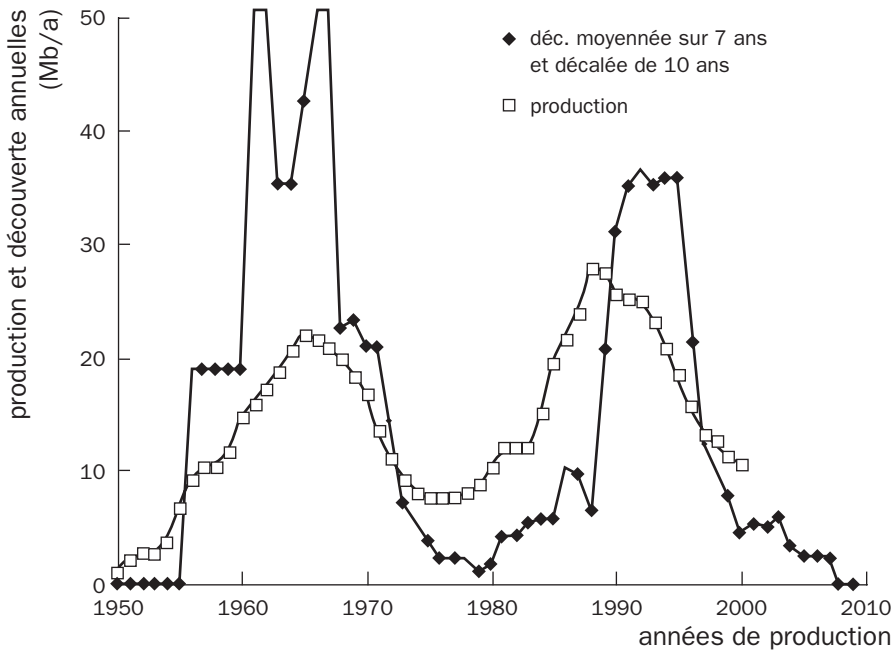
CORRÉLATION DES DÉCOUVERTES ANNUELLES ET DES PRODUCTIONS ANNUELLES APRÈS UN CERTAIN DÉCALAGE

Pour éviter l'utilisation de modèles mal adaptés (un seul cycle quand il y en a plusieurs), il est préférable d'utiliser la bonne corrélation existant dans la quasi-totalité des pays qui produisent à pleine capacité (presque tous les pays, sauf ceux du golfe Persique) entre les découvertes et les productions, après un certain décalage. L'exemple de la France est significatif, il y a eu deux cycles de découvertes et deux cycles de production, le décalage moyen est de 10 ans (en fait c'est moins de 10 ans pour le second cycle). La corrélation est bonne en temps, moins satisfaisante en volume car il y a peu de champs.

La symétrie de la montée avec la descente de ces deux cycles est remarquable, elle semble la règle car on la retrouve pour les cycles de la production de pétrole du Royaume-Uni et de la Hollande.

Dans les **figures 8.3 et 8.4**, seules les réserves conventionnelles pour le pétrole et le gaz sont reportées.

Seuls les pays qui produisent à pleine capacité peuvent être analysés, car les pays ne produisant pas à pleine capacité (pays d'appoint ou swing producers = Arabie Saoudite, Koweït, Iran, Irak et Abu Dhabi) sont difficiles à modéliser, puisque leur production dépend essentiellement de décisions politiques.



8.5 - Production annuelle de pétrole en France et découverte décalée de 10 ans

Comme il importe de fournir un profil de production qui comprend aussi les hydrocarbures non-conventionnels, celui-ci est obtenu globalement pour les ultimes de liquides et les ultimes de gaz.

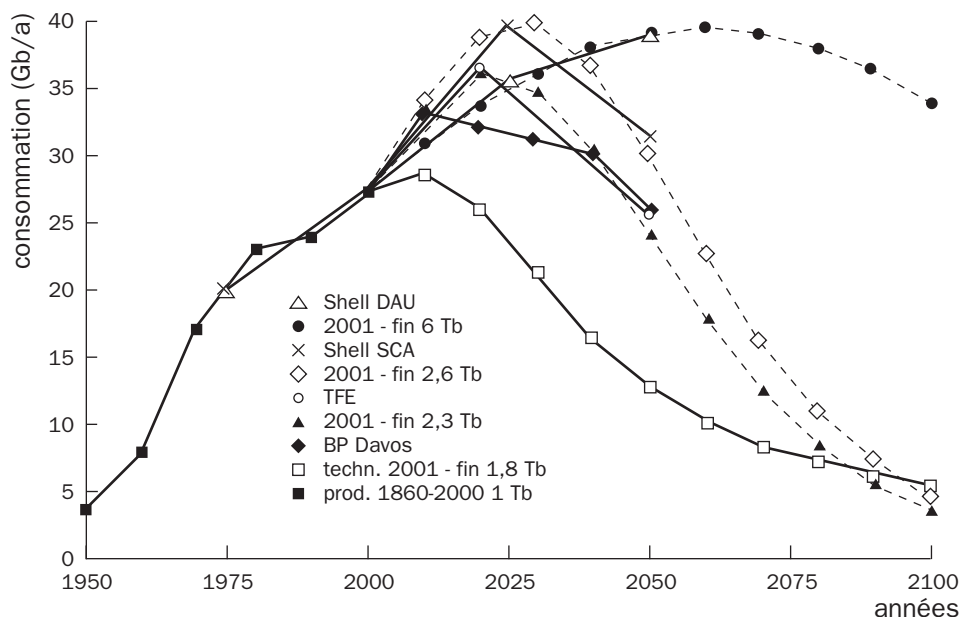
Notre estimation d'ultime pour les liquides étant de 2,8 Tb avec un cumul de 1 Tb déjà produit, nous avons tracé une courbe naturelle pour un ultime restant de 1,8 Tb que nous comparons aux prévisions des grands pétroliers publiant des prévisions, à savoir Shell (deux scénarios 2001 : DAA et SCA), BP (déclaration de J. BROWNE, Davos, 2001) et TotalFinaElf (TFE)¹.

Les scénarios de Shell nécessiteraient des réserves ultimes très importantes si le déclin de la production de pétrole est naturel, mais Shell estime que le déclin ne sera pas naturel mais réduit par une demande qui se détourne du pétrole au profit du gaz.

Les prévisions TFE et BP sont assez proches mais assez supérieures à celles que nous faisons à partir des données techniques.

Nous avons essayé d'utiliser les mêmes approches pour estimer à partir du passé les profils de production, d'abord des combustibles fossiles, puis de toutes les énergies.

¹ BAUQUIS P.R., *Quelles énergies pour un développement durable ?*, Journées de l'énergie au Palais de la Découverte, 18 mai 2001.



8.6 - Consommation mondiale de pétrole et scénarios 2001

[source : Shell, TFE et BP]

8.5. PRODUCTION FUTURE DES COMBUSTIBLES FOSSILES

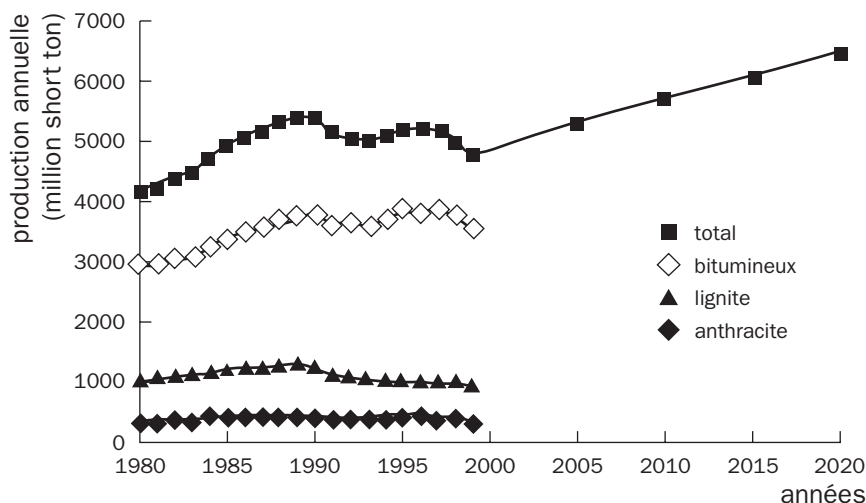
8.5.1. LE CHARBON

S'il y a de nombreuses études sur les réserves globales et détaillées des champs de gaz et de pétrole, où les profils de production par champ permettent de calibrer les déclarations globales, il est beaucoup plus difficile d'obtenir des données détaillées sur les réserves de charbon.

BGR estime, en 1998, les réserves restantes à 375 Gtep, avec 130 Gtep déjà produits, ce qui donne un total récupérable de 500 Gtep.

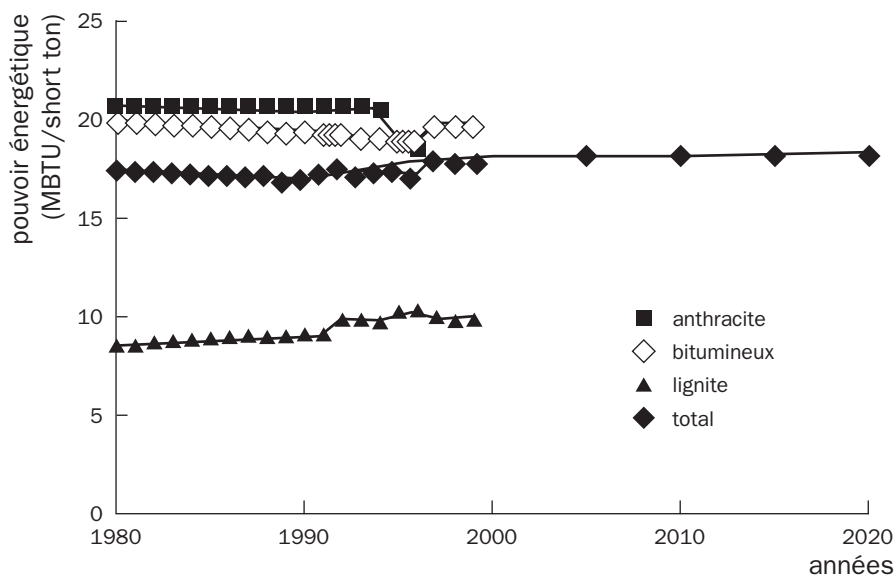
World Energy Assessment 2000 (Nations unies et Conseil Mondial de l'Énergie) donne en 1998 des réserves de 533 Gtc (+ ressources de 4618 Gtc), avec 155 Gtc produites, soit un total récupérable de 690 Gtc, soit 460 Gtep (1 tep = 1,5 tc) ou 315 Gtep (1 tep = 2,2 tc).

BP Review 2000 annonce des réserves restantes de 1000 Gt fin 2000, avec 510 Gt d'antracite et de bitumineux et 475 Gt de sub-bitumineux et de lignite (en gros 50/50), mais ne donne pas le détail de la production. Le détail de la production mondiale de l'USDoE est différent, le lignite faisant 20% du total.



8.7 - Production mondiale de charbon par catégorie, avec une prévision
[source : USDoE/EIA]

La conversion des différentes catégories varie avec le temps, ainsi les productions mondiales en anthracite, bitumineux et lignite exprimées en BTU et short ton, d'après l'USDoE/EIA, donnent les pouvoirs énergétiques suivants, de 1988 à 1999, dans la **figure 8.8**, où le pouvoir global augmente légèrement depuis 1990. On peut observer des variations dans le détail qui semblent dues à des données erratiques.

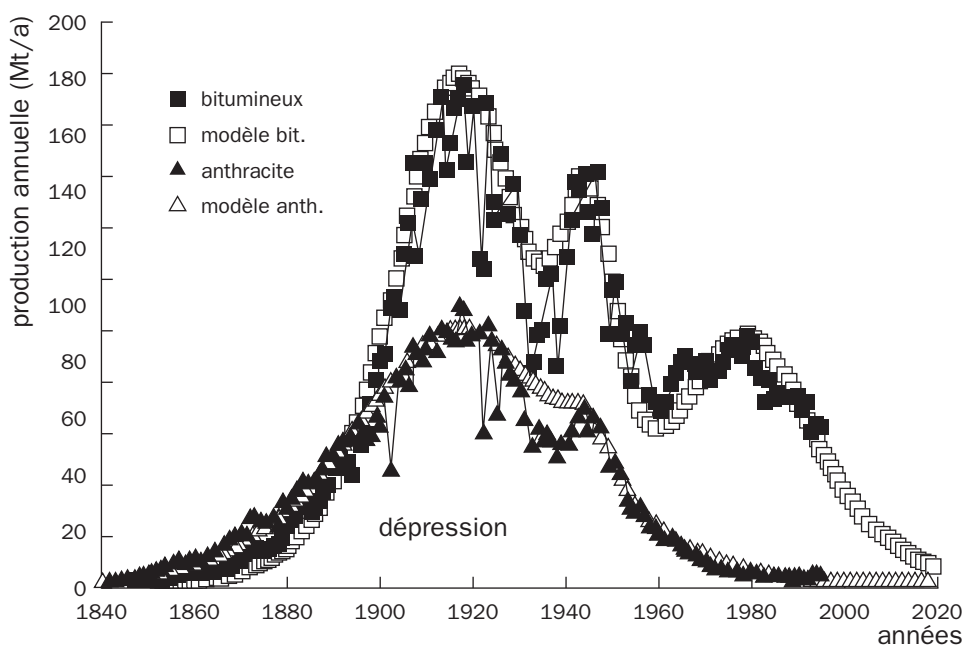


8.8 - Pouvoir énergétique du charbon mondial [source : USDoE/EIA]

Le pouvoir moyen est de 18 MBTU/short ton, soit $18/1,055/42/0,9 = 0,45$ tep/tc ou 1 tep = 2,2 tc ; on est loin (+ 47%) du 1 tep = 1,5 tc de certaines études.

Les seules données détaillées et complètes disponibles sont celles du charbon de Pennsylvanie qui montrent plusieurs cycles très symétriques (sauf pour les périodes de dépression).

Le charbon se comporte donc comme le pétrole, bien que les réserves des gisements de charbon soient très sensibles à la concentration et à l'épaisseur des couches (le prix est important et on laisse du charbon dans la mine), alors que les réserves des gisements de pétrole conventionnel représentent tout le pétrole mobile et extractible (le prix est peu important pour les gisements conventionnels. On abandonne le champ quand la production d'eau dépasse un pourcentage trop important (pour le plus grand champ russe Samotlor, la production d'eau est de plus de 92%)).

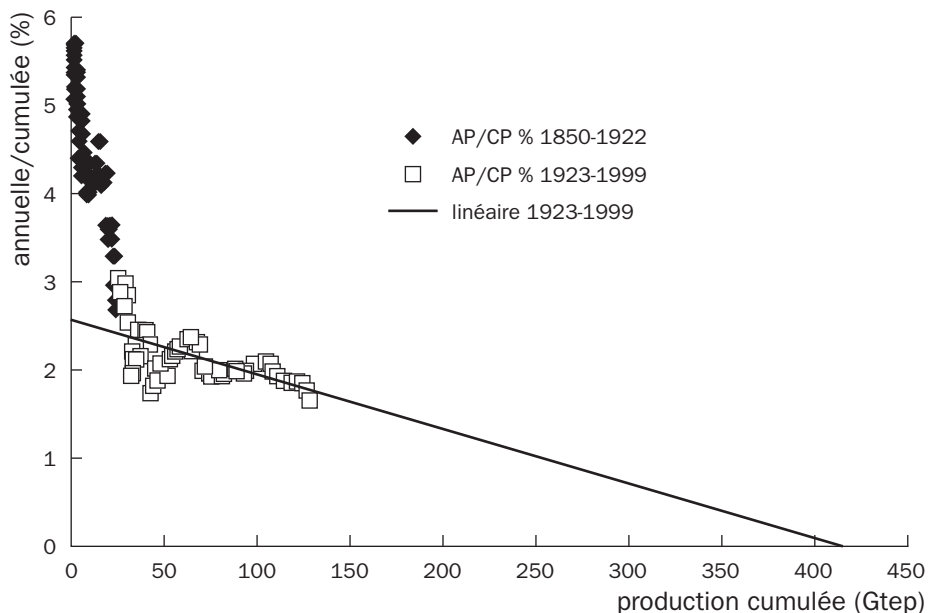


8.9 - Charbon de Pennsylvanie avec modèles cycliques de HUBBERT

La **figure 8.10** du rapport de la production annuelle et de la production cumulée en pourcentage en fonction de la production cumulée peut être extrapolée vers la production ultime (pour une production annuelle nulle), si le passé donne des courbes extrapolables (dans le cas d'un cycle de HUBBERT, le tracé est rectiligne).

Le passé de la production de charbon mondial (données AIE en Gtep) fournit un tracé qui, de 1923 à 1999, peut être extrapolé par une courbe de tendance linéaire vers un ultime de l'ordre de 400 Gtep. Cette valeur correspond à une continuation du passé, souvent décrite dans les scénarios comme « *Business as usual* ».

Toutefois, ce graphique peut se courber et évoluer vers des valeurs très supérieures s'il y a modification des tendances (économiques – augmentation du prix ou des taxes – et techniques).



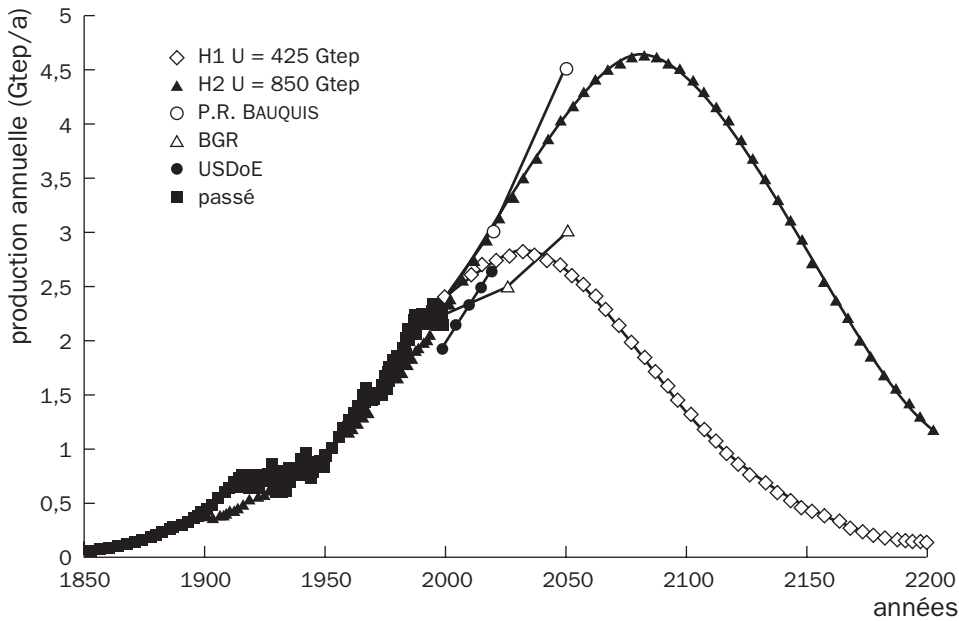
8.10 - Production mondiale de charbon : annuelle/cumulée versus cumulée

Nous avons donc considéré que le passé donne un ultime de 425 Gtep, alors que les estimations des experts donnent des valeurs très supérieures si on prend en compte une partie des ressources. Nous avons donc pris comme valeur supérieure une valeur double (850 Gtep). Ces deux ultimes (avec un cumul en 2000 de 130 Gtep déjà extraites) donnent les deux profils (H1 et H2) de la **figure 8.11**, où sont aussi reportées les prévisions de l'USDoE, BGR² et de BAUQUIS³. Les modèles à partir des ultimes sont des courbes dites de HUBBERT.

Le BGR (Rempel) est assez proche de notre extrapolation du passé, alors que BAUQUIS est proche de notre valeur supérieure.

² REMPEL H., *Will the hydrocarbon era finish soon?*, 2000.

³ BAUQUIS P.R., *Un point de vue sur les besoins et les approvisionnements en énergie à l'horizon 2050*, *Revue de l'Énergie (50 ans)* **509**, septembre 1999, 503-510.



8.11 - Production mondiale de charbon et extrapolation du passé

8.5.2. COMBUSTIBLES FOSSILES : CHARBON + PÉTROLE + GAZ

L'extrapolation des productions passées de charbon + pétrole + gaz en Gtep (chiffres AIE) donne un ultime des réserves conventionnelles de l'ordre de 925 Gtep (avec une production cumulée en 2000 de 300 Gtep). Avec les ressources non-conventionnelles, l'ultime peut s'élever à 1500 Gtep.

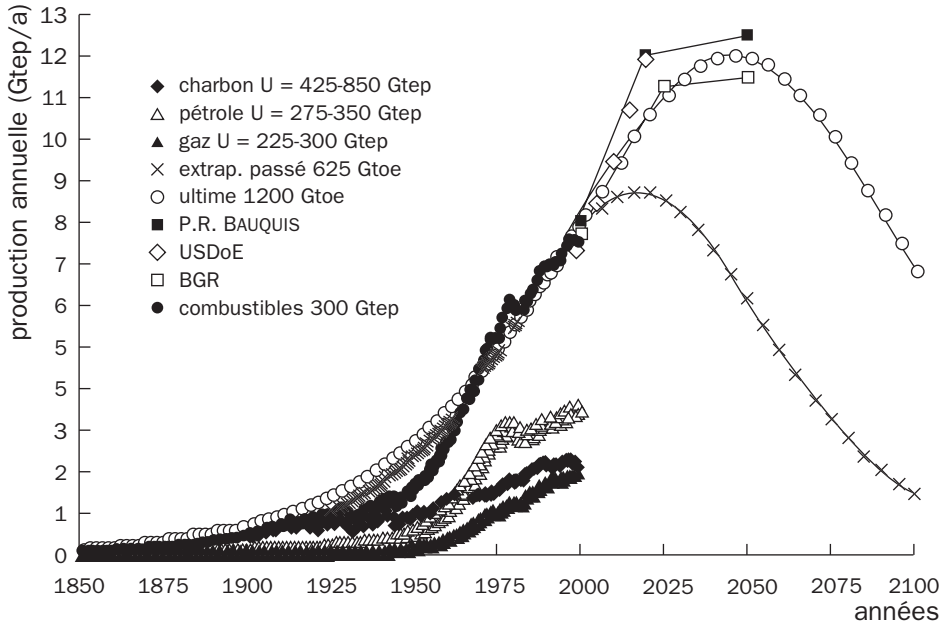
Tableau II - Réserves ultimes pour les combustibles fossiles

Combustibles fossiles [Gtep]	CP 2000	Ultime	Ultime conventionnel
Charbon	130	850 ?	425
Pétrole	120	350	275
Gaz	50	300	225
Total	300	1500	925

Des courbes de HUBBERT ont été tracées, qui donnent pour la production cumulée future à partir de 2000 625 Gtep pour l'extrapolation du passé, et 1200 Gtep pour la valeur supérieure.

Les prévisions de l'USDoE, BGR et BAUQUIS correspondent à la valeur supérieure (croissance équivalente à la période 1950-1973), ce qui n'est pas étonnant car ils ont pris cette valeur sans se préoccuper de savoir si cela était en ligne avec le passé

récent (1980-2000). Le scénario le plus probable doit se trouver entre les deux, avec un pic vers 2040 autour de 10 Gtep/a. Les combustibles fossiles ont donc encore un avenir certain pendant plusieurs décennies avant de décliner.



8.12 - Production mondiale pétrole + gaz + charbon avec modèle d'extrapolation du passé et ultime

Mais ces prévisions sur les combustibles fossiles doivent être comparées avec les prévisions sur les autres énergies, en utilisant une approche semblable.

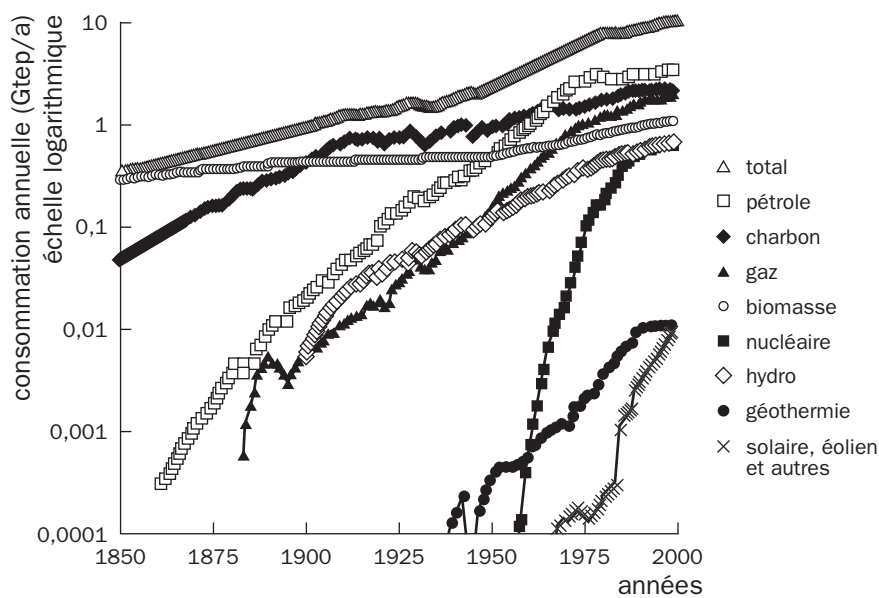
8.6. COMPARAISON

DES PRODUCTIONS MONDIALES ÉNERGÉTIQUES PAR SOURCE

La **figure 8.13** montre toutes les productions mondiales par source avec une échelle logarithmique. La croissance la plus spectaculaire est celle du nucléaire de 1960 à 1975. Le solaire, éolien et autres ne représentent en 2000 que 0,01 Gtep/a, contre 10 Gtep pour l'énergie totale, soit 0,1% ; à un tel niveau, on peut avoir des croissances importantes tout en restant négligeable.

Le **tableau III** donne les productions cumulées et les différents ultimes pour une extrapolation des données du passé, dans le cas où il n'y aurait pas de nouveau cycle. Ainsi, il y a eu un premier cycle de l'éolien avec les moulins à vent, cycle qui s'est terminé il y a un siècle. Un nouveau cycle de l'éolien commence, dont nous ne savons pas bien jusqu'où il ira. Le nucléaire actuel est condamné à disparaître si

les Verts continuent à imposer leurs vues, mais il faut espérer qu'il y aura un nouveau cycle avec des centrales plus sûres et mieux acceptées par l'opinion publique.



B.13 - Consommation énergétique mondiale (besoins primaires)

Tableau III - Cumul de production ultime pour différentes sources d'énergie

Production d'énergie [Gtep]	Cumul prod. 2000	Ultime	Ultime conventionnel	Ultime extrapolation du passé
Charbon	130	850	425	
Pétrole	120	350	275	
Gaz	50	300	225	
Sous-total combustibles	300	1500	925	
Biomasse	90			250
Hydro	7			30
Géothermie	0,7			3
Solaire, éolien	0,02			?
Nucléaire	10			30
Total énergie	400	2000 ?		1200

L'énergie utilisée à ce jour n'est que de 400 Gtep, à comparer avec les 1200 Gtep de l'extrapolation du passé (soit le tiers) et les 2000 Gtep potentielles.

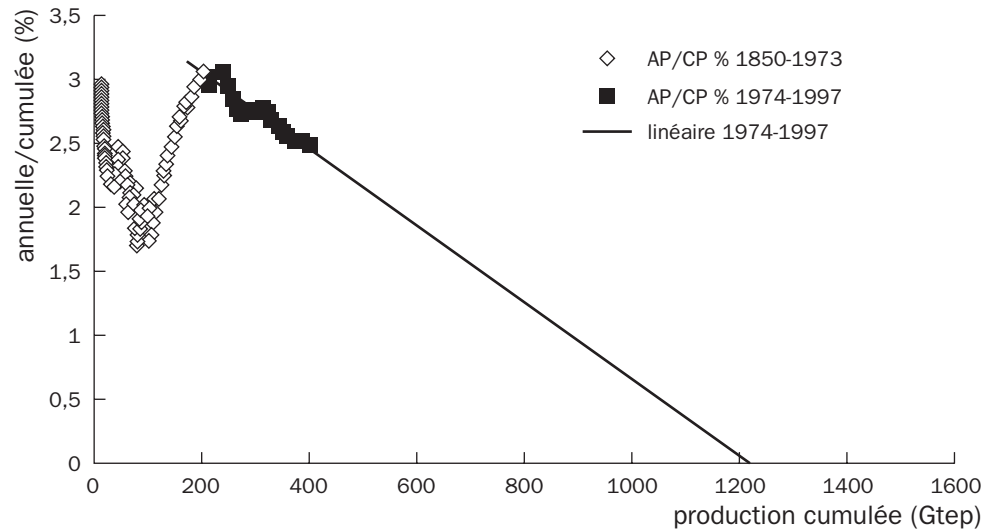
Les prévisions jusqu'en 2050 sont donnés dans le **tableau IV** pour BAUQUIS, BGR et USDoE, et d'après les courbes de HUBBERT pour l'extrapolation du passé et pour un ultime raisonnable.

Tableau IV - Comparaison des prédictions
de différents scénarios de production d'énergie

Gtep	BAUQUIS	BGR	USDoE	Extrapolation du passé	Ultime raisonnable
Combustibles fossiles					
- 2000	8	7,7	7,3		
- 2020	12	11,1	12	9	11
- 2050	12,5	11,5		6	12
Nucléaire					
- 2000	0,6		0,6		
- 2020	1	?	0,6	0,6	?
- 2050	4	?		0,1	?
Toute énergie					
- 2000	9,8		8,8		
- 2020	14	?	13,7	11,5	13,5
- 2050	18	?		9	12

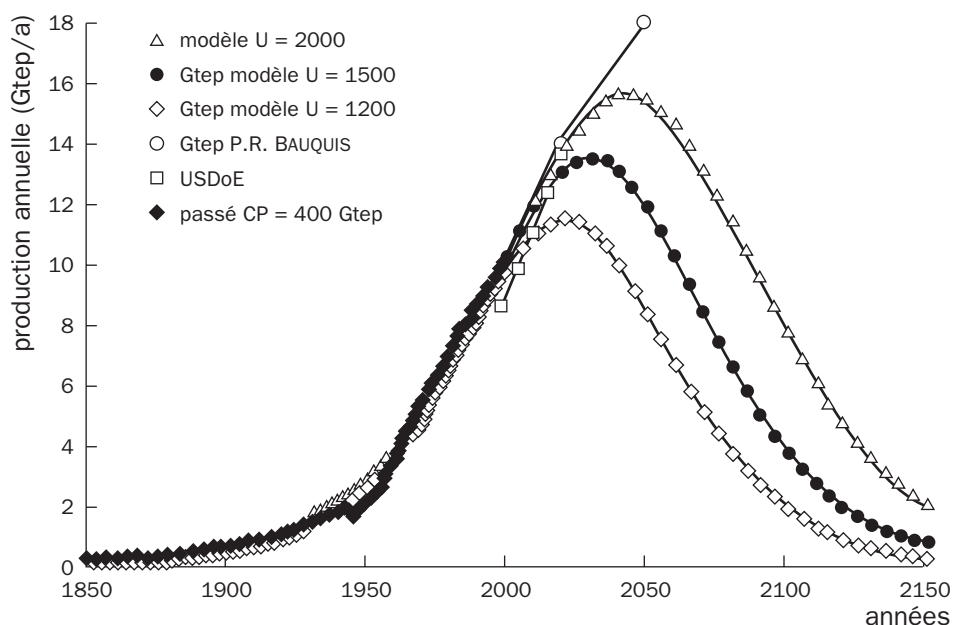
La divergence la plus grande concerne le nucléaire, où BAUQUIS augmente la production par quatre de 2020 à 2050, alors que l'extrapolation du passé montre un déclin, il faut un changement radical des comportements psychologiques et politiques. Je suis convaincu que ce changement se produira, mais pour le moment c'est politiquement incorrect !

L'extrapolation des productions d'énergie totale de 1974 à 1997 donne un ultime (extrapolation du passé) d'environ 1200 Gtep (avec un cumul de 400 Gtep en 2000).



8.14 - Production mondiale d'énergie totale :
annuelle/cumulée versus cumulée (besoins primaires)

Le tracé des courbes de HUBBERT pour un ultime de 1200 Gtep et 1500 Gtep (valeur probable ?) est donné dans la **figure 8.15**. Les prévisions de BAUQUIS et l'USDoE correspondent à l'ultime probable jusqu'en 2020, et pour 2050 BAUQUIS (grâce au nucléaire) est bien au-delà de l'ultime maxi à 2000 Gtep.

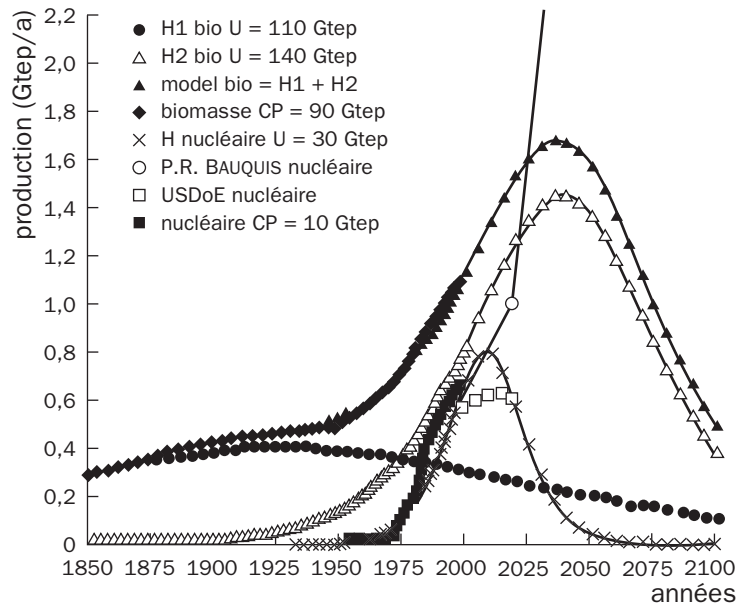


8.15 - Besoin primaire mondial d'énergie totale et extrapolation du passé

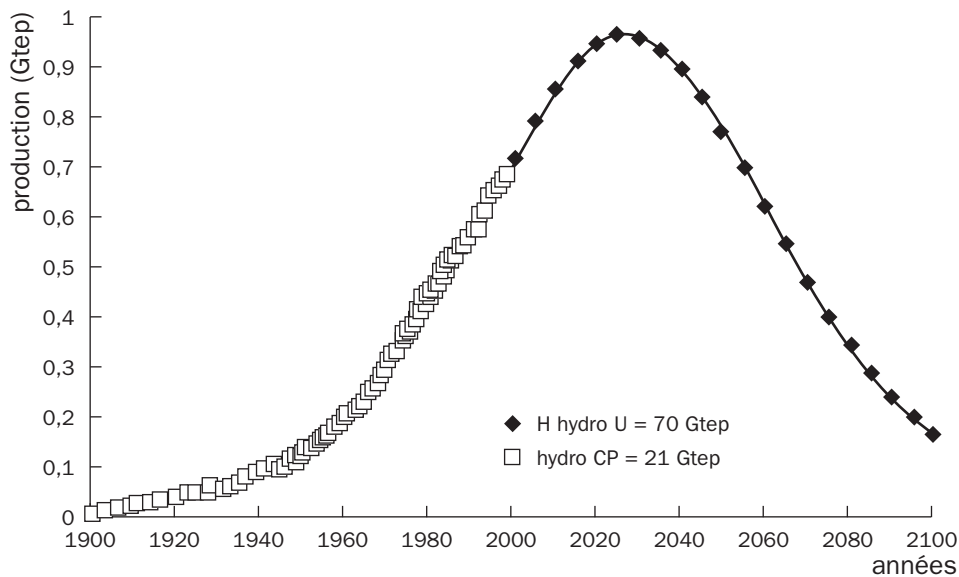
Nous avons tracé aussi pour la biomasse et le nucléaire (**figure 8.16**) les productions futures en extrapolant le passé. Pour la biomasse, la production comporte deux cycles, l'un plafonnant en 1925 et le second en 2035. Pour le nucléaire, avec le quasi-arrêt de nouvelles centrales, l'extrapolation du passé donne un pic en 2020 à 0,8 Gtep/a (0,6 en 2000), alors que l'USDoE prévoit un plateau à la valeur actuelle jusqu'en 2020. Mais BAUQUIS prévoit 1 Gtep/a en 2020 et 4 Gtep/a en 2050, cela demande des révisions drastiques !

Les autres renouvelables, comme l'hydraulique et la géothermie (**figures 8.17 et 8.18**), donnent une extra-polation du passé avec un pic en 2030 pour l'hydraulique et 2020 pour la géothermie. Le solaire et l'éolien sont trop négligeables pour être extrapolés.

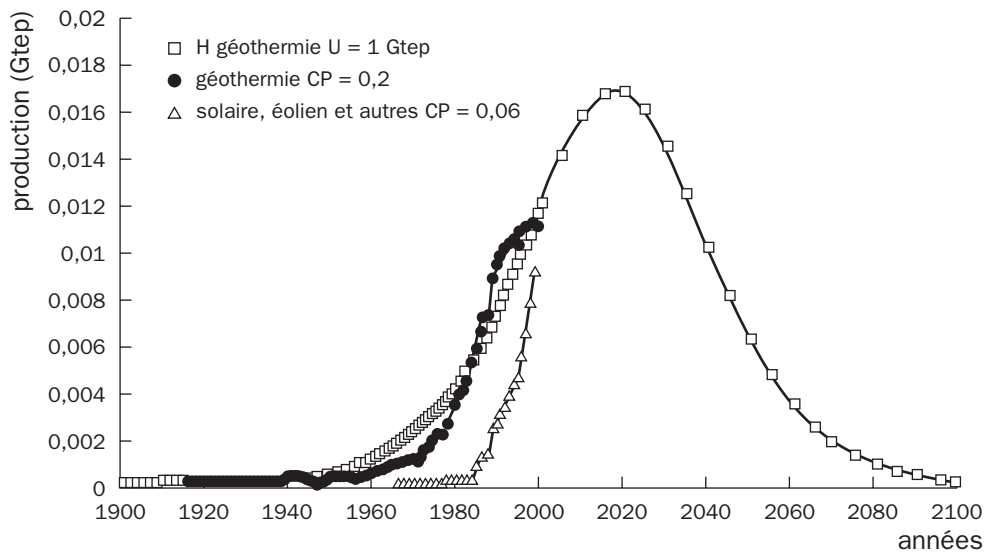
Il semble étrange de prévoir un ultime pour des énergies renouvelables dites sans limites. Mais ce modèle a pour but de montrer principalement ce que représente l'extrapolation du passé (*business as usual*). Les moulins à vent du passé ont eu une production ultime au moment où ils ont tous disparus. Ils ont été remplacés par un nouveau cycle de l'éolien, sans rapport avec le passé. L'hydraulique a aussi une limite et un ultime. La biomasse actuelle sera remplacée par une biomasse différente.



*8.16 - Production mondiale de la biomasse et du nucléaire
et extrapolation du passé*



8.17 - Consommation mondiale de l'hydraulique et extrapolation du passé



8.18 - Consommation mondiale de la géothermie et du solaire, éolien et autres et extrapolation du passé

8.7. PRÉVISION DE CONSOMMATION MONDIALE D'ÉNERGIE PAR HABITANT

Il est intéressant de voir ce que représentent ces prévisions énergétiques par habitant. Le rapport 2000 du Conseil Mondial de l'Energie (CME) s'ouvre sur l'excellent tableau regroupant les principales données énergétiques pour l'an 2000, avec CEP = consommation énergie primaire :

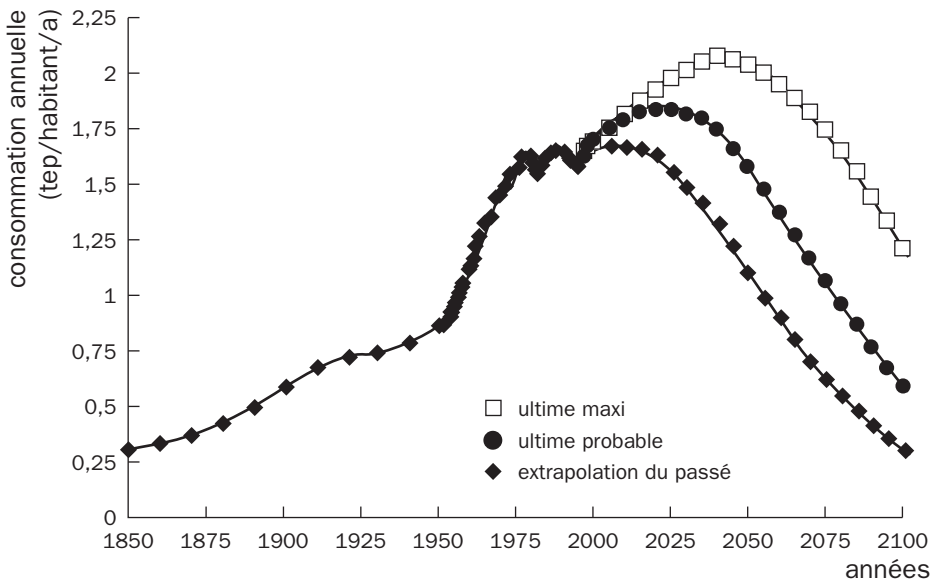
Tableau V - Statistiques de consommation d'énergie [source : CME]

Région	CEP [Gtep]	Population [G]	CEP/hab. [tep]
Amérique du Nord	2,5	0,31	8,1
Japon/Australie/Nouvelle-Zélande	0,7	0,15	4,7
Europe de l'Ouest	1,8	0,52	3,5
Ex-URSS	1,1	0,35	3,4
Moyen-Orient	0,4	0,17	2,4
Amérique latine	0,6	0,52	1,2
Chine	1,1	1,26	1
Autre Asie	0,8	0,96	0,8
Afrique	0,5	0,79	0,6
Inde	0,5	1	0,5
Monde	10	6,03	1,7

L'Indien est plus mal loti que l'Africain qui est au niveau mondial de 1900 (0,6 tep).

Nous avons pris les dernières prévisions des Nations unies 1999, avec le taux de fertilité le plus réaliste (*low/medium*), car le taux de référence est irréaliste, supposant que tous les pays convergent vers un taux de 2,1 enfant par femme, qui est le taux de remplacement, de telle sorte que la population mondiale tende vers un niveau asymptotique. BOURGEOIS-PICHAT avait modélisé, en 1988, la population mondiale avec deux cycles symétriques (cycle de HUBBERT), l'un pour les pays industriels et le deuxième pour les pays en développement qui imitent avec un certain retard les pays développés.

Le résultat pour les scénarios (extrapolation du passé, ultime probable et ultime maxi) montre pour le premier que la consommation énergétique par habitant présente un plateau onduleux de 1979 à 2020, centré sur 2000 autour de 1,6 tep/hab., pour le second un pic à 1,8 tep/hab. en 2020, pour le troisième un pic à 2,1 tep/hab. en 2040.



**8.19 - Consommation mondiale d'énergie totale par habitant avec modèles :
extrapolation du passé, ultime probable et maxi,
prévisions de la population NU 1999 medium/bas**

Il s'avère donc que le scénario le plus probable est que la population mondiale disposera, pour les 20 prochaines années, d'autant ou de plus que le niveau actuel, le déclin de la consommation par habitant ne commencera qu'après 2020. Comme le niveau d'économies d'énergie est considérable, on peut donc être optimiste sur le futur de la prochaine génération en matière d'énergie.

Ces modèles d'extrapolation du passé et d'ultimes ne sont valables que pour le demi-siècle à venir. Ensuite il y aura de nouveaux cycles.

8.8. R/P = RÉSERVES RESTANTES/PRODUCTION ANNUELLE

De nombreux articles s'opposent aux prétendus pessimistes qui prédisent un déclin proche du pétrole, suivi par celui du gaz en opposant un R/P de 40 ans, comme quoi pendant 40 ans il n'y a aucun problème d'offre du pétrole.

Dire que $R/P = 40$ ans pour le monde (ou 10 ans pour les Etats-Unis) ne veut rien dire et admettre qu'il est constant conduit à un profil de production qui dépend du taux de remplacement de la production par les découvertes.

Pour l'année n , les réserves restantes sont R_n , la production est P_n et les découvertes sont D_n .

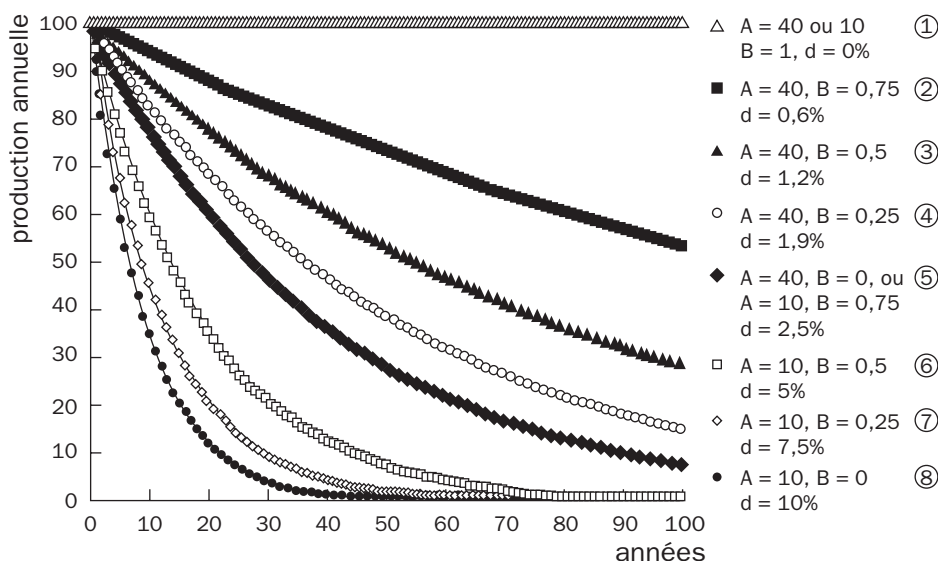
On a donc
$$R_n = A \cdot P_n$$

Mais
$$R_{n+1} = A \cdot P_{n+1} = R_n - P_n + D_n = P_n (A - 1) + D_n$$

Supposons que D_n est aussi lié à P_n avec la relation suivante : $D_n = P_n \cdot B$, où B (taux de remplacement) est constant.

On a donc
$$P_{n+1} = P_n (1 - 1/A + B/A)$$

Quand $A = 40$ (pour le monde ou 10 pour les USA), on pense que la production durera 40 ans (ou 10 ans) avec la production P , ajoutant que cela est peu vraisemblable car le pétrole a un certain profil d'épuisement et que la production doit augmenter puisque nous sommes dans une culture de croissance.



8.20 - Modèle de déclin de la production avec $R/P = A$
et une découverte annuelle = B fois la production
$$P_{n+1} = P_n (1 - 1/A + B/A)$$

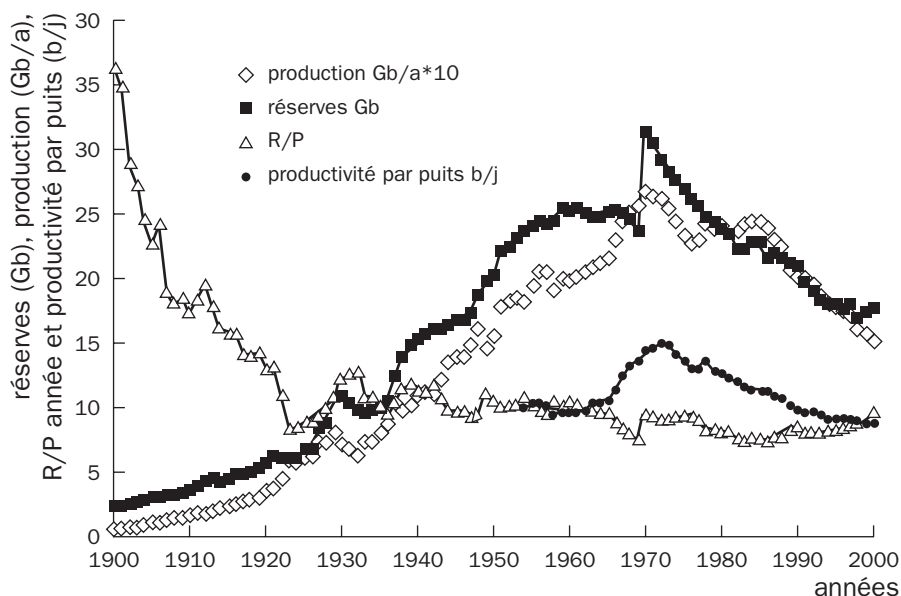
En fait, si A et B sont constants, le déclin de la production annuelle est constant et égal à $(1 - B)/A$.

Quand $B = 1$, la production reste constante bien au-delà des 40 ou 10 ans, tant que les découvertes compensent la production.

Si $B = 0$, le déclin est égal à $1/A$, soit 10%/a pour $R/P + 10$ et 2,5%/a pour $R/P = 40$.

On estime pour le monde, où R/P est de 40 actuellement et où la production annuelle est de 25 Gb/a, que les découvertes annuelles sont de l'ordre de la moitié, soit $B = 0,5$, ce qui doit donner un déclin de l'ordre de 1,2%/a (courbe ③ de la figure 8.20).

L'exemple des US Lower 48, qui a un R/P oscillant autour de 10 ans depuis 1920, montre que ce R/P ne veut rien dire. La production qui a plafonné à 3,5 Gb/a en 1970 est à 1,8 Gb/a en 2000, soit un déclin moyen de 2,2%/a, ce qui donne un taux de remplacement de la production par l'addition des réserves prouvées (à 90% par la révision d'anciennes découvertes) de 80%.



8.21 - Production de pétrole et réserves prouvées aux Etats-Unis, avec R/P et productivité par puits

En pratique il est préférable de ne pas mentionner le R/P , car il ne veut pas dire grand chose.

8.9. HYDROCARBURES NON-CONVENTIONNELS

Il existe des définitions diverses du pétrole non-conventionnel. Pour certains, c'est le pétrole difficile et cher, c'est le lourd, les bitumes, l'EOR (*Enhanced Oil Recovery*

ou production améliorée) et les emplacements hostiles comme l'Arctique et la mer profonde. Pour d'autres, c'est celui caractérisé par des conditions difficiles de production des hydrocarbures dues aux fluides et au réservoir, sans considération économique ou technique, quand le gisement n'a pas de contact hydrocarbures-eau défini (pétrole extra-lourd, gaz en réservoirs à très faible perméabilité (où le gaz peut se trouver plus bas que de l'eau dans une meilleure porosité), gaz de charbon, gaz de géopression, hydrates de méthane).

Colin CAMPBELL exclut du conventionnel les huiles lourdes de moins de 17°API, l'Arctique, l'*offshore* profond. De mon côté, la localisation et l'économie ne sont pas des critères importants et, à l'exemple de l'USGS qui parle de pétrole d'un type différent (*continuous-type* où il n'y a pas de contact défini entre le pétrole et l'aquifère sous-jacent), je n'exclus que le pétrole dont les caractéristiques de fluide ou de réservoir donnent une production difficile, à savoir la récupération tertiaire (qui consiste à modifier les caractères physiques de l'huile ou de l'eau), le pétrole plus lourd que l'eau et les réservoirs à gaz compacts ou les gaz de charbon.

Tout le monde est d'accord pour placer dans le pétrole non-conventionnel les sables bitumineux, les huiles extra-lourdes et les schistes bitumineux.

Les puits à très faible production, dits *strippers*, sont classés habituellement comme non-conventionnels, car marginaux et très sujets aux variations de prix. Mais un stripper était défini autrefois comme moins de 10 barils/jour (maintenant descendu à moins de 5 b/j). La productivité de pétrole par puits aux Etats-Unis, en 1999, est de 11 b/j pour tous les Etats (12,5 b/j en 1989) et 9b/j pour les 48 Etats. On peut donc dire que la majorité de la production aux Etats-Unis est non-conventionnelle, c'est pourquoi leurs réserves sont si sujettes aux variations de prix. De plus, les règles de la SEC exige les réserves estimées avec le prix du pétrole au 31 décembre, et non de la moyenne de l'année. Si on prend les Etats qui produisent moins de 10 b/j/ puits, ils produisent avec 83% des puits 34% de la production totale, avec une productivité de 4 b/j/puits.

L'inventaire des ressources est difficile car les estimations chiffrées valables sont rares en l'absence de calibration sur des sondages en quantité suffisante [PERRODON *et al.*, 1998].

SABLES BITUMINEUX : ATHABASKA

Ce sont des sables où le pétrole est lourd, mais surtout visqueux avec une viscosité de plus de 10 000 centipoises. Ce pétrole a subi la dégradation en perdant ses composés volatils, et en étant attaqué par des bactéries (fin de cycle) en arrivant près de la surface. Les plus importants sont ceux de l'Athabaska avec des ressources récupérables estimées à 300 Gb, dont 15% par des mines de surface (production actuelle de Syncrude et Suncor) et le reste par des forages. Les pilotes actuels sont constitués de deux puits horizontaux, le supérieur injecte de la vapeur et l'inférieur récupère par gravité le pétrole rendu plus fluide.

A. NIKIFORUK (2001) estime qu'en 2010 25% du gaz produit en Alberta sera utilisé pour chauffer l'eau utilisée pour fondre le bitume des sables de l'Athabaska. Ceci sera au détriment de l'exportation vers les Etats-Unis.

HUILES EXTRA-LOURDES : ORÉNOQUE

Les huiles extra-lourdes sont plus lourdes que l'eau, comme les sables bitumineux, mais sont moins visqueuses et peuvent être produites actuellement grâce aux progrès techniques, avec des puits horizontaux, sans utiliser la vapeur mais des pompes à cavité progressive (c'est-à-dire des puits conventionnels).

Les ressources dites récupérables étaient estimées à 300 Gb [PERRODON *et al.*, 1998], mais PDVSA (MORITIS, 2001) vient de réduire l'estimation à la fourchette 100-300 Gb, à la suite des puits de développement de Petrozuata and Sincor qui ont révélé que la géologie était très importante, car certains réservoirs (fluviaux) sont plus productifs que d'autres (deltaïques), et les réservoirs sont beaucoup plus hétérogènes que prévus.

SCHISTES BITUMINEUX

Malgré cette dénomination, ce ne sont ni des schistes (roches métamorphiques), ni du bitume (résultat d'une mauvaise traduction du terme anglais *oil shales*), mais des roches sédimentaires, la plupart argileuses, parfois carbonatées, riches en matière organique (2,5 à 10%). Ce sont des roches mères immatures (début du cycle de la formation du pétrole avant sa génération), nécessitant une pyrolyse vers 500°C pour générer du pétrole, ils sont à classer dans les charbons et non dans les hydrocarbures.

Ces schistes ont été utilisés depuis longtemps, en France avec les schistes d'Autun en 1838, en Ecosse, Australie, Russie et Chine, et récemment en ex-URSS, comme combustibles dans des centrales. Des nombreux essais aux Etats-Unis (Green River) et ailleurs (par extraction ou *in situ*) ont montré que l'obtention de pétrole à partir de ces roches mères immatures n'est pas économique, il faut plus d'énergie pour le produire que celle contenue dans le pétrole produit (le prix du pétrole n'a donc pas d'importance), en plus des problèmes d'environnement quasiment insurmontables (déchets de « fines » doubles en volume et difficiles à stocker) et d'approvisionnement en eau.

La dernière tentative a été celle de Stuart oil shale, en Australie (projet de 2 G\$ pour 85 000 b/j en 2008, avec 422 Mb de réserves), par le Canadien Suncor (producteur de sables bitumineux d'Athabaska, avec 115 000 b/j en 2000) et elle vient de s'arrêter en octobre 2001 après une production de seulement 2500 b/j pendant 23 jours.

Comme le dit YOUNGQUIST, « ce sera toujours l'énergie du futur » (comme sur la devanture d'un coiffeur, « ici, demain on rase gratis»).

Malgré les volumes considérables de schistes bitumineux (2000 Tb en place), en particulier aux Etats-Unis (1500 Gb), l'estimation des réserves dites récupérables est assez faible (160 Gb).

GAZ DE CHARBON

Le gaz contenu dans les charbons (grisou, CBM ou *coalbed methane*) est adsorbé dans les feuillets de charbon et non contenu dans la porosité du charbon (très faible). Mais un charbon peut contenir environ deux à trois fois le même volume de gaz qu'un réservoir sableux classique.

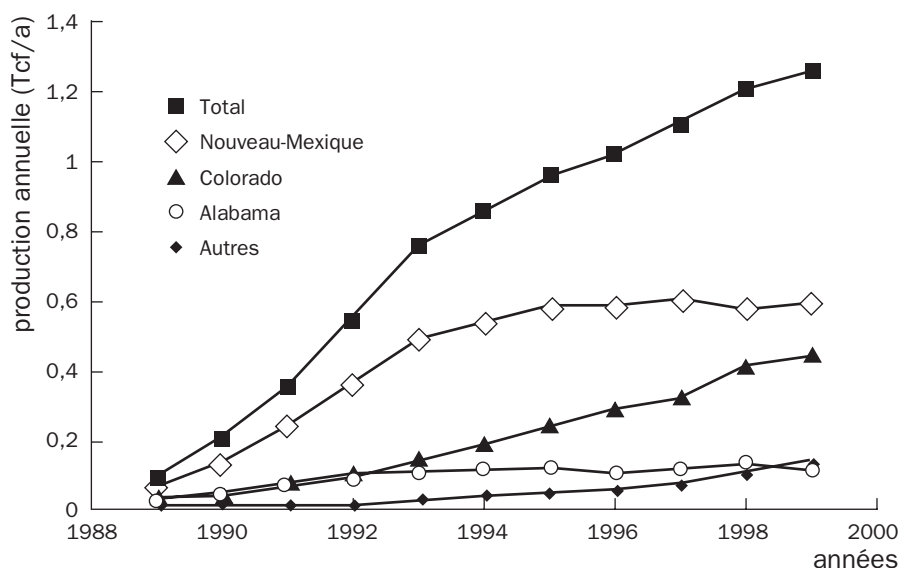
Les volumes sont données principalement en pied cube (cf) et en Tcf = 10^{12} cf, ou 28,3 milliards de mètres cubes.

Les ressources de CBM sont estimées de 4000 à 7000 Tcf [KELAFANT *et al.*, 1992].

Les principaux pays sont :

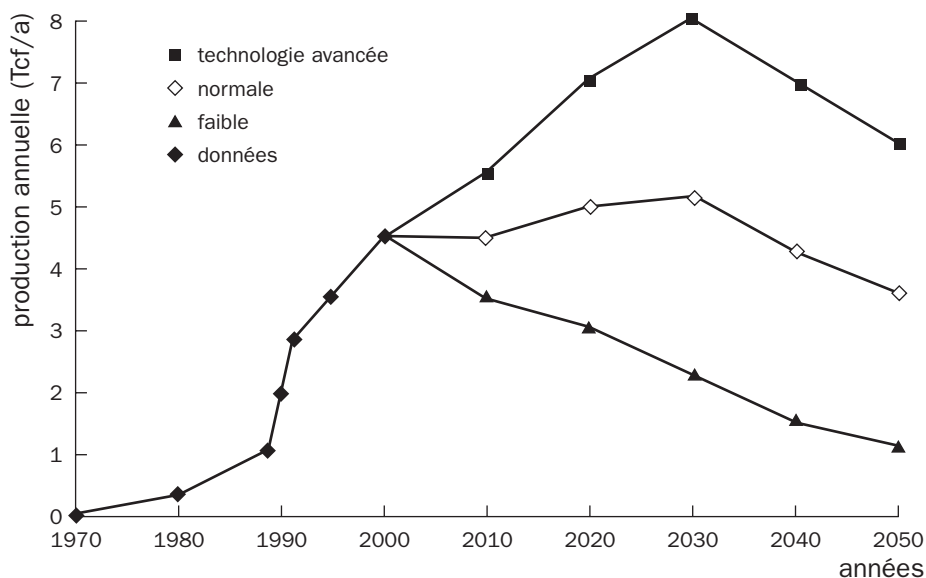
- ▶ **Chine** 1000-1200 Tcf
- ▶ **Russie** 600-4000
- ▶ **Canada** 200-2700
- ▶ **Australie** 300-500

Le gaz de charbon (CBM) est activement produit aux Etats-Unis, avec 1,2 Tcf/a en 1999.



B.22 - Production de méthane de charbon et réserves prouvées aux Etats-Unis, avec R/P

Toutefois, le gaz non-conventionnel aux Etats-Unis semble atteindre rapidement un plateau à 5 Tcf/a, qui durera jusqu'en 2030 suivant la courbe moyenne de prévisions de V. KUUSHRAA *et al.*, 2001.



B.23 - Prédiction de gaz non-conventionnel aux Etats-Unis

« GAS SHALES »

Certaines argiles, comme celles du Dévonien des Etats-Unis (Est et Centre-Nord), sont d'importants producteurs de gaz (22 000 puits). Les ressources pourraient être de l'ordre de 3000 Tcf en place.

RÉSERVOIRS À GAZ COMPACTS

Les réservoirs compacts ou de faible perméabilité sont caractérisés par :

- ▶ une faible perméabilité autour de 0,1 mD,
- ▶ une faible porosité de 7% à 12%, et saturation faible de 50% ou moins,
- ▶ une faible pression, dépôts de gaz peu profonds, donnant des débits faibles.

GAZ DISSOUS DANS DES AQUIFÈRES EN SURPRESSION

Les aquifères en surpression contiennent du méthane dissous en quantité considérable, car la solubilité augmente énormément avec la pression. Dans l'eau de mer, la solubilité du méthane est de 0,04 L/L à pression atmosphérique, mais de 5 L/L à 3000 m, soit plus de 100 fois plus [DUAN *et al.*].

Aux Etats-Unis, les ressources sont estimées par BONHAM (1982) à 50 000 Tcf pour la Gulf Coast. En Russie, elles sont de l'ordre de 35 000 Tcf pour la Sibérie occidentale et autant pour la Caspienne [ZOR'KIN & STADNIK, 1975].

Mais les essais de production dans la Gulf Coast dans les années 1980 ont montré des difficultés importantes et il semble que l'intérêt pour ces ressources ait pratiquement disparu. On ne parle plus des aquifères en surpression, mais des hydrates océaniques qui sont maintenant à la mode (pour combien de temps ?).

HYDRATES DE MÉTHANE OCÉANIQUES

Les hydrates de méthane océaniques seront bientôt classés dans les mirages, comme l'ont été les nodules métalliques du fond des océans, ou comme l'or dissous dans les mers (la plus grosse mine d'or du monde !). Des ressources importantes, mais des réserves hypothétiques.

Les hydrates de méthane sont un mélange d'eau et de méthane et se présentent sous forme de glace à pression atmosphérique, et à température inférieure à 0°C (dans les sédiments du pergélisol (permafrost)), ou à température des sédiments océaniques par plus de 500 m d'eau, sur une certaine épaisseur (augmentant avec la profondeur de l'eau).

Un volume d'hydrate contient environ 160 fois le volume de méthane à pression normale.

Ils sont très connus et étudiés car ils sont une nuisance extrême dans les oléoducs. En effet, ils les bouchent quand ils se déposent et nécessitent d'être enlevés avec un solvant (méthanol) ou des racleurs.

Certaines publications présentent le champ terrestre de Messoyakha, en Sibérie, comme un champ de gaz ayant produit des hydrates en plus du gaz conventionnel, mais le meilleur expert russe, G. GINSBURG, a publié en 1993 *Challenging the presence of natural gas hydrate in Messoyakha pool*.

Les hydrates océaniques sont présents dans de nombreuses carottes des puits JOIDES-OPD, mais la plupart sous forme de cristaux dispersés. Sur les sites JOIDES-ODP (plus de 1000), seulement trois sites ont trouvé des hydrates massifs de plus de 15 cm. Dans le dernier site du « leg 164 », au large des Etats-Unis (Blake Ridge) [LAHERRÈRE, 2000], 15 cm d'hydrate ont été trouvés dans le trou 997A, mais cet hydrate avait disparu au trou 997B, foré 20 m plus loin.

De nombreuses publications prétendent que les hydrates océaniques contiennent un potentiel plus important que tous les combustibles fossiles réunis (NAKICENOVIC *et al.*, World Energy Council Tokyo 1995, avec 18 700 Gtep, soit 800 000 Tcf). Ces estimations étaient basées sur des données erronées, déduites d'épaisseur et de concentration en provenance de la sismique. Mais les récentes mesures des forages ODP (Blake Ridge et Cascadia, au large des Etats-Unis) ont ramené les concentrations des hydrates à moins de 5% de la porosité. De plus, ces auteurs confondent réserves et ressources. Les champs de pétrole ne concentrent qu'environ 1% du pétrole généré par les roches mères. On ne peut comparer des accumulations dont on ne récupère qu'une certaine partie, avec des volumes de gaz dispersé [Laherrère, 2000].

Le Japon a un projet ambitieux d'exploitation des hydrates, étant donné son besoin important en gaz. JNOC a foré en 1999 un puits par 950 m d'eau, dans la fosse de Nankai et a évalué son potentiel en forant cinq puits d'appréciation autour. Il a été dit, surtout par les Américains, que les résultats étaient encourageants (15 m d'hydrates avec une concentration de 80%). Cependant, 2 ans après, il n'y a aucune suite, faisant douter du potentiel de cette zone.

MILKOV & SASSEN (2001) (Université Texas A&M) estiment le potentiel des hydrates du Golfe du Mexique à 500 Tcf, avec des accumulations susceptibles de faire l'objet d'essai de production, alors que le Blake Ridge a un volume équivalent mais beaucoup trop dispersé pour être considéré comme constitué d'accumulations.

Les dernières prévisions d'IPCC sur le climat sont basées sur des hypothèses en provenance de l'IIASA, avec des productions de gaz en provenance des hydrates (*Global natural gas perspectives*, by NAKICENOVIC *et al.*, 2000), où les prévisions de production de gaz en 2100 seraient 25 fois la production actuelle ! De telles hypothèses sont irréalistes, et font douter de la valeur des conclusions d'IPCC 2000.

HOLLAND (Statoil) (1998) met en doute la commercialité des dépôts d'hydrates. Les dernières estimations par SOLOVIEV (2000) ont divisé par 100 les estimations et les ramènent au volume des réserves restantes de gaz conventionnel, soit 7000 Tcf.

De plus, le procédé de production est d'abord à mettre au point (il faut apporter de l'énergie pour faire fondre les hydrates), et si cet apport est inférieur à l'énergie contenue dans l'hydrate produit, il faut ensuite que ce procédé soit économique.

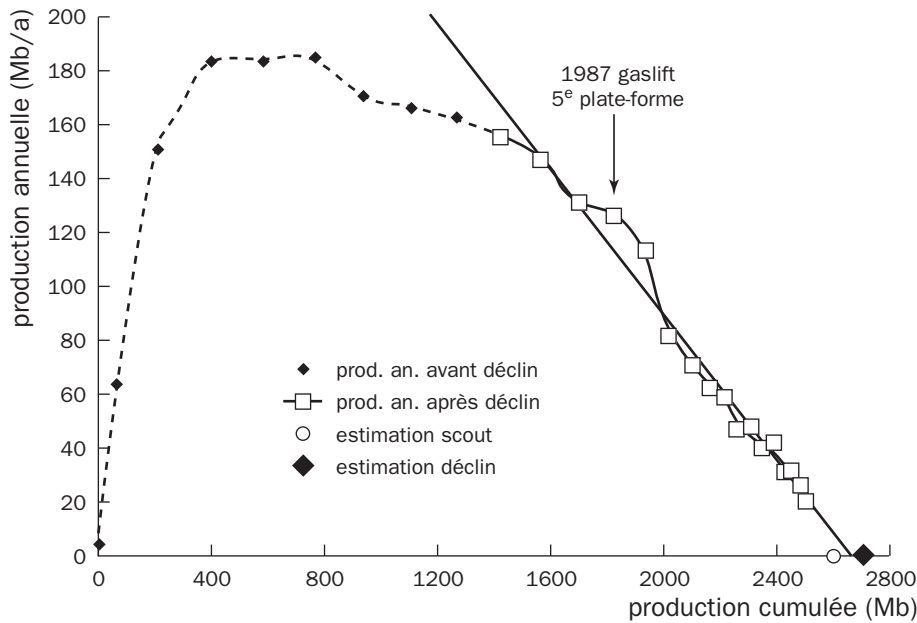
Il semble que le meilleur potentiel des hydrates soit dans le transport du gaz naturel pouvant être plus pratique et économique que la liquéfaction [GUDMUNDSSON, 1996].

8.10. IMPACT DE LA TECHNOLOGIE

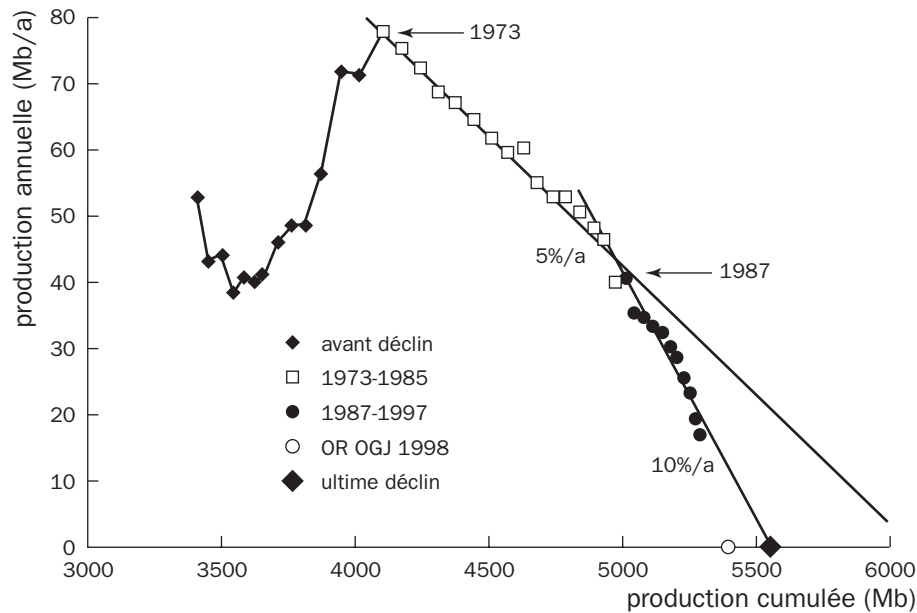
Les économistes prétendent que la technologie permettra de produire ce qui n'est pas productible aujourd'hui, mais ils refusent d'écouter ce que disent les techniciens.

Sur les champs de pétrole et de gaz conventionnels, où il suffit d'ouvrir les vannes pour produire la quasi-totalité du gisement, après avoir installé des puits d'injection d'eau ou de gaz comme en mer du Nord, tous les nouveaux procédés ont permis de produire moins cher et plus vite, mais n'ont pratiquement pas augmenté les réserves quand elles ont été correctement estimées. Ceci est facile à démontrer, toute amélioration sur les réserves doit se voir sur la courbe de déclin du champ (voir la figure sur la production annuelle en fonction de la production cumulée). Ce déclin doit, après introduction d'un nouveau procédé, montrer une diminution de sa pente, donc une augmentation des réserves... Les exemples sont nombreux, comme le champ de Forties en mer du Nord, où l'arrivée d'une cinquième plate-

forme avec injection de gaz a accéléré, pendant 2 ans, la production sans augmenter aucunement les réserves.



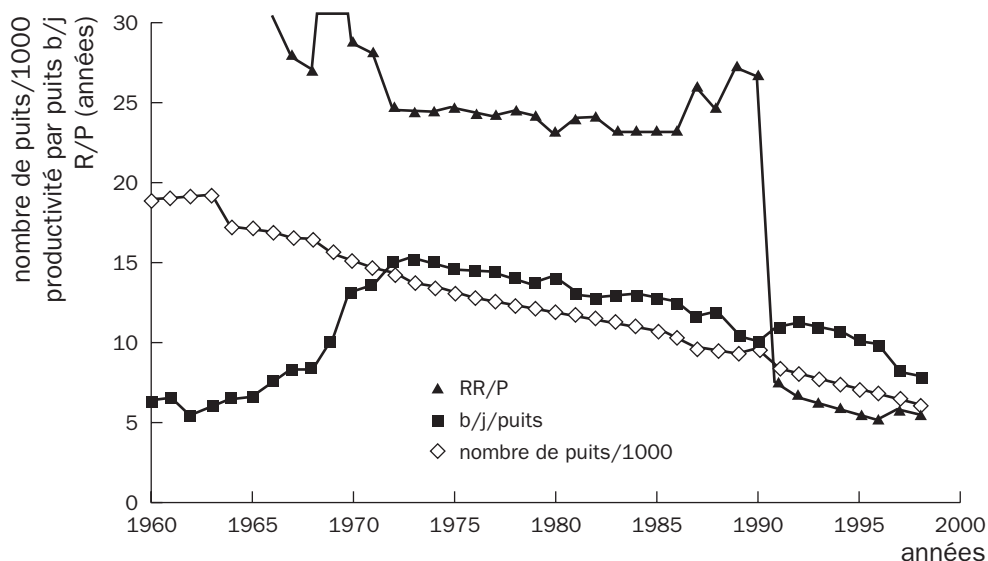
8.24 - Champ de Forties (R-U) : déclin de la production de pétrole



8.25 - Champ de East Texas : déclin de la production de pétrole

Il y a de nombreux exemples de déclin qui s'accélère, c'est-à-dire de réserves qui diminuent. Le meilleur exemple est le plus grand champ de pétrole des Etats-Unis, hors Alaska : East Texas, découvert en 1931. De 1973 à 1985, le déclin était de 5%/a avec des réserves ultimes autour de 6 Gb, mais de 1987 à 1997 le déclin a doublé, le contrechoc pétrolier semblant en être la cause. Les réserves ultimes sont passées de 6 Gb à 5,5 Gb (publiés 5,4 Gb).

Mais l'examen de la productivité par puits et le nombre de puits ne montrent aucun changement notable vers 1986, si ce n'est un déclin continu. La technologie n'a pu prévenir ce déclin.



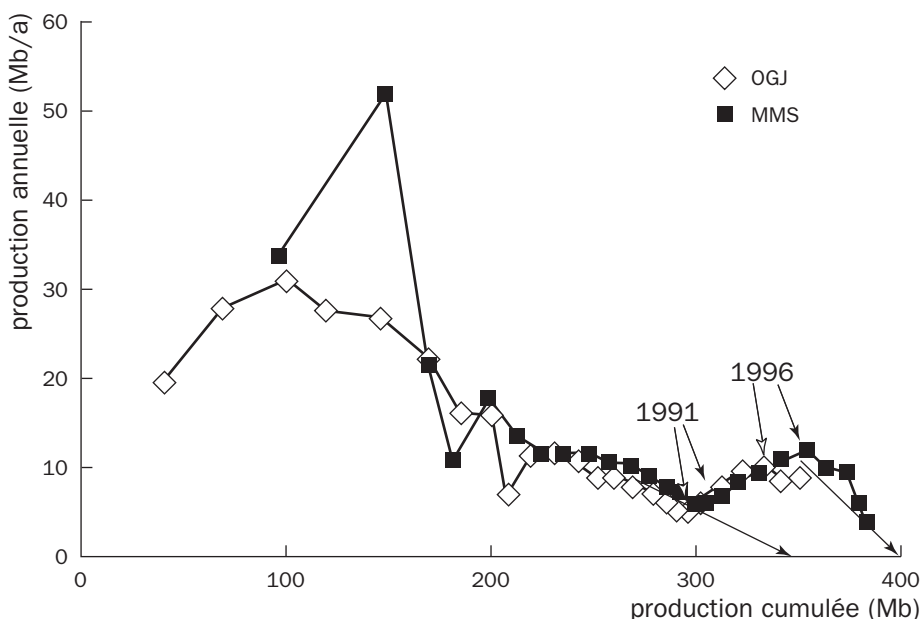
8.26 - East Texas : nombre de puits et productivité par puits, avec R/P

YAMANI prétend que les réserves de l'Arabie Saoudite peuvent être augmentées de 50% si le taux de récupération passe de 30% à 45%. YAMANI ignore que le taux de récupération du plus grand champ de pétrole du monde, Ghawar en Arabie Saoudite, qui produit 4 Mb/j avec des puits horizontaux (mais avec 80% d'eau), est estimé avec un taux de récupération de 60% ; il est difficile de faire mieux.

Le seul exemple d'amélioration des réserves est le champ d'Eugene Island 330, dans le Golfe du Mexique. La déplétion du champ a causé une telle chute de la pression que grâce à une faille très importante entre le réservoir et la roche mère, une recharge partielle du champ a augmenté les réserves estimées d'environ 10% (passant de 350 Mb en 1990 à 400 Mb en 1998). Néanmoins, C. COOPER⁴ a déclaré que l'augmentation des réserves (6 fois de 60 à 400 Mb) était telle qu'elle remettait

⁴ *Wall Street Journal*, 16 avril 1999 ; *Et si le pétrole était inépuisable ?*, *Courrier International*, 6-11 mai 1999.

en question toutes les estimations de réserves dans le monde, et notamment au Moyen-Orient, suggérant même que l'origine du pétrole pouvait être abiogénique en provenance du manteau (théorie de l'astronome GOLD). Mais les faits sont très déformés, la réalité est toute autre puisque l'augmentation est de l'ordre de la précision des estimations de réserves. Les données de production varient selon les sources (OGJ et USDol/MMS - Minerals Management Services).



8.27 - Eugene Island 330 : déclin de la production de pétrole

Si la technologie n'apporte guère aux champs conventionnels qui utilisent depuis longtemps ce qui est appelé la nouvelle technologie (3D et forage horizontal, ces techniques existent depuis plus de 30 ans), en revanche les champs non-conventionnels (production très difficile) ont besoin de nouveaux procédés. Le pétrole de l'Orénoque est actuellement économique grâce à la combinaison de techniques, comme le forage horizontal, la 3D et les pompes à cavité progressive.

8.11. IMPACT DES PRIX

Le prix a un impact au moment de la décision de développement (surtout sur un projet de courte durée comme le sont certains projets en eaux profondes), mais une fois le développement effectué, il est plus important de produire au maximum, même quand les prix sont bas, que d'attendre un hypothétique redressement, car l'actualisation effectuée avec un taux significatif pénalise tout pétrole à moyen terme.

Le prix du brut a donc peu d'influence sur la production des champs *offshore*. Par contre, sur les puits terrestres à faible productivité comme les 500 000 strippers des Etats-Unis, le prix du brut est très important et fait varier l'estimation des réserves en fin d'année (d'après les règles de la SEC avec le prix au 31 décembre et non du prix moyen annuel).

Le développement de l'Orénoque par Total (Sincor) a été décidé en 1988, alors que le prix du brut était de \$10/b. Toutefois, comme ce projet prévoit une production avec un plateau de 35 ans, bien que son point neutre fut supérieur à \$10/b, ce projet a été lancé avec l'hypothèse que sur sa durée, le prix lui serait bien supérieur. Ce pari semble avoir été gagné.

8.12. CROISSANCE DES RÉSERVES

La pratique américaine de ne pas déclarer les réserves probables (règles de la SEC) donnent une estimation tellement médiocre que l'addition des réserves dites prouvées (probabilité supposée de 90%) de pétrole des Etats-Unis est faite à 90% par la révision des estimations des anciennes découvertes, montrant bien qu'elles étaient mauvaises. Mais les décisions de développement ne sont pas prises sur les réserves dites prouvées, notamment en *offshore* où sous-évaluer la taille du champ est très pénalisante (de même que la surestimation), la décision est prise sur la valeur espérée qui est la moyenne (*mean value* avec une probabilité d'environ 40%). Les compagnies pétrolières ont plusieurs inventaires des réserves, c'est-à-dire les réserves techniques internes confidentielles et les réserves pour la SEC ou les analystes financiers.

Mais l'USGS, qui travaille sur les réserves dites prouvées, constate donc une croissance des réserves, mais s'il travaillait sur les réserves moyennes estimées aujourd'hui et ramenées à la date de la découverte, il verrait que l'image est très différente. Le plus grand champ des Etats-Unis hors Alaska, East Texas, a vu ses réserves diminuer de 10%. Mais le champ d'huile lourde de Midway-Sunset, découvert en Californie en 1897, n'a pas encore atteint son pic, 100 ans après le début de production, car ce champ classé non-conventionnel pour certains a une production qui dépend du nombre de puits producteurs, actuellement en progression autour de 10 000. L'USGS utilise ce champ centenaire comme exemple de croissance des réserves et veut appliquer sa croissance aux champs nouveaux découverts en *offshore* profond du Golfe du Mexique, ainsi qu'au reste du monde, avec le fichier Petroconsultants qui utilise une toute autre définition puisque ses réserves correspondent à prouvé + probable ou probabilité de 50%.

L'USGS fait davantage de la politique (USDol) que de la science [Laherrère, 2000]. Professeur de géologie de Princeton, DEFFEYES (*Hubbert's peak: the impending world oil shortage*, 2001), considère les estimations de l'USGS comme hautement improbables.

L'ex-URSS est surévalué suivant les déclarations de KHALIMOV (1993) (c'est lui qui a présenté en 1979 la classification russe au Congrès Mondial du Pétrole) et il faut appliquer une réduction de plus d'un tiers pour que le volume des réserves déclarées corresponde à la production.

En définitive, certains pays comme les Etats-Unis observent une croissance de leurs réserves car elles sont mal évaluées, d'autres doivent s'attendre à une diminution de leurs réserves déclarées. Statistiquement, les réserves dites moyennes doivent ne pas présenter une croissance significative. De nombreuses découvertes (notamment en mer du Nord) ne seront jamais exploitées, bien qu'elles soient enregistrées dans les réserves.

8.13. CONCLUSION

Les combustibles fossiles ont encore de beaux jours devant eux. Leurs réserves sont mal connues, car les opérateurs déclarent des chiffres plus politiques que techniques, et beaucoup confondent ressources et réserves.

La production cumulée des combustibles fossiles ne représente qu'un tiers à un cinquième des réserves ultimes. Le pic de production se situera entre 2020 et 2050. Dans les réserves ultimes qui extrapolent le passé, les combustibles fossiles représentent les trois quarts de l'énergie totale.

BIBLIOGRAPHIE

- BONHAM L.C. –1982– The future of non-conventional natural gas as an alternative energy resource. *Proc. Indones. Petrol. Ass.*, 11th an.conv.June.
- COOPER C. –1999– Odd reservoir off Louisiana prods - Oil experts to seek a deeper meaning. *The Wall Street Journal* (April 16).
- DEFFEYES K.S. –2001– *Hubbert's peak: the impending world oil shortage*. Princeton University Press, 203 p.
- DUAN Z., MOLLER N., GREENBERG J. & WEARE J.H. –1992– *Geochim. Cosmochim. Ac.* **56**, 1451-1460.
- GINSBURG G. –1993– *Challenging the presence of natural gas hydrate in Messoyakha pool*. AAPG v77/9, 1625 (September).
- GUDMUNDSSON J.S. –1996– Natural gas hydrate an alternative to liquified natural gas - HENRIET J.P. & MIENEERT J. *Gas hydrates. Relevance to world margin stability and climate change*. Geological Society, London Special Publication, 137.
- HOVLAND M. –1998– *Are there commercial deposits of methane hydrates in ocean sediments?* JNOC « Methane hydrates: resources in the near future? », JNOC-TRC (October 20-22).

- KELAFANT J.R., STEVENS S.H. & BOYER C.M. –1992– Vast resource potential exists in many countries. *Oil Gas J.*, 80-85 (November 2).
- LAHERRÈRE J.H. –2000– Oceanic hydrates: more questions than answers. *Energ. Explor. Exploit.*, « Special issue on hydrates » **4**(18), 349-383 (November-December)
<http://dieoff.com/page225.htm>
- LAHERRÈRE J.H. –2000– *Is the USGS 2000 assessment reliable?*
 Cyberconference by the World Energy Council, Strategic Options (May 19)
<http://www.energyresource2000.com>, or
<http://www.oilcrisis.com/laherrere/usgs2000/>
- MILKOV A. & SASSEN R. –2001– Economic geology of the Gulf of Mexico and the Blake Ridge gas hydrate provinces. *AAPG* **85**(9), 1705.
- MORITIS G. –2001– Sincor nears upgrading plateau production phase. *Oil Gas J.*, 47-55 (October 29).
- NAKICENOVIC *et al.* –2000– *Global natural gas perspectives*. International Gas Union & International Institute for Applied Systems Analysis, Kyoto Council meeting (October 2-5).
- NIKIFORUK A. –2001– The next gas crisis. *Canadian Business* (August 20).
- REMPEL H. –2000– *Will the hydrocarbon era finish soon?* BGR
http://www.bgr.de/b123/hc_era/e_kw_aera.htm
- SOLOVIEV V.A. *et al.* –2000– *Gas hydrate accumulations and global estimation of methane content in submarine gas hydrates*. Western Pacific Geophysics Meeting 2000.
Energy and the challenge of sustainability. WEA 2000 World Energy Assessment, United Nations & World Energy Council
<http://www.undp.org/seed/eap/Projects/WEA.html>
- ZOR'KIN L.M. & STADNIK E.V. –1975– Unique features of gas saturation of formation waters of oil and gas basins in relation to the genesis of hydrocarbons and formation of their accumulations. *Izv. Vyssh. Uchebn. Zaved., Geol. Razved.* **6**, 85-99.

9 - LE CHARBON

Jean TEISSIÉ, Diego DE BOURGUES & François BAUTIN

Le charbon est utilisé comme source d'énergie depuis le début de la révolution industrielle, il reste une des sources principales d'énergie primaire. Son pouvoir calorifique varie selon les types de charbon. On trouve du charbon dans pratiquement tous les pays, mais il y en a de grandes quantités en ex-URSS, en Chine, en Amérique du Nord. La production mondiale de charbon reste importante, il est encore très utilisé pour produire de l'électricité car son prix est assez bas. La nécessité de réduire l'impact sur l'environnement a conduit à rechercher l'amélioration du rendement des centrales, certaines nouvelles technologies sont déjà mises en œuvre.

<i>9.1 Introduction</i>	<i>205</i>
<i>9.2 Origine du charbon</i>	<i>206</i>
<i>9.3 Composition</i>	<i>207</i>
<i>9.4 Pouvoir calorifique</i>	<i>208</i>
<i>9.5 Classification</i>	<i>209</i>
<i>9.6 Ressources</i>	<i>210</i>
<i>9.7 Réserves</i>	<i>211</i>
<i>9.8 Production</i>	<i>214</i>
<i>9.9 Consommation</i>	<i>216</i>
<i>9.10 Sécurité</i>	<i>224</i>
<i>9.11 Les rejets dans l'environnement</i>	<i>226</i>
<i>9.12 Les centrales thermiques à charbon</i>	<i>230</i>
<i>9.13 Solutions alternatives</i>	<i>235</i>

9.1. INTRODUCTION

« Charbon » est un terme générique qui désigne un ensemble de combustibles solides de compositions et de pouvoir calorifiques très variés. Ces combustibles ont en commun une origine végétale et quatre composants en proportion variable : une matière carbonée, de l'eau, des gaz et une phase pierreuse.

Avec l'accroissement des besoins de l'industrie sidérurgique et le développement du moteur à vapeur, le charbon a été le combustible quasi unique de la révolution industrielle du XIX^e siècle. Depuis, le pétrole puis le nucléaire et le gaz sont venus compléter l'arsenal énergétique disponible, et aujourd'hui le charbon ne représente plus que 25% de l'approvisionnement en énergie primaire de la planète.

La production de charbon mondiale est de 3,5 milliards de tonnes auxquelles s'ajoutent 900 millions de tonnes de lignite. 50% du charbon produit sert à la production d'électricité, 16% à la sidérurgie, 5% aux cimenteries et le solde, 29%, au chauffage et aux autres industries, dont la carbochimie.

Les réserves sont considérables, de l'ordre de 1000 milliards de tonnes, correspondant à 250 ans de consommation au rythme actuel, mais leur exploitation future pourrait être fortement concurrencée par l'existence d'autres sources d'énergie moins gourmandes en main d'œuvre et donc peut-être moins onéreuses à terme, ainsi que par les limites imposées aux émissions de gaz à effet de serre.

Il reste que le charbon demeure irremplaçable pour certaines de ses applications, pour la réduction du minerai de fer en haut-fourneaux ou la carbochimie par exemple. Le charbon reste le premier producteur d'électricité malgré le handicap constitué par une teneur en hydrogène de 4% inférieure à celle des produits pétroliers, qui a pour conséquence une émission de CO₂ plus importante pour un même pouvoir calorifique. Des solutions existent, et sont progressivement mises en œuvre, pour réduire de façon très significative les rejets polluants.

9.2. ORIGINE DU CHARBON

Le charbon provient de l'accumulation de matière végétale de nature variable : fougères arborescentes de la forêt houillère, spores, mangroves, algues, déposés sur place (bassins autochtones) ou après transport (bassins allochtones). Ces bassins sont soit des zones marécageuses (tourbières actuelles), soit des lacs, soit des zones deltaïques, qui se sont enfoncés régulièrement, permettant à la forêt de continuer à prospérer sur de longues périodes.

Les sédiments ont été enfouis jusqu'à des profondeurs variant de quelques 100 m pour les lignites à plusieurs kilomètres pour les anthracites. Durant cet enfouissement, le carbone organique s'est transformé en carbone minéral par action des micro-organismes (carbonatation), l'eau a été expulsée en forte proportion et la roche s'est indurée.

9.3. COMPOSITION

9.3.1. LES MINÉRAUX

Les minéraux sont des morceaux de roches, de tailles diverses, sédimentés en même temps que la matière organique. Ce sont des silico-aluminates : grès, schistes, tufs volcaniques... Après combustion, ces minéraux constituent les cendres et les scories. L'analyse des cendres révèle des éléments majeurs (silice, aluminium, calcium) et des éléments en trace : soufre, chlore, fluor, sodium ou phosphore, substances qui font l'objet de limites dans les spécifications contractuelles en raison de leur incidence sur l'environnement ou les procédés.

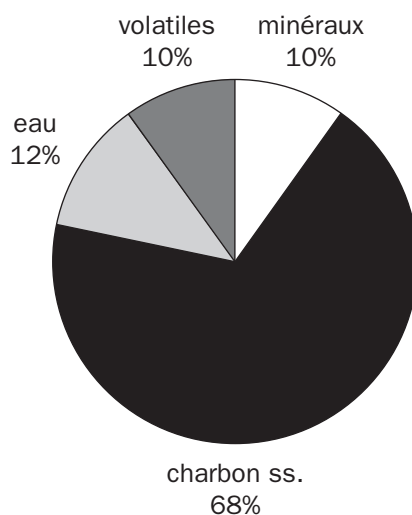
9.3.2. LA MATIÈRE ORGANIQUE

Le charbon au sens strict est la partie de couleur noire et d'origine organique. Suivant son aspect macroscopique on distingue :

- ▶ le fusain, fibreux, qui dérive de produits ligneux,
- ▶ le durain, mat, provenant de spores et de feuilles,
- ▶ le clarain, semi-brillant, et de même provenance,
- ▶ le vitrain, brillant, formé d'une gelée cellulosique amorphe.

La minéralogie comporte deux constituants principaux : l'inertite et la vitrinite dont les proportions correspondent à une évolution vers des stades de plus en plus avancés. Le pouvoir réflecteur de la vitrinite Canada permet de classer les charbons en « *low rank* » (lignite) $R < 0,6\%$ et « *high rank* » (charbons bitumineux et anthracites) $R > 0,6\%$.

La composition chimique est caractérisée par une teneur en hydrogène (4%) équivalente à la moitié de celle des pétroles. La teneur en carbone sur sec varie de 55% pour les lignites, à 70% pour les bitumineux et 90% pour les anthracites.



9.1 - Composition moyenne du charbon

9.3.3. L'EAU

La teneur en eau caractérise l'évolution des charbons et varie en raison inverse de leur pouvoir calorifique. Lors de leur enfouissement progressif, les débris végétaux sont soumis à une pression et une température croissantes (100 bars et 50°C à 1000 m), qui se traduit par une compression (10 m donnent 1 à 2 m de charbon), principalement par expulsion d'eau.

On distingue l'eau libre (« *free moisture* ») et l'eau liée (« *inherent moisture* »). L'eau libre est, par définition, celle qui s'évapore dans un courant d'air à 105°C. Elle représente la plus grande partie de l'humidité, notamment dans les lignites, l'eau liée, ou de constitution, restant en général de moins de 10%.

9.3.4. LES VOLATILES

Les matières volatiles sont des gaz adsorbés durant la formation des charbons et emprisonnés dans ceux-ci à une pression partielle voisine de celle de leur formation. Il s'agit essentiellement de CO₂, de méthane (CH₄) et autres hydrocarbures, ainsi qu'un peu d'argon et d'hydrogène. La teneur en volatiles diminue avec l'évolution du charbon en raison de conditions thermodynamiques croissantes, les gaz expulsés migrant vers la surface et pouvant être à l'origine de certains gisements pétroliers.

Le pouvoir calorifique de ces volatiles n'est pas nul mais il est inférieur à celui du charbon *stricto sensu*. Un charbon dé-volatilisé (coke par exemple) a donc un pouvoir calorifique supérieur à celui du charbon dont il dérive.

Lorsque les charbons sont mis à l'atmosphère, les pressions partielles des gaz ont tendance à s'équilibrer avec celle-ci : on obtient ainsi un dégagement de gaz, de méthane notamment, c'est-à-dire de grisou. La teneur en méthane est en moyenne de l'ordre de 5 nm³/t mais peut atteindre plus de 10 nm³/t dans les gisements souterrains, alors qu'elle est pratiquement nulle dans les carrières, le méthane s'étant échappé avant leur exploitation.

9.4. POUVOIR CALORIFIQUE

Les Français distinguent le pouvoir calorifique supérieur, quantité totale de chaleur de combustion et le pouvoir calorifique inférieur dans lequel les calories prises par la vaporisation de l'eau, non récupérables dans une chaudière, sont déduites. Ces valeurs sont déterminées expérimentalement. Théoriquement on aurait :

$$P_{cs} \text{ (kcal/kg)} = 80 \times C + 340 \times (H - O/8) + 20 \times S$$

où C, S, H, O sont exprimés en % poids.

Soit la somme des chaleurs de réaction d’oxydation de C en CO₂, S en SO₂ et H en H₂O, après déduction de la part d’hydrogène déjà combinée, soit 2/18 de l’oxygène :

$$P_{ci} = P_{cs} - (54 \times H + 6 \times T_m)$$

où T_m = humidité en %.

La chaleur nécessaire à la vaporisation de l’eau étant de 600 kcal/kg, le deuxième terme correspond à l’humidité et le premier à l’évaporation de l’eau qui se forme à partir de l’hydrogène contenu, soit les 18/2 de ce dernier (2/18×600 = 54).

Les Anglais traduisent P_{cs} par « *gross* » et P_{ci} par « *net* », et définissent plusieurs niveaux de CV (*Calorific Value*) suivant l’état du charbon humide (« *as received* ») ou sec (« *air dry* »).

9.5. CLASSIFICATION

Les classifications des charbons s’appuient sur différents caractères et varient donc suivant les caractères principaux choisis. Le **tableau I** présente la classification arrêtée par le groupe de travail charbon de la CEE, en regard de la dénomination utilisée par les USA et le Canada. Cette classification retient le pouvoir calorifique inférieur sur sec (séché à 105°C) comme paramètre principal.

On peut remarquer que compte tenu de l’humidité des charbons et de leur pouvoir calorifique respectif, le pouvoir calorifique réel des charbons varie dans des proportions considérables : un lignite de 4000 kcal/kg sur sec avec 30% d’eau libre n’a qu’une valeur calorifique de 4000×0,7 = 2800 kcal/kg à l’extraction soit, en ordre de grandeur, le tiers d’un anthracite.

Tableau I - Classification des charbons

	CEE	Peat	Lignite	Sub-bitumineux	Bitumineux Haut volatiles	Bitumineux Bas volatiles	Anthracite
	USA		Browncoal		Hard coal		
	Canada	Tourbe	Lignite	Flambant sec	Flambant gras	Gras	Anthracite
Rang		low	low	medium	medium	high	high
Pouvoir calorifique (kcal/kg)		1000-1500	3500-4500	4500-6500	6500-7800	6500-7800	7800-8500
Humidité (%)		> 50%	25-50%	14-25%	5-10%	5-10%	1-6%
Matières volatiles (%)		> 75%	50%	25-50%	30-40%	15-25%	< 10%
Teneur en cendres		50%	30-50%	20-30%	10-20%	10-20%	0-10%
Réflexion vitrinite (indice)		< 0,30	0,30	0,35-0,45	0,5-1,25	1,5-2,0	2,0-5,0

Dans ce qui suit, on utilisera le terme de lignite pour désigner les « *brown coal* » anglo-saxons et le terme charbon pour les « *hard coal* », bien que les « *brown coal* » incluent des charbons sub-bitumineux de faible valeur calorifique, appelés « méta-lignites » dans la classification française.

Le « charbon vapeur » utilisé par les centrales correspond typiquement (mais non exclusivement) aux charbons flambants de la classification ci-dessus.

9.6. RESSOURCES

Le terme « ressource » a plusieurs acceptions suivant les pays considérés. Théoriquement il s'agit des quantités de charbon estimées à l'intérieur de bassins charbonniers, sur la base d'informations de qualités diverses conduisant à leur caractérisation en prouvées, probables ou possibles suivant l'erreur d'estimation. Les auteurs appliquent aux volumes géologiques des contraintes telles que puissance minimum de la couche ou profondeur maximum, de façon à ne pas comptabiliser des ressources qui ne pourraient en aucune façon, et même partiellement, être exploitées dans les conditions technico-économiques envisageables.

L'Institut allemand des géosciences et des matériaux (BGR) a récemment effectué un inventaire planétaire de ces ressources (Hanovre, 1998). Celles-ci sont de 5508 milliards de tec (tonne équivalent charbon) de « *hard coal* » et de 1160 milliards de tec de lignites.

Si l'on note que 1 tonne équivalent charbon (tec) contient 7000 kcal/kg et qu'en moyenne 1 tonne de « *hard coal* » correspond à 0,8 tec et 1 tonne de lignite à 0,3 tec, on arrive à une ressource mondiale de 11 000 milliards de tonnes brutes.

Une meilleure reconnaissance et l'internationalisation des échanges conjuguent leurs effets pour diminuer, chaque année, cet inventaire des réserves :

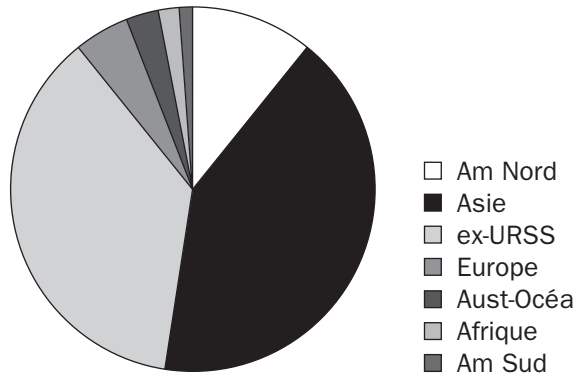
► 1980	11 062 tec
► 1988	8034
► 1993	7608
► 1997	6668

BESTOUGEFF (1978) considère que 20% des gisements se sont formés au carbonifère, 35% au permien, 17% au jurassique, 13% au crétacé et 13% au tertiaire.

Bien que la quasi-totalité des pays soit dotée de ressources charbon, la répartition par continent est inégale : 11% en Amérique du Nord, 42% en Asie, 37% en ex-URSS, 5% en Europe, 3% en Australie-Océanie, 2% en Afrique et 1% en Amérique du Sud. L'hémisphère boréal (93%) est mieux doté que l'hémisphère austral (7%) [source : BGR].

On doit souligner que les ressources comptabilisées dans les différents pays ne sont pas de « qualités » équivalentes : les USA par exemple disposent d'un inventaire précis et réactualisent leurs ressources périodiquement, ce qui n'est sans doute pas le cas de l'ex-URSS ou de la Chine. Ceci explique en particulier la faiblesse relative des ressources de l'Amérique du Nord.

**9.2 - Répartition
des ressources de charbon**



Les plus grands bassins sont les suivants en ordre d'importance décroissant :

- ▶ bassin permo-carbonifère de Russie, du Dombass et du Kazakhstan,
- ▶ plate-forme jurassique crétacé de Sibérie,
- ▶ bassin de l'Ouest américain et du Canada (jurassique et tertiaire),
- ▶ plate-forme chinoise et Mongolie extérieure (permo-carbonifère et jurassique),
- ▶ carbonifère des Appalaches,
- ▶ bassin Varisque nord-européen,
- ▶ charbon du Gondwana, permo-triasique d'Australie, du sud de l'Inde, de l'Afrique et du Brésil,
- ▶ bassins crétacé et tertiaire de Colombie-Vénézuéla et du Chili.

9.7. RÉSERVES

L'AIE comptabilise chaque année les réserves de charbon. Ces réserves correspondent aux quantités de charbon brut que les sociétés minières (à défaut les organismes nationaux) considèrent pouvoir extraire dans les conditions techniques et financières locales, envisageables à moyen terme.

Pour un gisement dont les réserves *in situ* sont de 100, les réserves retenues sont fréquemment de l'ordre de 50 après déduction des abandons dans les stots de sécurité ou à l'extérieur des profils de carrière, et la prise en compte du taux de dépilage.

Contrairement aux ressources, on constate dans *le tableau II* que ces réserves sont équitablement réparties géographiquement à l'exception notable du Moyen-Orient qui, il est vrai, dispose d'autres ressources !

Tableau II - Réserves de charbon et de lignite [source : AIE 2000]

Réserves [Mt]	Charbon	Lignite	Total
<i>Amérique du Nord</i>	116 707	139 770	256 477
<i>Amérique du Sud et centrale</i>	7839	13 735	21 574
<i>Europe centrale</i>	41 664	80 368	122 032
<i>Ex-URSS</i>	97 476	132 702	230 178
<i>Moyen-Orient</i>	193	0	193
<i>Afrique</i>	61 162	250	61 412
<i>Australie</i>	47 300	43 100	90 400
<i>Chine</i>	62 200	52 300	114 500
<i>Autre Asie Pacifique</i>	74 950	12 495	87 445
Total monde (Mt)	509 491	474 720	984 211
<i>Ressources (Mt)</i>	7 061 000	3 866 000	11 000 000
<i>Ratio réserves/ressources</i>	7%	12%	9%

La très faible partie des ressources charbon (9%) traduite en réserve est révélatrice de l'incidence des contraintes économiques. Après privatisation de ses charbonnages, la Grande-Bretagne ne comptabilise plus que 1% de ses ressources en réserve ; à l'opposé l'Inde, où les charbonnages sont nationalisés, en comptabilise 46%. USA et Australie retiennent 23 et 24% : ces pays sont dans le domaine concurrentiel mais disposent de bons gisements et leurs ressources sont réajustées périodiquement.

Une autre indication du poids des contraintes économiques est donnée par la décroissance régulière des réserves malgré l'énormité des ressources. Le BGR donne l'évolution suivante des réserves :

- ▶ 647 000 Mtec
- ▶ 609 000
- ▶ 1993 566 000
- ▶ 558 000

La décroissance est de 1% par an (alors que la production n'a prélevé que 0,6%), et a surtout affecté l'Europe et l'ex-Union soviétique après la chute du régime soviétique. Les réserves du reste du monde ont au contraire légèrement augmenté.

Le problème se pose de la consistance réelle des réserves annoncées par l'AIE dans une économie de plus en plus ouverte. L'industrie du charbon est encore souvent subventionnée car il est fait appel aux ressources locales pour satisfaire les besoins associés au développement économique sans dépense de devises. En sus, les coûts des transports terrestres, de l'ordre de \$20 US par tonne aux 1000 km et les coûts de fret (de 5 à \$15 US) protègent les producteurs locaux des charbons importés. Néanmoins, à terme, les coûts de production du charbon s'aligneront

probablement sur le coût du marché : c'est ce que traduit déjà la diminution constatée des réserves.

Pour calculer le pouvoir calorique moyen des charbons, on définit la « tec » : tonne équivalent charbon dont le PCI est de 7000 kcal/kg, c'est-à-dire conventionnellement 0,7 tep : tonne équivalent pétrole (bien qu'en réalité une tonne de pétrole ait 9500 kcal/kg en moyenne).

Le BGR (Hanovre, 1997) a conduit une estimation pays par pays du nombre de tec par tonne brute produite. En moyenne, il ressort 0,78 tec/t pour les charbons et 0,3 tec/t pour les lignites.

Le *tableau III* présente la démarche.

Tableau III - Estimation énergétique des réserves de charbon et lignite

<i>Tec/tonne brute [Mt]</i>	<i>Charbon</i>	<i>Lignite</i>	<i>Total</i>
Total monde (Mt métriques brutes)	509 491	474 720	984 211
<i>Valeur calorifique tonnes brutes (kcal/kg)</i>	5478	2127	3861
<i>Humidité</i>	8%	35%	20%
Réserves monde (Mt brutes sèches)	471 751	351 644	823 395
<i>Valeur calorifique tonnes sèches</i>	5916	2871	4616
<i>Rendement de lavage (net/brut) à 6900 kcal/kg</i>	87%	87%	87%
<i>Valeur calorifique tonnes nettes (kcal/kg)</i>	6800	3300	5305
<i>Tec/tm</i>	78%	30%	55%
Réserves en tec (7000 kcal/kg)	398 697	144 224	542 921
<i>Réserves en tec (7000 kcal/kg) BGR</i>	486 884	70 954	557 838
Réserves en tep (10 000 kcal/kg)	275 101	99 515	374 616

En ordre de grandeur, sachant que le coût carreau mine de la tonne de charbon varie de \$10/t pour les mines les plus compétitives à \$200/t pour les plus onéreuses, on peut estimer que de 50 à 65% des réserves peuvent être produites à moins de \$100/t, prix qui est l'équivalent d'un pétrole à \$25/b (1,83 tonnes de charbon brut par tonne de pétrole et 7,35 b/t de pétrole).

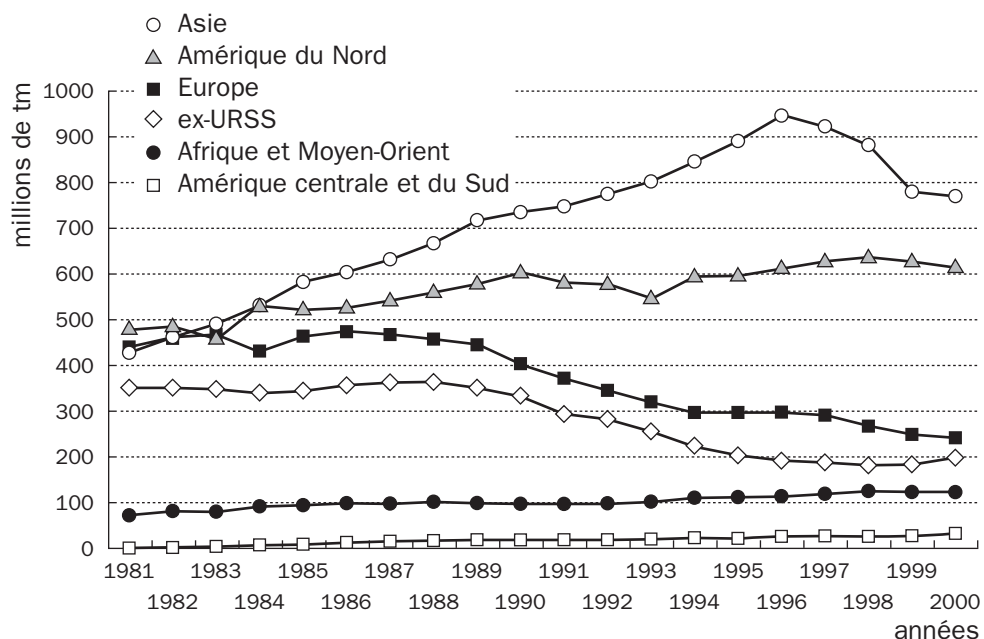
Le monde disposerait donc de 375 milliards de tonnes équivalent pétrole¹ dont, probablement, de la moitié aux deux tiers serait d'un prix de revient inférieur à celui du pétrole.

¹ Les « réserves prouvées » de pétrole et de gaz sont estimées à 140 milliards de tonnes équivalent pétrole chacun (BAUQUIS P.R., *Un point de vue sur les besoins et les approvisionnements en énergie à l'horizon 2050*, TotalFinaElf professeurs associés). Noter que les réserves de pétrole dépendent beaucoup du taux de récupération obtenu. Il est actuellement de l'ordre de 35%.

9.8. PRODUCTION

En 1999, la production mondiale de charbon s'est élevée à 4345 Mt (2146 Mtep), dont 879 Mt de lignite, 520 Mt de charbon industriel et 2946 Mt de charbon vapeur.

Après avoir augmenté régulièrement depuis le début du siècle, la production semble être passée par un maximum de 4765 Mt en 1989 pour se stabiliser, aux aléas de la croissance près, depuis. Cette décroissance relative affecte surtout l'Europe (coûts excessifs), la Chine (restructuration) et l'ex-URSS (demande moindre et dénationalisation), la production des autres pays du monde continuant à croître.

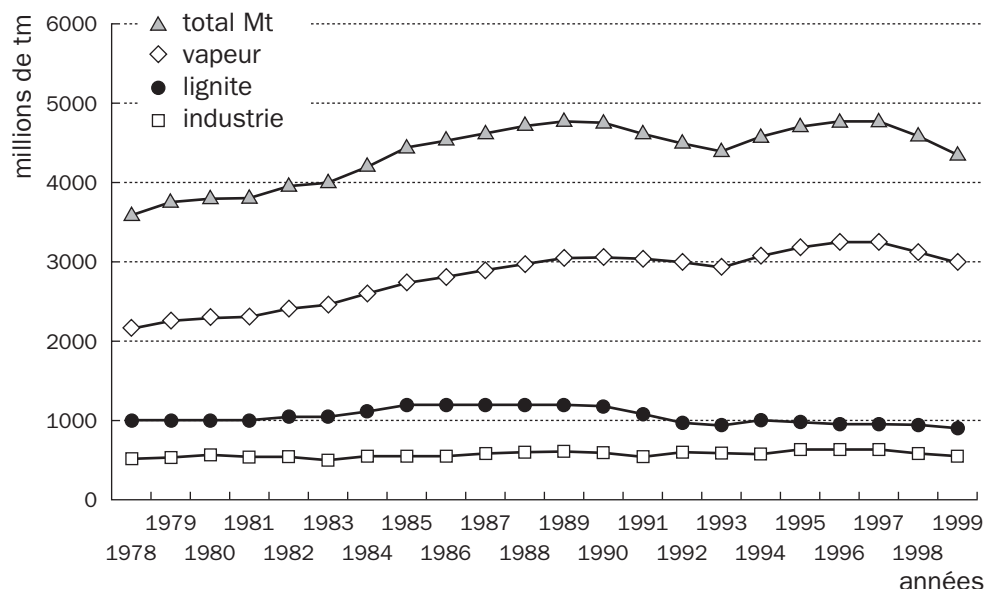


9.3 - Production de charbon par continent (en millions de tm)

Les principaux producteurs sont :

► Chine	1029 Mt	ou	517 Mtep	soit	23%
► USA	914		584		27%
► ex-URSS	350		186		9%
► Inde	290		145		7%
► Australie	225		150		7%
► RSA	223		118		5%

On notera les qualités variables des charbons produits : la Chine, première en tonnes brutes produites, est derrière les USA en tep, ceux-ci produisant en outre plus de quatre fois plus par habitant.



9.4 - Production mondiale de charbon (en millions de tm)

Dans l'OCDE, la production de charbon a fait l'objet de restructurations très importantes avec la constitution de grands groupes miniers spécialisés : les dix groupes les plus importants réalisent 820 Mt par an, soit 50% de la production :

► Peabody Group	163 Mt
► Rio Tinto	132
► Arch coal	103
► BHP Billiton	93
► RAG international	75
► Consol (RWE)	70
► Anglo Coal	65
► Sasol	50
► Glencore/Enx	36
► RAG DFK	33

Cette restructuration est la conséquence du développement des échanges internationaux qui ne permettent qu'aux plus compétitifs de survivre dans un marché de plus en plus concurrentiel. Si l'on remarque que les productivités sont encore très disparates – 300 tonnes de charbon par ouvrier et par an en Chine, 4000 tonnes en RSA et 8500 aux USA (15 000 dans les meilleures exploitations) – on peut conclure que les restructurations ne sont pas terminées. Dans un premier temps, des gains de productivité sont possibles permettant aux exploitations les moins performantes d'améliorer leur situation, dans un deuxième temps un avantage en faveur des pays pratiquant une dévaluation compétitive devient déterminant : l'Europe disparaît alors que RSA, Indonésie et Colombie voient croître leur production.

9.8.1. LE MARCHÉ INTERNATIONAL

Bien que ne représentant aujourd'hui que 15% de la production, le marché international est en plein développement. Les échanges sont passés de 125 Mt en 1980 à 190 Mt en 1999 pour le charbon sidérurgique (+2,2%/an) et de 110 à 333 Mt pour le charbon vapeur (+6%/an). Selon l'AIE, le marché pourrait atteindre 500 Mt en 2010.

Le **tableau IV** présente les principaux échanges de charbon vapeur :

Tableau IV - Les échanges de charbon vapeur [source : Coal Information 2000]

Exportateurs [Mt]			Importateurs [Mt]		Total monde
	Europe	Japon	Autre Asie	Amérique	
<i>Australie</i>	29,7	78,5	53,8	2,2	171,6
<i>RSA</i>	42,8	3,1	14,8	2,2	66,2
<i>Canada</i>	6,3	14,3	8	3,1	33,7
<i>Indonésie</i>	7,3	13,2	28,9	3,2	54,1
<i>Colombie</i>	19,6	0	0	6,5	29,6
Total	105,7	109,1	105,5	17,2	355,2

Les importations viennent compenser les fermetures de mines en Europe ou leur inexistence (Japon) et contribuer au développement économique (Asie).

9.9. CONSOMMATION

La consommation correspond sensiblement à la production, le **tableau V** en donne la répartition par secteur en 1999 :

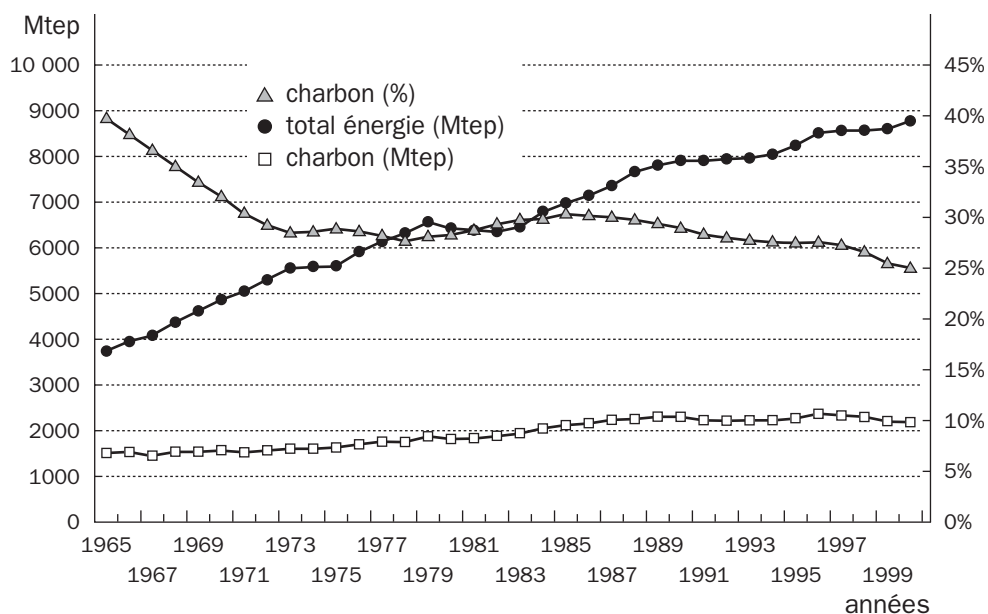
Tableau V - Utilisations du charbon et de la lignite [source : IEA pour « Hard coal »]

Utilisation	Lignite	Charbon	Total	Pourcentage
<i>Mt</i>	879	3466	4345	
<i>Mtec</i>	264	2773	3037	
<i>Electricité</i>	264	1261	1525	50%
<i>Sidérurgie</i>		444	444	15%
<i>Cimenterie</i>		139	139	5%
<i>Chauffage urbain</i>		458	458	15%
<i>Chauffage domestique</i>		139	139	5%
<i>Autres</i>		333	333	11%

Les principaux consommateurs sont les suivants :

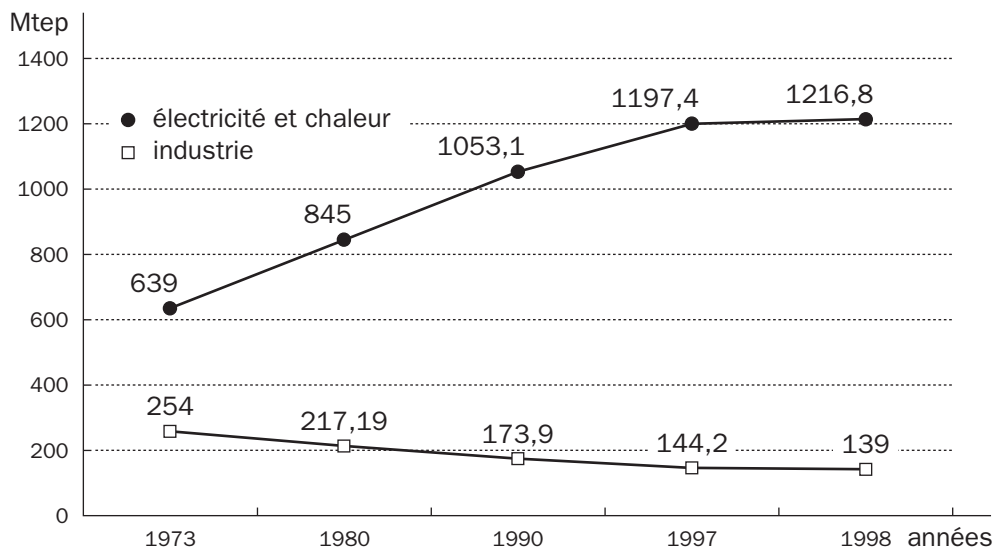
► <i>USA</i>	1798 Mt/an
► <i>Chine</i>	1531
► <i>Europe</i>	1107
► <i>ex-URSS</i>	558
► <i>Japon</i>	316

On peut noter que certains pays sont très dépendants du charbon pour leur production d'électricité : Pologne et RSA 90%, Chine 80%, Inde 75%, USA 56% et Japon 48%. Toutefois, la consommation de charbon a crû moins vite que la consommation d'énergie primaire, surtout depuis 1989 en raison de la montée en puissance du nucléaire. Le charbon qui fournissait 60% des besoins de la planète en 1900, 40% en 1973, ne contribue plus que pour 25% :



9.5 - Evolution de la consommation de charbon (en Mtep)

De 1965 à 1989 la consommation de charbon croît de 1,8% par an (3% pour le total énergie), et de 1989 à 2000 elle décroît de 0,4% par an alors que la demande totale en énergie croît de 1%. Mais cette décroissance affecte les usages industriels du charbon (-2,4%/an) et pas la production d'électricité et de chaleur (soit 62% du charbon consommé), laquelle a crû de 2,6% par an depuis 1973 comme l'illustre la **figure 9.6** établie pour l'OCDE.



9.6 - Evolution de la consommation de charbon par activité

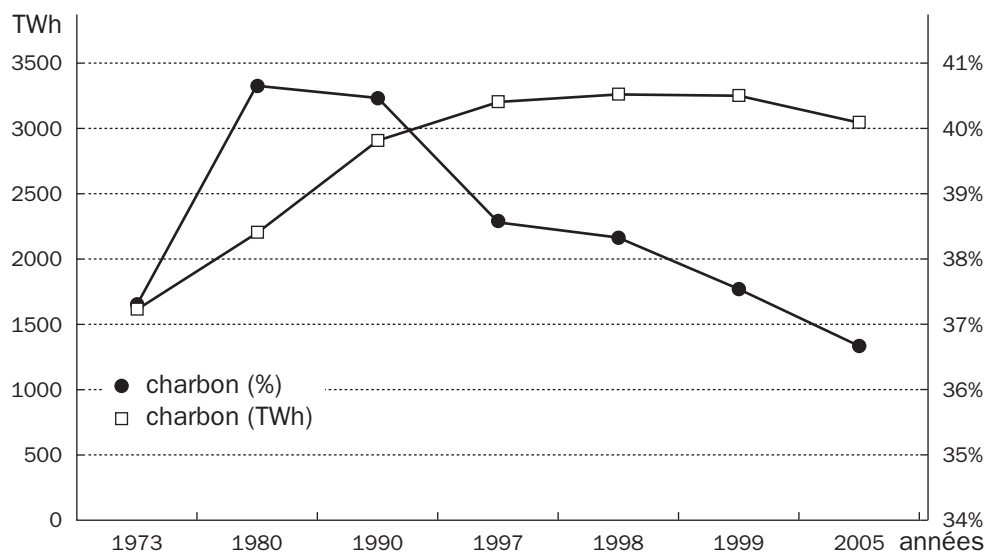
[source : Coal Information 2000]

La sidérurgie consomme en moyenne 630 kg de charbon, notamment de coke, par tonne d'acier. Malgré le développement de techniques nouvelles comme l'injection de charbon pulvérisé dans les hauts fourneaux (*Pulverized Coal Injection* ou PCI*²) et la réduction directe du fer (*Direct Reduction of Iron* ou DRI), l'usage du charbon en sidérurgie diminue en raison du développement des fours d'affinage électriques.

Dans les cimenteries, le charbon est fortement concurrencé par des combustibles moins onéreux (coke de pétrole, pneumatiques) parce que plus polluants, les contaminants (soufre et métaux lourds) étant insolubilisés.

Aujourd'hui 37% de l'électricité est produite par des centrales charbon, soit le double des apports du gaz et du nucléaire. Ce % est passé par un maximum de 41% en 1989 (comme la production de charbon) et s'est régulièrement replié depuis. L'AIE prévoit 36,5% en 2005 en raison du développement du marché du gaz et des restrictions relatives à l'effet de serre. Nul doute qu'à terme la production de charbon, et par suite sa consommation, ne souffre de la forte part de main d'œuvre dans le prix de revient par rapport aux autres sources d'énergie. Mais les centrales charbon existent et il s'en construit chaque jour de nouvelles à raison de 70 GW par an qu'il faudra bien continuer d'alimenter : la substitution d'une autre forme d'énergie au charbon (gaz ou nucléaire) ne saurait être que progressive.

2 NdE : nous notons *Pulverized Coal Injection* par PCI* pour le distinguer de PCI signifiant « pouvoir calorifique inférieur ».



9.7 - Evolution de la production d'électricité charbonnière

9.9.1. PRIX DE REVIENT

On ne dispose de statistiques que pour les mines exportatrices de charbon vapeur, c'est-à-dire les mines les plus performantes. Pour les autres mines, les quelques chiffres dont nous disposons sont biaisés par les subventions dont bénéficie l'industrie. A titre indicatif de la dispersion des prix de revient carreau mine, on peut citer quelques chiffres, en \$US/t, établis en 1993 :

▶ Tchèque	23
▶ Pologne	25
▶ Roumanie	42
▶ Grande-Bretagne	54
▶ France	88
▶ Allemagne	121
▶ Espagne	236

Les prix très élevés constatés résultent de conditions de gisement rendant l'exploitation peu productive (600 t/an par ouvrier en France contre 8500 en Australie), du coût du travail, mais parfois aussi du sureffectif maintenu pour des raisons sociales.

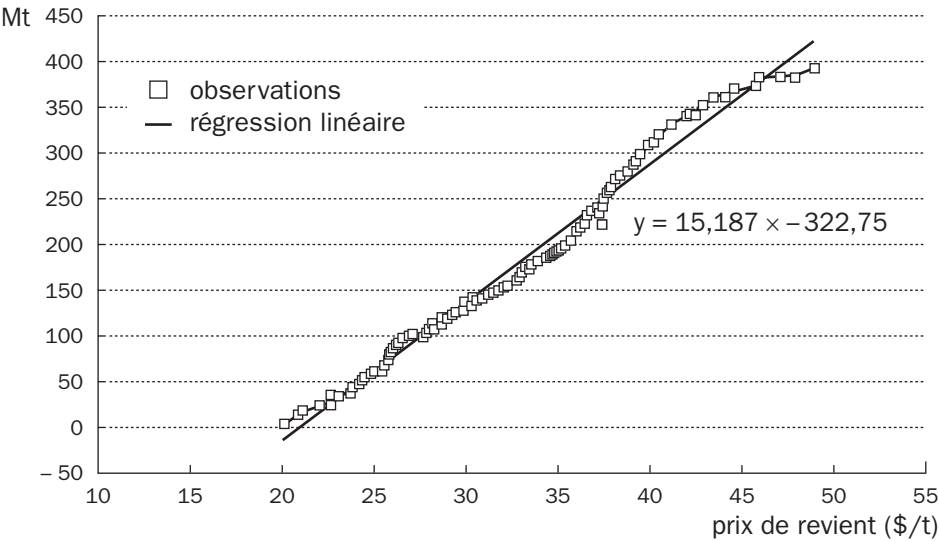
NOTE - Les coûts présentés dans le tableau VI correspondent à des moyennes qui se veulent surtout significatives en valeurs relatives. En absolu ils sont établis pour l'année 2000, mais varient fortement (+ ou -20%) en fonction des variations des taux de change et du marché, les exploitants réduisant leurs dépenses en période de bas cours.

On rappelle que FOB, «Free On Board», signifie chargé sur bateau port de départ et CIF, «Charged Insurance and Freight», le prix au port d'arrivée assurance et fret compris.

On constate que le premier exportateur, l'Australie, est aussi le plus cher (à part les USA), mais c'est aussi le premier fournisseur du principal importateur: le Japon, qui consent des prix d'enlèvement permettant à ce pays de continuer à produire.

Tableau VI - Prix de revient du charbon vapeur exporté (en \$/t)

Coût	Australie	RSA	USA	Indonésie	Colombie
Coût direct mine					
- Mini	10	12	10	15	17
- Maxi	30	17	31	30	25
- Moyen	22	15	22	22	21
Amortissements	5	4	4	2	4
Coût complet mine	27	19	26	24	25
Transport terrestre	4	6	15	5	4
Coût portuaire	2	2	3	3	3
Coût direct FOB	28	23	38	30	28
Coût complet FOB	33	27	44	32	32
Fret vers Europe	14	10	6	12	7
Fret vers Japon	8	12	8	7	10
Fret vers USA	10	11		9	4
Coût CIF Europe	47	37	50	44	39
Coût CIF Japon	41	39	52	39	42
Coût CIF USA	43	38		31	36



9.8 - Quantités de charbon exportables en fonction du prix de revient

Le principal facteur de ces prix de revient est le taux de change des monnaies locales : une dépréciation est une bouffée d'oxygène pour les producteurs dont les recettes augmentent en proportion, sans modification importante des coûts opératoires. Par exemple, les coûts FOB directs Australie ont diminué de 23% entre 1999 et 2000, suite à la dépréciation de \$0,78 US à 0,6 du dollar australien.

La **figure 9.8** présente les quantités cumulées de charbon vapeur exportables en fonction de coûts FOB croissants. Ces quantités semblent évoluer linéairement en fonction du coût de la tonne la plus chère (+ 150 Mt pour + \$10/t). Les exportations actuelles (333 Mt) correspondent à un prix de revient FOB maximum de \$43,5/t et à un prix moyen de \$32/t.

9.9.2. PRIX DE VENTE

Les prix de vente s'ajustent nécessairement sur les conditions locales d'approvisionnement, à l'image des prix de revient. Les seules références concernent les échanges internationaux, c'est-à-dire 15% de la consommation. On peut penser qu'à terme une loi du marché s'imposera, mais à un niveau de prix supérieur à celui pratiqué actuellement qui ne caractérise que les exploitations les plus performantes.

Ce qui suit ne concerne que le marché international. Les prix dépendent de trois facteurs principaux : la nature du charbon, ses impuretés et la distance des sources d'approvisionnement.

La nature du charbon

En ordre de grandeur, les charbons métallurgiques sont payés \$9,4/t plus chers que le charbon vapeur et les anthracites \$15/t de plus. Ces prix reflètent leurs pouvoirs calorifiques croissants (PCI de 6150 kcal/kg « as received » pour le vapeur, 7000 pour le métallurgique et 7500 pour les anthracites en ordres de grandeur), par leur abondance relative et leur difficulté d'exploitation. Un charbon de pouvoir calorifique élevé a été soumis dans sa genèse à plus de contraintes thermodynamiques qui se traduisent par une morphologie des couches moins régulière et une difficulté d'exploitation accrue.

Ses impuretés

L'exemple le plus frappant est celui du soufre : depuis l'imposition de limites aux rejets soufrés des centrales, une décote de l'ordre de \$3/t par % de soufre (au-dessus de 1%) contenu dans le charbon est recherchée par les acheteurs.

La distance des sources d'approvisionnement

Les transports terrestres majorent le coût direct mine de 10 à 50% et les frets maritimes de 20 à 80% (voir le **tableau VI** des prix de revient). En moyenne le coût CIF centrale d'un charbon d'importation est trois fois le coût départ mine. Le **tableau VII** illustre les prix pratiqués.

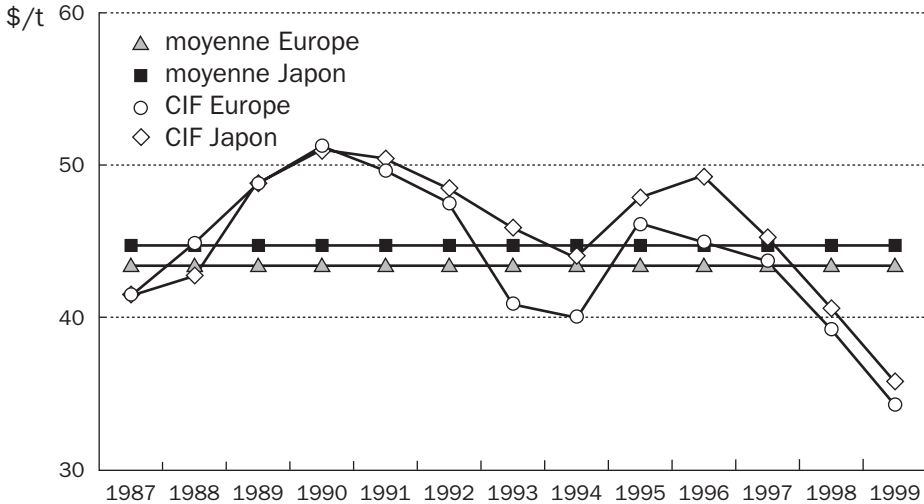
Tableau VII - Prix du charbon (en \$US/t) [source : Coal Information 2000]

	Charbon vapeur					Coke
	Centrales US	FOB RSA	FOB Australie	CIF Europe	CIF Japon	CIF Japon
1987	35,1	25,1	29,0	41,5	41,5	53,4
1988	33,8	27,3	30,5	44,8	42,6	55,1
1989	33,2	29,4	36,1	48,7	48,8	58,7
1990	33,6	30,5	38,3	51,3	51,0	60,5
1991	33,1	30,2	38,0	49,7	50,4	60,5
1992	32,4	29,5	36,6	47,6	48,5	57,8
1993	31,5	25,4	33,5	40,8	45,9	55,3
1994	30,9	23,9	32,7	40,0	43,9	51,9
1995	29,8	29,2	35,0	46,2	47,9	55,0
1996	29,2	30,6	37,8	45,0	49,3	56,4
1997	28,8	31,5	34,4	43,8	45,3	55,2
1998	28,3	26,1	30,1	39,3	40,7	51,0
1999	27,5	22,8	26,5	34,3	35,9	43,0
2000		25,1	24,3	34,9	34,6	39,5

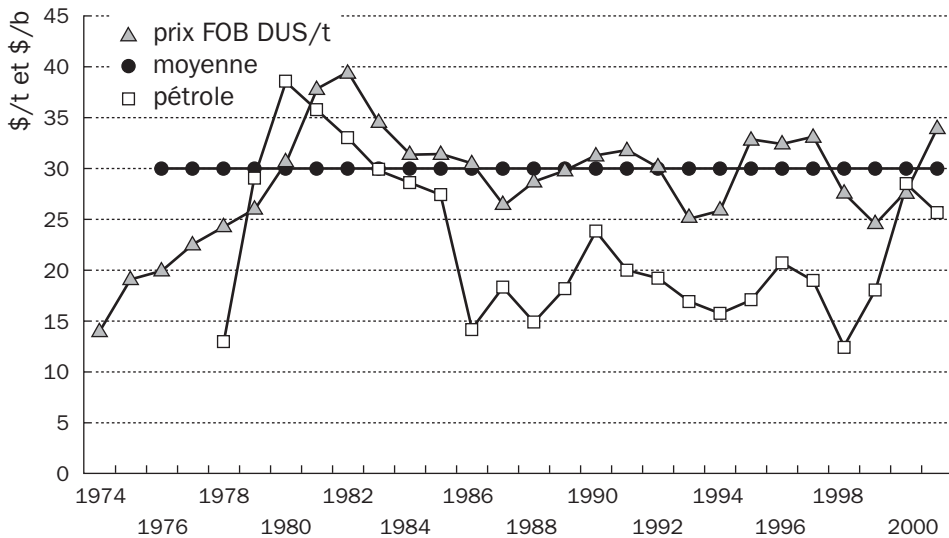
Ce tableau appelle plusieurs commentaires :

- Ces prix sont faibles si on les compare au prix de revient complet moyen FOB des exportations (\$32/t calculés). Il résulte effectivement que l'industrie du charbon voit ses résultats osciller en fonction des variations de cours et doit différer ses investissements et se restructurer en période de bas cours. Si nécessaire et si l'industrie extractive est importante dans l'économie locale, un ajustement par dévaluation de la monnaie est nécessaire à la survie des mines ;
- le prix d'approvisionnement des centrales US, à partir des mines américaines, constitue un bon référentiel car il porte sur près de 700 Mt. Ce prix reste voisin de \$30/t, ce qui correspond à environ \$30 pour 0,56 tep ou $0,56 \times 7,35 = 4,12$ b, soit \$7,3/b ;
- le prix CIF Europe du Nord est en moyenne de \$38/t. La moitié des centrales européennes n'étant pas au bord de la mer et le charbon devant être déchargé (\$3/t) et transporté (\$4/t), le prix CIF centrale est voisin de \$45/t, soit \$11/b ;
- enfin le prix CIF Japon ressort à \$45/t, soit \$50/t CIF centrale environ, ou \$13/b, la plupart des centrales étant au bord de la mer et ne devant supporter que les frais de déchargement.

Il faut souligner que ces coûts sont exprimés en monnaie courante, ce qui signifie qu'ils diminuent en monnaie constante. Les variations autour de la moyenne (+ ou - \$5/t) sont circonstancielles et correspondent à des périodes cycliques d'énergie plus ou moins chère, donc plus ou moins en phase avec les cours du pétrole.



9.9 - Evolution du prix CIF du charbon vapeur (en \$/t)



9.10 - Comparaison des évolutions des prix du charbon et du pétrole

L'échelle de prix est en \$/t pour le charbon, en \$/b pour le pétrole. En équivalent énergétique la figure écrase la plus grande volatilité des cours du pétrole si l'on remarque qu'il y a 3,7 barils par tonne de charbon.

La question se pose de savoir si la diminution des prix de vente, exprimés en monnaie courante, que l'on constate depuis 1980 peut se poursuivre. La réponse paraît positive si l'on considère :

- que les USA, qui ne bénéficient pas de l'arme du taux de change, ont réussi par des gains de productivité (3000 t par homme et par an en 1980 et 8903 en 2000) à diminuer leur coût CIF centrale de 33 à \$23/t ;

- ▶ que des gains de productivité sont possibles chez d'autres grands producteurs : la RSA est à 4500 t/h/an et la Chine à quelques centaines de tonnes seulement. Ces gains de productivité permettent de réduire l'inflation de la masse salariale, c'est-à-dire de maintenir celle-ci sensiblement constante en dollar courant ;
- ▶ qu'il est possible de délocaliser la production vers des bassins plus productifs : c'est ce qui se produit aux USA avec le déplacement des opérations des Appalaches vers les bassins de l'Ouest américain et du New South Wales vers le Queensland en Australie ;
- ▶ enfin que de grands bassins charbonniers absents du marché international faute d'une logistique appropriée peuvent se développer demain. Un exemple actuel est fourni par la Chine dont les exportations sont en forte croissance (30 Mt vapeur en 1998, 65 en 2001). L'ex-URSS, avec ses 96 milliards de tonnes de réserve, pourrait devenir un producteur majeur même si ses bassins (Sibérie et Donetz) sont éloignés de la mer.

9.10. SÉCURITÉ

L'industrie extractive du charbon souffre d'une mauvaise image à cause des explosions de grisou qui continuent à faire de nombreuses victimes, et de la silicose.

9.10.1. LE GRISOU

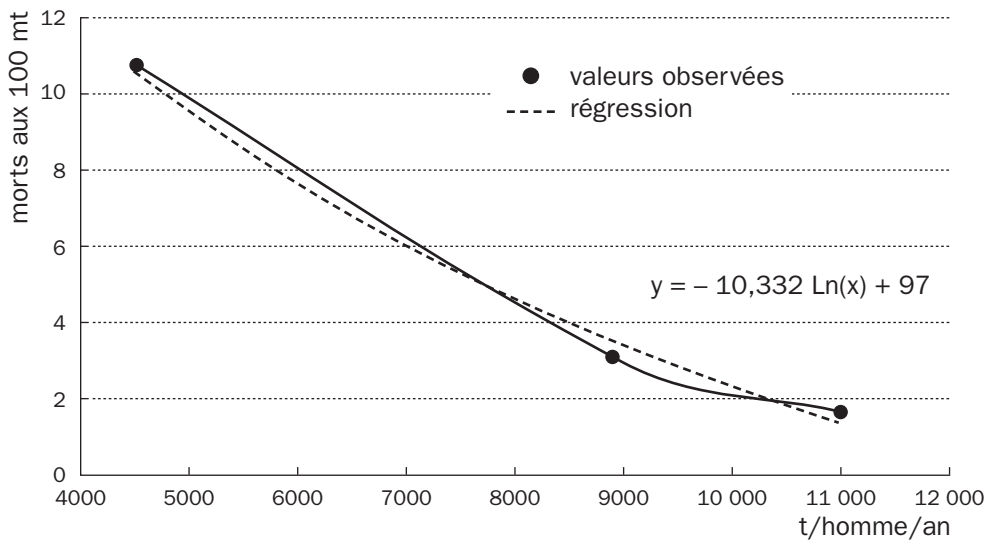
Le méthane constitue un mélange explosif avec l'air lorsque sa concentration est comprise entre 6 et 16%. Lorsque la teneur en méthane du charbon est de l'ordre de 5 nm³/t, ce qui est le cas de la plupart des mines, une bonne ventilation suffit généralement à éliminer le risque d'explosion, d'autant que des grisoumètres à lecture instantanée peuvent être portés par la surveillance et que des moyens de prévention (matériel antigrisouteux, centrale de surveillance) peuvent être mis en oeuvre. Par contre, il existe des mines grisouteuses dans lesquelles la teneur est supérieure à 10 nm³/t (jusqu'à 90 nm³/t) et où le risque de dégagement spontané est réel. Il s'agit de gisements soit profonds (bassin du Nord et du Pas-de-Calais), soit recouverts par une formation géologique étanche qui a empêché les gaz de s'évacuer (couches volcaniques au Transvaal). Des mesures spécifiques peuvent être prises (dégazage préalable par sondages par exemple), mais malgré une surveillance accrue le risque d'explosion subsiste. En France, depuis la très meurtrière (805 morts) explosion du siège de Courrières, en 1906, le bassin du Nord et du Pas-de-Calais a connu plusieurs catastrophes, la dernière s'est produite en 1974. Dans le monde, des explosions se produisent chaque année (une des dernières est celle de Barakova en mars 2000, 12 morts, en Ukraine). Mais la forte charge émotive de ces accidents, en raison du nombre important de victimes, ne doit pas masquer le fait que l'exploitation du charbon, au moins dans les pays développés,

est plutôt moins mortifère que les autres mines et carrières et que d’autres secteurs d’activité comme les travaux publics.

Tableau VIII - Taux de fréquence des accidents mortels (morts/millions d’heures)
[source : Mineral Council Australia]

Année	RSA	USA	Australie
1991	0,23	0,21	0,20
1992	0,30	0,20	0,16
1993	0,28	0,19	0,09
1994	0,37	0,17	0,08
1995	0,20	0,16	0,26
1996	0,24	0,17	0,06
1997	0,26	0,13	0,18
1998	0,29	0,13	0,04
1999	0,23	0,18	0,07
2000	0,24	0,24	0,11
Moyenne mines de charbon	0,26	0,18	0,13
Moyenne toutes mines	0,41	0,18	0,09
Morts aux 100 Mt (98/2000)	10,70	3,10	1,70
T/homme/an	4500	8900	11 000

Bien entendu, dans les pays moins avancés en matière de sécurité, les accidents sont plus fréquents, mais peu de statistiques sont disponibles. On peut toutefois remarquer que le nombre d’accident diminue avec les accroissements de productivité qui permettent de diminuer le personnel et d’en réduire l’exposition.



9.11 - Evolution du nombre de mineurs morts chaque année

9.10.2. SILICOSE

Cette maladie a frappé quasiment toute la génération de mineurs français employée pendant l'occupation allemande. Après 1945, l'abattage systématique des poussières, notamment par la foration à l'eau dans les travaux préparatoires, a heureusement fait progressivement disparaître cette maladie professionnelle des mines françaises. Mais ailleurs dans le monde ses ravages continuent. Les chiffres qui suivent concernent l'ensemble des industries : entre 1991 et 1995 la Chine a enregistré 500 000 cas de silicose et 24 000 décès, le Vietnam où les conditions d'exploitation sont particulièrement mauvaises compte 9000 silicosés.

On retiendra que l'exploitation du charbon n'est dangereuse, comme toutes les activités humaines, que dans la mesure où la sécurité n'est pas une des premières préoccupations des entreprises, ce qui est souvent le cas lorsque les productivités sont faibles. Ajoutons qu'en atmosphère libre, le charbon est un produit non-explosif, contrairement aux autres combustibles fuel et gaz.

9.11. LES REJETS DANS L'ENVIRONNEMENT

Examinons successivement les rejets solides et les rejets gazeux.

9.11.1. LES REJETS SOLIDES

Les rejets des centrales thermiques : cendres et mâchefers ne posent pas de problèmes car ils sont souvent recyclés, les premiers par les cimentiers, les seconds pour les soubassements routiers. Seuls les résidus de lavage du charbon, c'est-à-dire 10 à 50% du tout-venant, qui doivent être stockés dans des bassins d'épandage, sont susceptibles de contaminer les eaux superficielles. C'est ainsi que la mine de Campha, au Nord-Vietnam, dispose de ses rejets dans la baie d'Along. Mais dans les pays développés, la législation impose des normes aux rejets liquides et les eaux qui percolent dans les digues doivent être traitées (élimination des sulfates principalement) avant rejet au milieu extérieur.

Les cendres volantes constituent une autre source de pollution atmosphérique. La filtration au moyen de filtres électrostatiques permet de maintenir ces rejets conformément aux normes imposées, soit 100 mg/m³ pour les centrales de puissance inférieure à 500 MW et à 50 mg/m³ pour les puissances supérieures.

NOTE - On ne dispose pas d'évaluation des quantités d'uranium contenues dans les 4,3 milliard de tonnes de charbon exploitées chaque année, mais l'ordre de grandeur pourrait correspondre à la consommation de l'énergie nucléaire elle-même, ce qui est considérable. Mais l'exposition résultante pour les populations, compte tenu de la très faible teneur des

cendres (quelques ppm au maximum) et de la dissémination, est certainement inférieure à celle résultant d'une semaine aux sports d'hiver.

9.11.2. LES REJETS GAZEUX : MÉTHANE, CO_2 , NO_x ET SO_2

LE MÉTHANE (CH_4)

Contenu dans les charbons, il s'échappe lorsqu'il est mis à l'atmosphère pendant son exploitation, son traitement et son transport. Seule une faible proportion de mines sont grisouteuses, car dans les exploitations à ciel ouvert ou à faible profondeur, le dégazage s'est effectué naturellement avant exploitation. Selon les estimations publiées par l'*US Environmental Agency* (septembre 2001), les émissions dues au charbon pourraient représenter 10,3 Mt de CH_4 par an, soit 10% du total des émissions de ce gaz (100 Mt) et trois fois moins que pétrole et gaz réunis. Dans cette hypothèse, les centrales charbon (50% du charbon consommé) seraient responsables de l'émission de 5 Mt de méthane, soit 105 Mt de CO_2 équivalent en terme d'effet de serre (21 CO_2 par CH_4 sur 100 ans [GIEC, 1997]).

REMARQUES - *Les ressources en méthane contenues dans les quelques 250 années de réserves sont considérables : $10 \text{ Mt/an} \times 250 = 2500 \text{ Mt}$ (et cinq fois plus si l'on se base sur les ressources charbon). Le pompage direct de ce méthane, par un réseau de sondages, peut se révéler économique lorsque la perméabilité locale du gisement est forte et qu'il existe un gazoduc à proximité, conditions hélas rarement réunies. Cette méthode d'exploitation dite du « gas bed methane » suscite toutefois un vif intérêt et, grâce à une forte incitation fiscale, connaît un certain développement aux USA. Par ailleurs le dégazage se poursuit dans les mines en fin d'exploitation à partir des couches non-exploitées environnant les vides miniers : Gasonor (filiale de GDF et de CDF) exploite ainsi le méthane du bassin du Nord et du Pas-de-Calais).*

LE GAZ CARBONIQUE

Pratiquement tout le carbone contenu dans le charbon brûlé se retrouve rejeté sous forme de CO_2 . En posant une concentration moyenne en carbone de 70% par tonne, la consommation de 4,3 Gt de charbon correspond à $4,3 \times 70\% = 3 \text{ Gt}$ de carbone (11 de CO_2). Compte tenu des imbrûlés, on peut retenir le chiffre de 10 Gt de CO_2 . Pour les centrales charbon (la moitié de la consommation totale), l'émission représente 50%, soit 5 Gt de CO_2 .

NOTE - *Sachant qu'une tonne de charbon vapeur contient en moyenne 0,8 tec, soit un PCI de $5600 \text{ kcal/kg} = 6510 \text{ Wh/kg}$, que le rendement d'une centrale est de 38%, il faut 400 g de ce charbon par kilowattheure, soit $400 \times 70\% = 280 \text{ g}$ de carbone, auxquels correspond un rejet de 1027 g de CO_2 , 1000 g après déduction des imbrûlés.*

Les recherches sont actuellement menées pour réduire ces rejets atmosphériques par stockage souterrain en particulier, mais surtout par augmentation du rendement énergétique des centrales, l'émission étant inversement proportionnelle à ce rendement.

LES NO_x

Les oxydes d'azote produits par la combustion varient dans de fortes proportions suivant la nature du charbon et la température de combustion. La littérature spécialisée cite les chiffres de 0,4 (Japon) à 1 g/m³ (Indonésie) de fumée pour les centrales de la zone APEC (Coal Information 2000). Sachant que l'on a en moyenne 9,2 m³ de fumée par kilo de charbon brûlé, l'émission est comprise entre 3,7-9,2 kg de NO_x par tonne de charbon suivant les conditions de combustion. On peut rapporter leur teneur moyenne de 6,5 kg/t aux 4,3 Gt consommées, pour quantifier ces rejets, ce qui donne 28 Mt de NO_x. En moyenne le charbon contribuerait à 5% du total des émissions, biomasse comprise (AIE). La formation de NO_x peut être réduite par maintien de la température du foyer à moins de 1300°C (un des avantages des lits fluidisés qui fonctionnent à 850-950°C) et par l'utilisation de brûleurs à bas NO_x qui limitent au minimum l'oxygène nécessaire à la combustion. Des filtres peuvent aussi compléter l'épuration des fumées (procédé Desonox) dans les centrales les plus récentes. Les moyens technologiques existent donc pour diminuer les émissions actuelles. En conséquence, des taux d'émission standard ont été définis par les membres de l'APEC pour les nouvelles centrales. Ces taux varient de 145 mg/nm³ (Finlande) à 800 (Portugal) en fonction des possibilités industrielles locales.

LE SO₂

Le charbon contient du soufre sous forme minérale (pyrite, sulfates) et organique qui, lors de la combustion, se combine à l'oxygène et se retrouve partiellement dans les fumées sous forme de SO₂ et SO₃. 1% de soufre correspond à 20 kg de SO₂ par tonne de charbon, laquelle dégage 10 000 m³ de gaz de combustion. Chaque % de soufre correspond donc à une concentration maximale (une partie est combinée à l'état solide sous forme de sulfate) de 2200 mg/m³. On estime à 35 Mt la quantité d'acide sulfurique (sous forme de SO_x) émise par les centrales charbon, soit la moitié des rejets des usines d'acide sulfurique. Rapportées aux 2,2 Gt de charbon brûlées en centrale, ces 35 Mt représentent une concentration de 1600 mg/m³ de fumée. Sur ces bases le total charbon consommé rejeterait 70 Mt de SO_x.

Depuis le « *clean air act* » (1971), des directives limitant les rejets ont été adoptées pour les nouvelles centrales électriques en raison du risque présumé de pluies acides. Ces directives varient suivant les pays (*tableau IX*).

Une des premières conséquences de ces limites a été la recherche d'approvisionnement en charbon à bas taux de soufre, pratiquement moins de 1%. On a ainsi vu les exploitations des Appalaches, où le charbon est soufré, quasiment disparaître alors que l'Ouest américain connaissait un développement considérable.

La deuxième conséquence est la mise en œuvre de procédés d'élimination du soufre des gaz de combustion (« *flue gas desulfuration* »). Le principe de ces procédés est la réaction du SO₂ sur les alcalins (ou alcalino-terreux), souvent le calcium sous forme de calcaire ou de dolomie, pour produire un sulfate solide (SO₄Ca par

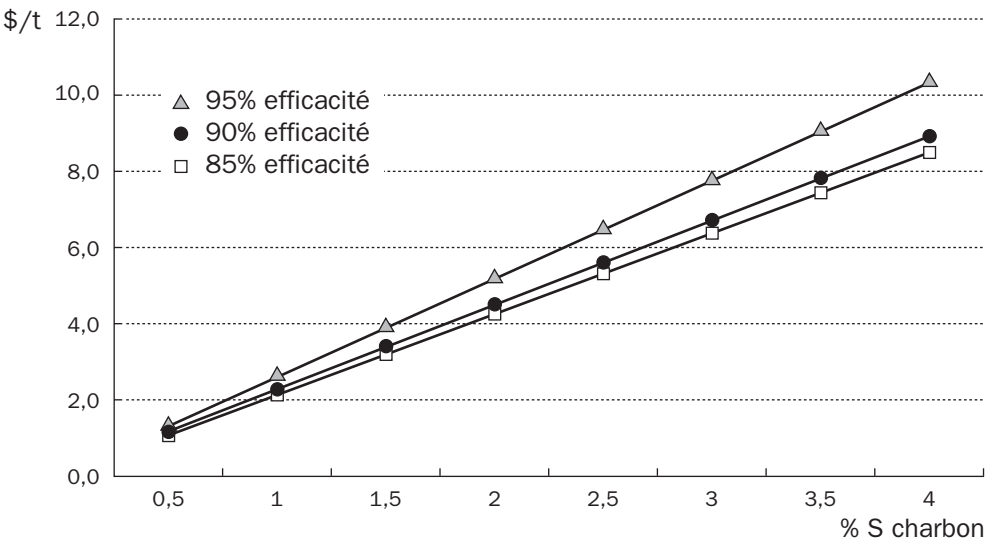
exemple). La chaux peut être introduite dans le foyer, dans le circuit des gaz (« *dry scrubbing* ») ou dans un bain où les gaz sont amenés à barboter (« *wet scrubbing* »). Un filtre peut achever l'épuration à plus de 95%. Les divers procédés ont des performances variables :

- ▶ *injection directe* 60%
- ▶ *dry scrubbing* 80%
- ▶ *wet scrubbing* 90%
- ▶ *mixte + filtration* 95%

Tableau IX - Limites des rejets de soufre dans différents pays

Pays	mg/m ³	g/GJ
CEE (moyenne)	400	140
Maximum (Espagne)	2400	840
Autriche	200	70
Australie	200	70
Japon	223	78
Japon local	152	53
USA phase 1 - 1995	3071	1075
USA phase 2 - 2000	1820	637

Bien entendu ces techniques ont aussi un coût complet par tonne de charbon brûlé, comme le montre la *figure 9.12*.

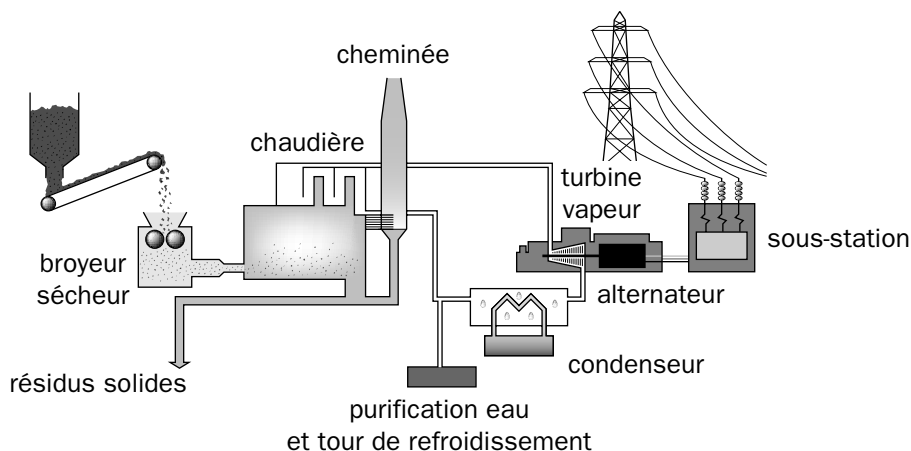


9.12 - Coût de la désulfuration du charbon

Les pays qui, comme l'Allemagne et le Danemark ont fait l'investissement, peuvent encore se permettre de brûler *pro parte* des charbons soufrés pour lesquels ils sont en mesure d'obtenir des prix au rabais (charbons de la côte Est des USA par exemple), les autres ont négocié des limites élevées pour protéger leur industrie locale (Espagne par exemple) en attendant leur équipement.

9.12. LES CENTRALES THERMIQUES À CHARBON

Les centrales charbon ont réalisé une production mondiale de 4000 TWh et cette production devrait croître parallèlement à l'augmentation du PIB mondial, à la concurrence près des autres énergies primaires. La taille moyenne des centrales est de 460 MWe et l'on a deux centrales par site de production. La grande majorité des centrales utilisent le procédé d'injection de charbon pulvérisé (PCI*), dans lequel le charbon est broyé, puis séché dans un courant d'air à 100°C avant d'être injecté dans le foyer. L'investissement est typiquement de \$1500/kW, mais il varie suivant les pays (800 à \$1000/kW en Chine), et peut atteindre \$1800 pour les centrales les plus modernes dotées de moyens d'épuration des rejets gazeux les plus efficaces.



9.13 - Principe d'une centrale PCI [source : World Coal Institute]

Bien que tous les charbons puissent être utilisés (même l'anthracite au Vietnam), une normalisation de l'alimentation s'opère, pour les charbons importés, vers le charbon vapeur typique dont les caractéristiques principales sont les suivantes :

- ▶ **PCI** 5900 kcal/kg
- ▶ **volatiles** 20 à 35%
- ▶ **humidité** 7 à 15%
- ▶ **cendres** 5 à 15%
- ▶ **soufre** < 1%

Ce charbon arrivant CIF centrale à \$45/t, le prix de revient combustible ressort à $45/5900 \text{ kcal/1,163 kWh/kcal/0,37} = \$0,018/\text{kWh}$ (2 cents par kilowattheure). Il s'agit, bien sûr, d'un exemple, ce coût variant avec le PCI et le prix du charbon.

9.12.1. LES DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES

La nécessité de réduire les impacts sur l'environnement conduit à rechercher l'amélioration du rendement des centrales, les rejets étant inversement proportionnels au rendement. Certaines nouvelles technologies sont déjà en œuvre, d'autres ne sont qu'au stade de pilotage :

Les centrales subcritiques à injection

La grande majorité des centrales existantes sont des centrales subcritiques à injection. Ces centrales utilisent l'injection dans le foyer de charbon pulvérisé et séché, ce qui accroît la surface réactive et améliore la combustion du charbon. La chaleur du foyer est de l'ordre de 1400°C. Elles fonctionnent avec de la vapeur à 540°C et 180 bars qui alimente, généralement, deux étages de turbines (haute et basse pression) couplées à des alternateurs. Après condensation la vapeur est recyclée vers la chaudière. Le rendement moyen est de 37% mais varie – 28% en Chine et 38% en OCDE –, et peut être amélioré par augmentation de taille (500 MW), meilleure configuration des foyers (rendement chaudière de 89%) et efficacité des turbines. Le rendement peut atteindre 43%. La plupart des nouvelles centrales sont maintenant dotées de dispositifs de traitement des gaz.

Les centrales PCI* à cogénération

La récupération de chaleur basses calories, après turbinage de la vapeur, pour chauffage augmente le rendement global de la centrale. Cette technique, dépendante des besoins en chaleur, s'applique de préférence aux unités de faible puissance. La centrale d'Avedore au Danemark, une des plus grosses réalisations, réalise 200 MWe à un rendement de 34%, la chaleur portant ce rendement à 55%. Sans production de chaleur on obtient 300 MW à 42%.

Les centrales PCI* supercritiques

50% des centrales construites actuellement sont supercritiques. Les conditions typiques sont de 250 bars et 540°C, les conditions thermodynamiques supérieures, 250 à 350 bars et 565-590°C étant désignées par les appellations ultra-supercritiques. Dans les conditions supercritiques, la densité de la vapeur est égale à celle de l'eau et les ballons de séparation de phases, basés sur la différence de densité eau-vapeur, utilisés dans les conditions subcritiques, sont remplacés par un système d'autorégulation du débit vapeur qui limite celui-ci à l'exacte quantité de chaleur disponible pour l'évaporation (OT system - BENSON, 1922). En sortie de ce système, la température de la vapeur, qui alimente la turbine, est de 287°C contre 260°C avec

un ballon. Il en résulte, conformément au théorème de CARNOT, une augmentation théorique de 3% du rendement. C'est bien ce que l'on constate : les rendements sont de l'ordre de 42-43% mais peuvent atteindre 47% (Nordyllands, Danemark où une source très froide est disponible). L'augmentation de la densité vapeur conduit à une réduction de la taille des appareillages, notamment du diamètre des turbines, et donc à des économies d'investissement qui compensent le coût plus élevé des épaisseurs de paroi et des aciers spéciaux, utilisés pour résister à ces conditions thermodynamiques plus sévères.

Les lits fluidisés atmosphériques

Dans cette technique, le charbon est simplement concassé et conduit à former un lit maintenu en sustentation par injection verticale d'air. Les avantages sont nombreux : la combustion peut être obtenue avec un bon contrôle des températures qui restent de l'ordre de 850 à 950°C contre 1400°C dans les PCI*. Cette température permet d'éviter la fusion des cendres et la formation de mâchefer, elle réduit considérablement la formation de NO_x (qui ne se forment substantiellement qu'à partir de 1300°C), enfin la réactivité du calcaire qui est ajouté au charbon est maximale, ce qui limite la formation de SO₂. Un autre avantage des FB (*fluidified bed*) est leur aptitude à brûler des charbons de mauvaise qualité (30 à 35% d'humidité et 30% de cendres à Carling). Le rendement est toutefois inférieur de 2 à 3% aux PCI* et les puissances unitaires restent limitées (250 MW Ignifluid de Gardanne).

Les lits fluidisés pressurisés

Un moyen d'améliorer le rendement des lits fluidisés est de turbiner les gaz de combustion avant la fabrication de la vapeur et son passage dans la turbine vapeur : on obtient un cycle combiné dont les performances rivalisent avec les centrales supercritiques. Pour obtenir ce résultat, l'air injecté pour la combustion est pressurisé à quelques 12-25 bars et les gaz transitent par une chambre cyclonique pour préserver la turbine gaz des cendres volantes. Les PFBC réalisés concernent uniquement de petites unités de 70-80 MW. La CEE a par exemple financé le projet de 76 MW d'Estratron en Espagne. Il est possible d'opérer les PFBC en conditions supercritiques, ce qui permet d'espérer une efficacité de 55% : c'est l'objectif du projet de 360 MWe de Karita au Japon. Ce système combinerait les avantages propres aux lits fluidisés : aptitude à utiliser des charbons de toute qualité (y compris les lignites), faible teneur en SO₂ et NO_x des fumées et excellent rendement. Ajoutons que le prix d'une centrale PFBC est équivalent à celui d'une centrale PCI* supercritique équipée de dispositif de traitement des gaz (*figure 9.14*).

Gazéification

La gazéification est un très vieux procédé (il en existe plus de 300 systèmes) de l'industrie chimique et de la production du gaz de ville. Le combustible, finement divisé, est introduit sous forme de pulpe dans un gazéificateur ou sous atmosphère

soit une diminution des quantités de CO₂ rejetées à l'atmosphère de 20% par unité d'énergie produite. La maîtrise des rejets de SO₂ et de NO_x peut être assurée avec un niveau d'épuration de l'ordre de 90%. Bien entendu, ceci a un coût qui peut être chiffré, en ordre de grandeur, à une augmentation de 30% des investissements et 15% des coûts opératoires.

9.13. SOLUTIONS ALTERNATIVES

L'énergie contenue dans le charbon peut être récupérée et transformée par la mise en œuvre de technologies alternatives, brièvement exposées ci-après :

Les piles à combustibles

L'hydrogène produit par gazéification du charbon peut alimenter une pile à combustible. Au rendement près des cellules comparé à celui d'une centrale thermique, les rejets totaux de CO₂ sont comparables, même si la pile elle-même n'en rejette pas.

Liquéfaction du charbon

Théoriquement il suffit d'hydrogéner du charbon pour obtenir des produits pétroliers. Cet apport d'hydrogène peut être fait directement sur le charbon (liquéfaction directe) ou sur les gaz issus d'un gazéificateur (liquéfaction indirecte). La transformation en hydrocarbures permettrait théoriquement de mieux valoriser les gisements éloignés des zones de consommation, en diminuant les coûts de transport par unité énergétique contenue.

Liquéfaction directe

Cette voie a été en particulier explorée par le pilotage à 2,5 tonnes par heure de Point of Ayr (North Wales), pilotage financé *pro parte* par le programme Thermie de la CEE, de 1983 à 1995. Le procédé extrait les produits hydrocarbonés du charbon à l'aide d'un solvant. Après filtration, le filtrat est hydrogéné à 800°C et sous 100 bars avant d'être hydrocracké. Le rendement thermique global (y compris la production d'hydrogène) ressort à 65%. Le prix de revient du baril produit est estimé, de façon peut-être optimiste par British Coal, entre \$25 et 35, suivant le coût d'approvisionnement du charbon (25 à \$45/t).

Liquéfaction indirecte

C'est le procédé d'hydrogénation catalytique Fisher-Tropsch qui est utilisé après gazéification à 1000°C, sous cinq atmosphères. Le rendement thermique est de 60%. Ce procédé est celui utilisé par SASOL II en RSA. Compte tenu du faible prix de revient du charbon, exploité sur site, et de l'amortissement des installations, on parle aujourd'hui d'un prix de revient opérationnel de 20 à \$25/b.

BIBLIOGRAPHIE

Coal information. IEA/OECD, édition 2000-2001.

World energy outlook 2000. IEA Publications.

BP statistical review of world energy 2000.

Mining annual review 2000. The Mining Journal Ltd.

South Africa - Coal reserves & ressources. Barlow Jonker (RSA) Publication.

GRUSS H., SCHIFFER H.W. & GALLISH J.H. *World market for hard coal*. Rheinbraun News 2000.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. T. XVII, Hannovre, 1999.

Coal Daily International

Energy to serve your world. Southern Company, 1998.

LESSIEUR F. *Effet de serre et les différents systèmes de production d'énergie*.

Total S.A. ATEE, colloque des 3-4 juin 1998.

Coal power for progress. World Coal Institute, 4th edition.

Coal use for power generation and CO₂ emission. IEA Coal Research, 1998a.

Safety and health performance report 1999-2000. Mineral Council of Australia.

10 - LE PRINCIPE DU STOCKAGE DE GAZ EN CAVITÉS CREUSÉES DANS LE SEL

Gérard DURUP

Dans le principe, l'exploitation d'une cavité de stockage est analogue à celle d'une bouteille de gaz comprimé. Un tel réservoir possède des dimensions remarquables, le volume étant de plusieurs milliers de mètres cubes, la hauteur de quelques centaines de mètres et le diamètre de l'ordre de 100 m. Sa résistance mécanique à la pression du gaz est assurée par la « pré-contrainte » correspondant au poids des terrains.

Le sel gemme (le halite) est la roche de prédilection pour le creusement de tels ouvrages en raison de ses caractéristiques d'étanchéité excellentes, de sa solubilité dans l'eau qui permet le creusement par dissolution (technique beaucoup plus facile et moins onéreuse que le creusement minier traditionnel) et de sa bonne résistance mécanique à la rupture.

Il est exact que le stockage du gaz naturel se fait préférentiellement dans les espaces naturels des milieux poreux et perméables des gisements d'hydrocarbures déplétés ou de nappes aquifères. Mais le stockage en cavités creusées dans le sel présente l'avantage de performances en débit d'émission inégalables en regard des quantités de gaz immobilisées.

Dans certains pays d'Europe du Nord sa part est prépondérante. C'est le cas de l'Allemagne, où les formations salifères sont abondantes et très bien situées près de la mer du Nord, et de ses importants gisements de gaz. En France, il existe trois sites de stockage de gaz naturel en cavités salines, avec environ 40 cavités au total.

Ce cours présente de façon succincte et sans rentrer dans les détails les éléments essentiels de la technique : caractéristiques du sel et géologie, géotechnique, puits, creusement par dissolution, mise en gaz et exploitation... Une courte bibliographie est proposée à ceux qui souhaitent approfondir leurs connaissances dans cette technique particulière.

<i>10.1. Le halite et les formations salifères</i>	<i>238</i>
<i>10.2. Le creusement des cavités</i>	<i>239</i>
<i>10.3. Mise en gaz et exploitation du stockage</i>	<i>241</i>
<i>10.4. Performances des cavités</i>	<i>243</i>
<i>10.5. Stabilité et dimensionnement des cavités</i>	<i>246</i>
<i>10.6. Etapes et coût de la réalisation d'un stockage de gaz dans le sel</i>	<i>249</i>
<i>10.7. Bref historique et place du stockage de gaz naturel en cavités creusées dans le sel</i>	<i>250</i>

10.1. LE HALITE ET LES FORMATIONS SALIFÈRES

Ce chapitre expose les principales caractéristiques des formations salifères permettant d'y réaliser des cavités de stockage.

10.1.1. GÉNÉRALITÉS GÉOLOGIQUES

Le halite ou **sel gemme** ou « roche sel » (*rocksalt* en anglais, *Steinsalz* en allemand) est un minéral. Dans le sous-sol, il peut à l'état pur former une roche sédimentaire constituée uniquement de cristaux de chlorure de sodium (NaCl). Il a été formé par l'évaporation de l'eau de mer dans certaines conditions à différents âges géologiques, au Primaire pour les plus anciens, au Trias dans le Secondaire il y a 200 millions d'années, ou au Tertiaire voici 30 millions d'années.

Ce sel appartient à la famille ** vaporites** qui comprend d'autres roches sels généralement abondantes et présentes dans presque tous les bassins sédimentaires du monde. Ce sont le halite, l'anhydrite (CaSO_4) et le gypse ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$). D'autres, sylvine (KCl), polyhalite et carnallite (sels de magnésium et de potassium)..., beaucoup moins répandues, sont présentes en bancs au sein de formations salifères constituées principalement de sel gemme et d'anhydrite.

Les formations salifères se présentent en **couches** plus ou moins épaisses pouvant atteindre ou dépasser le millier de mètres et en **d mes** d'extension verticale souvent très importante (quelques milliers de mètres).

10.1.2. CARACTÉRISTIQUES SPÉCIFIQUES POUR LE STOCKAGE

Les cavités de stockage sont, en général, creusées dans le halite en raison de :

- son **abondance** en ** paisseur suffisante** (quelques centaines de mètres) pour y creuser des cavités de grandes dimensions ;
- sa bonne **solubilité dans l'eau** ; cette propriété est mise à profit pour le creusement des cavités par dissolution à l'eau, technique plus facile à mettre en œuvre, nécessitant beaucoup moins de main d'œuvre et d'équipements lourds et, par là même, nettement moins onéreuse que les techniques de creusement minier ;
- sa porosité très petite (de l'ordre du %) et fermée (il ne s'agit pas de pores mais de lacunes entre cristaux) et sa perméabilité très faible (inférieure à 10^{-17} m^2 , soit 10^{-2} milliDarcy) lorsqu'il est confiné (sous étreinte isotrope correspondant à la pression géostatique due au poids de terrains sus-jacents, soit environ 0,023 MPa par mètre de profondeur). Ces deux propriétés (petite porosité et faible perméabilité) et les phénomènes capillaires qui leur sont liés garantissent l'** tanch it ** des cavités de stockage de fluides non-mouillants tels que le gaz et les hydrocarbures ;

- sa **bonne tenue mécanique**, résistance à la compression en particulier. Néanmoins, les cavités se referment par écoulement du sel (ou **fluage**) et ce, d'autant plus vite qu'elles sont profondes (plus de 1000 m). Toutes choses égales par ailleurs, la vitesse de fluage du sel gemme varie dans un facteur de 1 à 20 selon la cristallisation du sel et selon sa teneur en impuretés (argiles, anhydrite, calcite...). Ces dernières sont souvent appelées « insolubles » car elles sont très peu ou pas solubles dans l'eau. Les autres sels solubles, de potassium ou de magnésium, fluent en général beaucoup plus que le sel gemme, et il est donc déconseillé d'y creuser des cavités de stockage.

10.2. LE CREUSEMENT DES CAVITÉS

10.2.1. LE FORAGE ET LES ESSAIS D'ÉTANCHÉITÉ

Les cavités réalisées dans le seul but d'extraire le sel par dissolution comportent en général deux (doublet) ou plusieurs puits hydrauliquement reliés au niveau de la couche de sel (par fracturation initiale ou par un tronçon de forage horizontal). En revanche, celles réalisées dans l'optique de stocker des hydrocarbures sont le plus souvent **monopuits**. Il est exact qu'aux USA, quelques cavités de stockage d'hydrocarbures liquides ou de gaz de pétrole liquéfié sont exploitées par plusieurs puits. Nous ne traiterons ici que du cas des cavités de stockage creusées puis exploitées par un puits.

Le forage du puits est réalisé selon la technique pétrolière. Le dernier cuvelage cimenté est de diamètre standard (13 3/8" ou 9 5/8" ; 1" = 2,54 cm). A partir de sa base (ou « sabot »), située en général dans la formation salifère, est foré un trou de diamètre standard (12" ou 8") laissé en **découvert**. C'est à partir de ce trou de 100 à parfois 500 m de hauteur que la cavité sera développée.

L'ensemble cuvelage-découvert est, en général, l'objet d'essais d'étanchéité. Ceux-ci permettent à l'industriel de vérifier que cet ensemble dispose effectivement des qualités étanches requises avant même qu'il s'engage dans le processus de dissolution qui, en général, est long (plusieurs années) et coûteux (plusieurs dizaines de MF). En fait leur objectif principal est d'obtenir une première estimation de la pression maximale de service du futur stockage.

10.2.2. LA DISSOLUTION

Le creusement par dissolution, appelé parfois « lessivage », peut alors commencer. De l'eau est injectée par un tube central dont la base est située vers le fond du découvert (**lessivage direct**), soit par l'espace annulaire (**lessivage inverse**). Forcée de circuler de bas en haut (lessivage direct) ou vice-versa (lessivage inverse),

le long du découvert, l'eau « lâche » la paroi du trou et se charge en sel pour devenir de la saumure. La saumure est produite soit par l'annulaire (lessivage direct), soit par le tube central (lessivage inverse). De diamètre décimétrique à l'origine, le découvert s'élargit petit à petit au fur et à mesure que le sel est extrait sous forme de saumure. De trou de forage, il devient cavité.

Afin d'éviter une dissolution anarchique du sel vers le haut, un **fluide physico-chimiquement inerte** vis-à-vis du sel et plus léger que la saumure (par exemple du pétrole brut, du fioul ou GPL, ou du gaz) est injectée dans l'espace annulaire compris entre le cuvelage de production et la colonne externe. Le développement du « toit » de la cavité dépend étroitement de la façon dont on fait évoluer la profondeur de l'interface entre ce fluide et la saumure.

La géométrie de la cavité creusée dépend des positions des points d'injection d'eau et d'extraction de la saumure. Par ailleurs, les insolubles présents dans la masse offerte à la dissolution se déposent au fond de la cavité. C'est pourquoi les **profondeurs des bases des tubes** d'injection d'eau et de soutirage de saumure sont réajustées, en général diminuées, par des opérations appelées « changement de passe ».

La saumure produite a une teneur en sel dissous de 250 à 310 kg/m³. Le creusement d'un mètre cube de cavité, soit environ 2200 kg/m³ de sel, s'accompagne d'une production de saumure de l'ordre de **8 m³** et nécessite à peu près la même quantité d'eau. Ainsi la création d'une cavité de 300 000 m³ nécessite 2 400 000 m³ d'eau et s'accompagne de la production de 660 000 tonnes de sel sous forme de saumure (2 400 000 m³).

La durée du lessivage d'une cavité est sensiblement proportionnelle à son volume final et inversement proportionnelle au débit d'injection d'eau. Il faut compter entre 6 et 18 mois par centaines de milliers de mètres cubes creusées. L'eau douce est pomp e dans une rivière ou un lac, ou encore une nappe aquifère souterraine. La saumure est transportée par canalisation (**saumoduc**) vers une industrie utilisatrice (chimie du chlore et du sodium) ou vers un point de rejet ( missaire en mer en général).

Les installations de lessivage comportent essentiellement :

- une série de **pompes pour l'injection d'eau**. La pression de refoulement doit être suffisamment élevée pour vaincre la différence de densité entre l'eau et la saumure dans le puits, et les pertes de charge dans le puits et les collectes d'acheminement de l'eau de la station au puits et de retour de la saumure ;
- une série de **pompes pour l'expédition de la saumure** de la station vers l'exutoire de saumure (industrie ou point de rejet) ;
- des **réservoirs** ou bassins d'eau et de saumure servant de tampon.

10.3. MISE EN GAZ ET EXPLOITATION DU STOCKAGE

10.3.1. LA COMPLÉTION

Le creusement par dissolution terminé, le puits est équipé ou « complété » pour la mise en gaz ou premier remplissage. L'équipement correspondant ou « complétion » comporte pour l'essentiel :

- ▶ une **colonne de production** doublant le cuvelage de production cimenté. A titre d'exemple, cette colonne peut avoir un diamètre de 10'' s'il s'agit d'un cuvelage 13 3/8'' ou elle peut avoir un diamètre de 7'' s'il s'agit d'un cuvelage 9 5/8''. L'espace annulaire compris entre la colonne et le cuvelage est rempli d'un liquide de complétion (eau ou saumure avec inhibiteurs de corrosion). Cette disposition, usuelle pour tout puits en exploitation de gaz naturel, a l'avantage, en isolant le cuvelage cimenté de l'effluent (gaz), de le mettre à l'abri de l'érosion et des variations de pression qui pourraient être dommageables pour la cimentation. Mais surtout, elle constitue une double enceinte de confinement pour une meilleure sécurité, car tout défaut, même minime, d'étanchéité peut être mis en évidence et contrôlé (apparition de gaz en tête de l'annulaire) ;
- ▶ une **colonne centrale**, de diamètre nominal usuel 5'', par laquelle la saumure sera évacuée de la cavité pendant la mise en gaz. Sa base doit être située le plus près possible du fond de la cavité ;
- ▶ une **tête de puits de production** ;
- ▶ le cas échéant, selon l'opérateur et la réglementation locale, des **vannes de sécurité** situées à quelques dizaines de mètres de profondeur afin de prévenir une éruption en cas d'endommagement sérieux de la tête de puits.

La complétion et la cavité sont parfois l'objet d'essais d'étanchéité en liquide avant le début de la mise en gaz. L'étanchéité de la complétion au gaz est vérifiée au tout début du premier remplissage.

10.3.2. LA PREMIÈRE MISE EN GAZ

La mise en gaz s'effectue par injection de gaz à travers l'espace annulaire entre la colonne de production et la colonne centrale par laquelle la saumure est extraite. La pression du gaz injecté doit vaincre la charge hydrostatique correspondant à la hauteur de saumure dans la colonne centrale (12 MPa pour une cavité à 1000 m de profondeur), ainsi que les pertes de charge en circulation dans le puits et dans les lignes de surface.

Pratiquement saturée en sel dans les conditions de fond, la saumure a tendance à cristalliser dans la colonne centrale et dans la ligne de surface qui l'achemine à la station en raison de sa pression et de sa température. Afin d'y remédier, la colonne

centrale est lavée périodiquement par injection d'eau et la saumure est diluée en continue à sa sortie de puits.

Le premier remplissage de gaz avec évacuation de saumure se termine lorsque la profondeur de l'interface gaz-saumure atteint celle de la base de la colonne centrale. Le gaz passe alors dans la colonne centrale (on parle de « d gardage ») et y remplace la saumure ce qui se traduit par une augmentation rapide de la pression en tête. Une vanne de sécurité placée immédiatement en aval de la tête de puits se ferme alors afin de protéger les circuits de saumure.

10.3.3. PRINCIPES D'EXPLOITATION

Deux principes d'exploitation sont envisageables :

- le premier, consiste à compenser, comme en premier remplissage, toute quantité de gaz injectée ou soutirée par l'annulaire par une quantité équivalente en volume de saumure soutirée ou injectée par la colonne centrale. Cette méthode par compensation ou **balancement de saumure** est employée pour l'exploitation des fluides peu compressibles (hydrocarbures liquides et gaz de pétrole liquéfié). Bien que tout à fait envisageable pour le gaz, elle n'est pas pratiqu e dans les faits en raison d'inconvénients majeurs tels que (1) la nécessité de disposer d'une réserve de saumure pratiquement saturée de volume égal à celui desavit s, (2) problèmes de corrosion et de cristallisation inhérents à la saumure, (3) débits d'injection de saumure requis très importants pour un soutirage rapide du gaz. Et ce, malgré deux sérieux avantages : (a) la possibilité de récupérer la quasi totalité du gaz donc pas de gaz irrécupérable ou « gaz coussin », et (b) le maintien d'une valeur élevée de la pression enavit , ce qui est favorable à la stabilité.
- le second est basé sur la compressibilité élevée du gaz naturel et laavit  est exploitée par **compression-détente**, à l'instar d'une bouteille de gaz comprimé. Ce type d'exploitation, systématiquement adopté pour le gaz naturel, permet de s'affranchir de tout maniement de saumure et, par là même, de tout lien avec l'industrie du sel dès que le premier remplissage avec évacuation de saumure est achevé. Il permet également d'utiliser la place occupée par la colonne centrale d'évacuation de saumure pour la production du gaz, d'où des pertes de charge moindres autorisant des débits très importants.

Le premier remplissage avec évacuation de saumure terminé, la colonne centrale désormais inutile est le plus souvent extraite sous pression (opération de « *snubbing* »). Une vanne de sécurité est alors ancrée par travail au câble (*wire-line*) dans un siège incorporé à cet effet dans la colonne de production, à quelques dizaines de mètres de profondeur. Le puits est alors dans sa configuration d'exploitation.

La mise en conformité précédente correspond au cas intermédiaire où la législation impose une vanne de sécurité enterrée en exploitation, sans en imposer pendant le premier remplissage. Cette disposition devrait très probablement se généraliser.

10.4. PERFORMANCES DES CAVITÉS

10.4.1. EQUATION D'ÉTAT DU GAZ

Appliquée à la masse de gaz dans la cavité, l'équation d'état s'écrit :

$$P \times V = m \times r \times Z \times T$$

{1}

avec :

P, T	<i>pression et température moyennes du gaz en cavité</i>
V	<i>volume de la cavité (volume en gaz)</i>
Z	<i>facteur de compressibilité du gaz en fonction de P, de T et de la composition du gaz</i>
m	<i>masse de gaz contenu dans la cavité</i>
r	<i>R/M</i>
R	<i>$8,315 \text{ J} \cdot \text{mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$</i>
M	<i>masse molaire du gaz ($\text{kg} \cdot \text{mol}^{-1}$)</i>

Par la définition même du stock de gaz exprimé dans les **conditions normales** de pression et de température, l'équation d'état peut s'écrire :

$$P_0 \times S = m \times r \times Z_0 \times T_0$$

{2}

avec :

P_0, T_0	<i>pression et température de référence, c'est-à-dire dans les conditions normales : $P_0 = 1,013 \text{ bar}$ et $T_0 = 273,15 \text{ K}$ (0°C)</i>
Z_0	<i>facteur de compressibilité du gaz dans les conditions normales (égal à 1 à quelques pour mille)</i>
S	<i>stock de gaz ou volume occupé par la masse (m) de gaz dans les conditions normales</i>

En éliminant (m, r) entre {1} et {2}, on obtient :

$$P \times V = S \times (P_0/T_0) \times Z \times T$$

{3}

10.4.2. THERMODYNAMIQUE DE L'EXPLOITATION PAR COMPRESSION/DÉTENTE

L'exploitation d'une cavité est identique en principe à celle d'une bouteille de gaz comprimé.

La pression et la température moyennes du gaz en cavité augmentent pendant le stockage et diminuent pendant le déstockage. Leur évolution dépend d'un processus thermodynamique intermédiaire entre l'**adiabatique** (sans échange de chaleur avec l'extérieur) et l'**isotherme** (avec échange de chaleur avec l'extérieur) en rai-

son des échanges thermiques entre le gaz et le massif de sel. De ce fait leur évaluation, assez complexe, nécessite un modèle prenant en compte :

- les équations de la **thermodynamique du gaz** dans la cavité et dans le puits (essentiellement adiabatique),
- la **conduction de la chaleur** dans l'environnement solide de la cavité (essentiellement isotherme).

S'agissant d'un processus à mémoire, la détermination de la pression et de la température moyennes du gaz en cavité à un instant donné nécessite la simulation de toute l'histoire thermique de la cavité depuis le début de son creusement.

10.4.3. STOCK DE GAZ EN CAVITÉ (S)

Pour des raisons d'étanchéité, on définit une pression maximale de service (PMS) et pour des raisons de stabilité une pression minimale de service (PmS). Ces deux pressions sont en règle générale définies à la profondeur du sabot (base) du cuvelage de production.

Les températures correspondantes dépendent de l'histoire thermique de la cavité (voir à 10.4.2). On définit néanmoins un stock maximal (SM) et un stock minimal (Sm) théoriques, calculés par l'application de l'équation d'état du gaz, en fixant arbitrairement (guidé par l'expérience) :

- une température à la PMS (en général de l'ordre de la température géothermique à la profondeur moyenne de la cavité),
- une température à la PmS de l'ordre de 20 à 30 C, inférieure à la température géothermique.

Par souci de simplification, on admettra dans la suite que le gaz est parfait et que la température (T) est **constante et égale**   $T_0/P_0 = 273,15/1,013$. L'équation d'état (voir {3} du   10.4.1) se simplifie :

$$P \times V = S \quad \{4\}$$

Il est important de retenir que cette approximation entraîne une erreur relative de moins de 15% sur l'inconnue déterminée.

Stock maximal : $SM = PMS \times V$

Stock minimal : $Sm = Pms \times V$

Stock utile : $Su = SM - Sm = (PMS - PmS) \times V$

A titre d'exemple pour fixer les ordres de grandeur :

Cavité : $\text{Volume } V = 300\,000 \text{ m}^3 \text{ à } 1500 \text{ m de profondeur}$
 $PMS = 230 \text{ bar} ; PmS = 80 \text{ bar}$

Stock maximal : $SM = PMS \cdot V = 230 \times 300\,000 = 69 \cdot 10^6 \text{ m}^3 (n)$

Stock minimal : $Sm = Pms \cdot V = 80 \times 300\,000 = 24 \times 10^6 \text{ m}^3 (n)$

Stock utile : $Su = SM - Sm = (PMS - PmS) \times V = 45 \times 10^6 \text{ m}^3 (n)$

10.4.4. DÉBIT D'ÉMISSION (Q)

Le principal intérêt des stockages en cavités salines est de permettre une émission de gaz sur le réseau à un débit très élevé, pour un stock immobilisé assez réduit.

En soutirage, le gaz émis gagne le réseau de transport à partir de la cavité, par un puits d'exploitation, une antenne de raccordement à la station centrale et différents équipements de surface : filtre, unité de déshydratation, rampe de comptage, de réchauffement et de détente (vanne de laminage...).

En débit stabilisé, les relations de pertes de charge dans le puits et dans les équipements de surface étant :

Puits :

Surface :

$P_t^2 = aP^2 - bQ^2$

$P_t^2 = P_r^2 + cQ^2$

le débit d'émission est donné par la relation :

$$Q = [(aP^2 - P_r^2) / (b + c)]^{0.5}$$

{5}

avec :

<i>P</i>	<i>pression « de fond » en cavité qui débite Q</i>
<i>P_t</i>	<i>pression stabilisée en tête de puits, en cours de débit</i>
<i>P_r</i>	<i>pression au point d'injection sur le réseau (ou à l'aspiration des compresseurs si nécessaires au soutirage)</i>
<i>a</i>	<i>poids de la colonne de gaz dans le puits</i>

$$a = \exp \left[-0,0684 \frac{d \times H}{Z \times T} \right]$$

avec :

<i>d</i>	<i>densité du gaz par rapport à l'air</i>
<i>H(m)</i>	<i>profondeur du sabot du cuvelage de production</i>
<i>Z</i>	<i>valeur moyenne du facteur de compressibilité du gaz dans le puits</i>
<i>T(K)</i>	<i>valeur moyenne de la température du gaz dans le puits</i>

<i>b</i>	<i>coefficient de pertes de charge dans le puits</i>
<i>c</i>	<i>coefficient de pertes de charge dans les installations de surface. On admet en première approximation que les pertes de charges sont quadratiques dans l'ensemble des installations de surface.</i>

Les coefficients b et c sont inversement proportionnels à la puissance cinq des diamètres des conduites contenant la veine fluide.

La pression statique en t  te de puits (P_{ts}) correspondant au d  bit nul est reli  e    la pression de fond par l'interm  diaire de la relation :

$$P_{ts} = a^{0.5} \times P \quad \{6\}$$

Le d  bit Q est d  termin   par l'ouverture de la vanne de laminage. Le coefficient « c » varie d'une valeur minimale correspondant    l'ouverture maximale,    une valeur infinie correspondant    sa fermeture compl  te. Dans le cas o   la compression au soutirage est n  cessaire, Q est d  termin   par la valeur de la pression    l'aspiration des compresseurs.

Les valeurs de « b » et « c » sont d  termin  es de la fa  on suivante :

b	au repos, on mesure la pression statique en t��te (P_{ts}). Ensuite, en soutirage, on mesure P_t et Q . On en d��duit : $b = (P_{ts}^2 - P_t^2) / Q^2$. L'application de cette relation n'est valable que pour une pression de fond constante entre les instants o�� P_{ts} et P_t sont relev��s ; il convient donc de limiter au maximum le d��stockage entre les mesures de P_{ts} et P_t .
c	en d��bit, on mesure P_v et P_r et Q . On en d��duit : $c = (P_t^2 - P_r^2) / Q^2$.

10.4.5. GRANDEURS PRINCIPALES DE LA PERFORMANCE : P , S ET Q

L'ensemble des performances desavit  s correspondant    **trois grandeurs** (P , S et Q), peut   tre d  termin   par les **trois   quations** suivantes :

l'  quation d'  tat $P \times V = S$

l'  quation de pertes de charge $Q = [(aP^2 - P_r^2) / (b + c)]^{0.5}$

l'  quation stock/d  bit $Q = dS / dt$

Dans cet ensemble, le volume de laavit   (V) est calcul   par un mod  le de g  otechnique et la pression au point d'injection sur le r  seau (P_r) est une donn  e li  e aux imp  ratifs du grand transport de gaz. Le d  bit de soutirage (Q) peut   tre limit   par :

- la vitesse maximale de gaz qui doit rester tr  s largement subsonique pour   viter des nuisances sonores ;
- la capacit   des unit  s de traitement et en particulier des unit  s de d  shydratation. En effet, le s  chage du gaz est n  cessaire, le gaz se chargeant en vapeur d'eau au cours de son s  jour dans laavit  . Sa teneur est de 200    500 mg/m³ (n) contre 50 mg/m³ (n) maximum requis pour le transport du gaz.

10.5. STABILIT   ET DIMENSIONNEMENT DES CAVIT  S

10.5.1. RUPTURE DE L'  QUILIBRE NATUREL

Au-del   de quelques centaines de m  tres de profondeur, dans un massif de sel l'  tat naturel des contraintes est, en g  n  ral, sensiblement hydrostatique (les contraintes

horizontales et verticales sont égales). Il correspond au poids des terrains. Leur densité étant de l'ordre de 2,3, la pression ou contrainte géostatique (vierge ou terrastatique) s'accroît d'environ 0,023 MPa par mètre de profondeur. A 1000 m de profondeur, elle vaut donc environ 23 MPa (230 bars).

La réalisation d'une cavité rompt l'équilibre naturel des terrains. Il s'ensuit une instabilité mécanique dont les manifestations peuvent se traduire par une diminution de volume de la cavité par fluage ou écoulement du sel, et corrélativement par la subsidence des terrains jusqu'en surface.

En l'absence de respect des règles de l'art (dimensionnement et exploitation), des ruptures localisées voire générales apparaissent possibles. Mais il convient de noter que le sel est un matériau susceptible de tolérer de grandes déformations sans se rompre (on parle de « fluage » du sel). De fait, aucune rupture n'a été enregistrée sur le millier de cavités de stockage, dont plus d'une centaine de gaz naturel, exploitées de part le monde, depuis plus de 30 ans pour les plus anciennes.

10.5.2. LA LOI RHÉOLOGIQUE DU SEL

Les études de géotechnique pour le dimensionnement des cavités de stockage (géométrie et espacement des cavités, choix de la pression minimale de service) nécessitent des modèles mathématiques, codes aux éléments finis en général, qui intègrent les équations de base de la mécanique des milieux continus. Ces équations relient les contraintes et déformations sur un domaine modélisant le massif de sel. Parmi elles, est la loi de comportement (ou loi rhéologique) du matériau ; son écriture dépend de la nature du matériau (le verre n'a pas le même comportement que l'acier) et les valeurs des paramètres de la nuance du matériau (cristallisation, impuretés...).

Le sel a un comportement pratiquement viscoplastique. Son domaine d'élasticité est très réduit : il est l'objet de déformations permanentes dès qu'il est soumis à des contraintes non-isotropes, si faibles soient-elles (plus exactement, c'est le déviateur qui compte). En fait, les déformations élastiques sont négligeables devant les déformations viscoplastiques.

La loi de comportement viscoplastique du sel est très non-linéaire, en ce sens que la vitesse de déformation est proportionnelle à une puissance élevée (de l'ordre de sept) des contraintes non-isotropes (plus exactement de la racine carrée du second invariant du déviateur des contraintes). Sa connaissance assez récente (1980) résulte des études et de l'interprétation de très nombreux essais sur des échantillons ou éprouvettes taillées dans les carottes de sel prélevées lors des forages des puits. Ces études ont été entreprises par divers centres de mécanique des roches pour répondre à la demande des compagnies de stockage.

Les valeurs des paramètres de la loi de comportement varient considérablement selon l'origine du sel (taille et orientation des cristaux, teneur en insolubles). Elles dépendent aussi de la température. Aussi est-il nécessaire, au stade de l'évaluation d'un site en vue d'y creuser desavit s de stockage, d'une part de prélever un certain nombre de carottes pendant le forage du puits de reconnaissance, et d'autre part d'enregistrer une diagraphe de température le long du puits plusieurs mois après le forage, pour que le profil réalisé soit proche de l'équilibre géothermique ou « vierge » de la formation

Les essais de laboratoire sont réalisés sur des éprouvettes taill es dans les carottes et maintenues à la température géothermique régnant à la profondeur moyenne où on projette de réaliser la cavité. L'interprétation de tels essais permet de déterminer les valeurs représentatives des paramètres de la loi de comportement du sel dans les conditions de contraintes et de température en place.

10.5.3. LES ÉTUDES DE STABILITÉ

Une première étape des études de stabilité est généralement réalisée à l'aide d'une **solution analytique** obtenue par intégration de la loi de comportement viscoplastique (les déformations élastiques étant négligées), en assimilant la cavité à une sphère isolée en milieu homogène et isotrope d'extension infinie. On évalue ainsi l'ordre de grandeur de l'évolution de la convergence (ou diminution de volume) d'une cavité projetée, soumise au scénario d'exploitation envisagé.

Si la convergence apparaît raisonnable (par exemple inférieure à 2% par an), la deuxième étape des études de stabilité est entreprise. Elle consiste cette fois à utiliser un **modèle maillé** pour optimiser, en terme de stabilité, les choix de :

- la pression minimale de service,
- la géométrie d'une cavité,
- l'espacement minimal des cavités,
- la zone sur laquelle seront développées les cavités lorsque l'épaisseur de sel est importante.

Les simulations sont cette fois effectuées en tenant compte des différentes formations environnantes et en approchant au plus près la réalité quant à la géométrie des cavités. L'attention se porte non seulement sur la convergence (l'espacement et la géométrie en étant des facteurs importants), mais encore et surtout sur les risques de rupture.

A cet égard, bien qu'aucune unanimité des rh ologues n'existe sur ce point, il semble qu'il ne peut pas y avoir de rupture du sel si, en tout point, les contraintes principales restent inférieures à une valeur de l'ordre de +2,5 MPa (résistance à la traction). Notons que les contraintes de traction sont positives et celles de compression sont négatives (dans un liquide au repos, les trois contraintes principales sont égales, au signe près, à la pression).

10.6. ETAPES ET COÛT DE LA RÉALISATION D'UN STOCKAGE DE GAZ DANS LE SEL

Les éléments relatifs à l'exploration sont très variables selon la zone. Si la structure géologique est en forme de dôme ou s'il s'agit d'une couche épaisse étendue, un seul puits d'exploration peut suffire. Moyennant un dimensionnement adéquat, ce puits peut par la suite être utilisé pour le développement d'une cavité.

10.6.1. EQUIPEMENTS GÉNÉRAUX POUR LE LESSIVAGE

Avant le début de creusement de la première cavité, il faut réaliser les équipements suivants :

- ▶ une conduite (saumoduc) pour transporter la saumure du site au point de livraison,
- ▶ une station centrale de lessivage (aqueduc ou puits d'eau, pomperie d'eau et saumure, réservoirs tampon).

Ces équipements, devançant de quelques années la mise en service de la première cavité, ont un poids important dans le coût du stockage.

10.6.2. DÉMARCHES ADMINISTRATIVES

Sur le plan administratif, il faut obtenir :

- ▶ un permis minier d'exploitation de mine de sel,
- ▶ une autorisation de stockage.

10.6.3. DÉPENSES SPÉCIFIQUES AU CREUSEMENT D'UNE CAVITÉ

Le creusement de chaque cavité nécessite les investissements **fixes** suivants :

- ▶ une plate-forme pour le puits ainsi que son accès,
- ▶ les canalisations eau et saumure reliant la station centrale au puits,
- ▶ l'équipement sur plate-forme relatif au contrôle du développement du toit,
- ▶ l'équipement sur plate-forme relatif à l'essai d'étanchéité.

A ces frais fixes s'ajoutent des investissements sensiblement **proportionnels** au volume creusé :

- ▶ l'énergie de pompage (électricité en général),
- ▶ manœuvres des tubes de lessivage,
- ▶ des mesures de forme de la cavité,
- ▶ les dépenses de personnel et d'entretien relatives au creusement sont comptabilisées en équipement pour un stockage et en fonctionnement pour une exploitation minière.

10.6.4. DÉPENSES D'ÉQUIPEMENT GAZ

L'équipement gaz comprend une station centrale regroupant :

- la compression,
- le traitement du gaz (filtrage, séchage),

Par ailleurs il faut compter :

- les collectes reliant les têtes de puits à la station centrale,
- les complétions gaz de puits,
- le stock minimal ou gaz coussin proportionnel au volume desavit s.

10.6.5. INDICATEUR ÉCONOMIQUE D'INVESTISSEMENT

L'indicateur économique d'investissement de stockage est le **prix du mètre cube normal utile disponible créé actualis  **. Il est égal au rapport de la somme des dépenses d'investissements actualis  s à celle des incréments de stock utile créés actualis  s.

Pour un site donn  , ce prix est d'autant plus faible que le nombre deavit s et le volume de chaqueavit  sont importants, et que lesavit s sont r alis  es rapidement.

10.7. BREF HISTORIQUE ET PLACE DU STOCKAGE DE GAZ NATUREL EN CAVITÉS CREUS  ES DANS LE SEL

La technique du stockage de gaz naturel enavit s dans le sel est assez récente, les premières réalisations datant du début de la décennie 1960-1970 (Michigan/USA et Saskatchewan/Canada). Aujourd'hui on compte plus d'une centaine deavit s de stockage de gaz naturel réparties sur environ 25 sites dans le monde.

Le nombre deavit s par site est généralement plus faible (1 à 4) dans les pays à les compagnies exploitantes sont nombreuses (USA, Allemagne) que dans ceux à l'exploitation est régie par le monopole d'une ou deux compagnies.

Pour des raisons technico-économiques et grâce à une meilleure connaissance du comportement mécanique du sel, le volume creusé paravit  en moyenne est passé de 100 000 m³ environ dans la décennie 1960-1970 à environ 400 000 m³ dans la décennie 1990-2000.

En 1990, le premier stockage enavit s par sa capacité était celui de Nuttermoor (Allemagne) avec un stock total de 700 10⁶ m³ (n) en 12avit s.   la même année, il était suivi par celui d'Etrez (France) avec un stock total de 600 10⁶ m³ (n)  galement en 12avit s. De très importants projets existent, avec notamment le déve-

loppement du stockage de Epe (Allemagne) dont la capacité doit être portée à $1800 \times 10^6 \text{ m}^3$ (n), répartie en 25 cavités, et la poursuite du développement d'Etrez qui verra sa capacité dépasser les $1000 \times 10^6 \text{ m}^3$ (n) avec plus de 20 cavités dans les toutes prochaines années. Les capacités des sites de cavités sont en général notablement inférieures à celles des stockages en milieux poreux (nappes aquifères, gisements déplétés) qui dépassent souvent les 10^9 m^3 (n) de stock total.

En revanche, les performances en débit d'émission des stockages en cavités très importantes en font des ouvrages bien adaptés à la couverture des besoins d'extrême pointe. En fait, un petit stockage de 3 ou 4 cavités (stock total d'environ seulement $300 \times 10^6 \text{ m}^3$ (n)) peut émettre sur le réseau de transport un débit de plus de $10 \times 10^6 \text{ m}^3$ (n)/jour. Ce rythme est équivalent, voire supérieur, à celui des stockages en milieux poreux de capacités cinq à six fois supérieures.

En conséquence, l'idéal est de pouvoir disposer de stockages en milieux poreux pour les capacités et de stockages dans le sel pour les performances de pointe. Dans la pratique, ce sont les possibilités géologiques qui font la décision. Par exemple, dans le Bassin de Paris où il existe des structures anticlinales contenant des nappes aquifères de bonnes caractéristiques et où les couches de sel (à l'est de la zone) sont rares, peu épaisses et chargées en insolubles, les stockages sont réalisés en aquifères. Au contraire, en Allemagne du Nord où les dômes de sel sont étendus et nombreux, les stockages sont creusés dans le sel.

BIBLIOGRAPHIE

- ALLA N., BEREST P., DURUP G. & BLUM P.A. –1993– *Essais mécaniques en place dans les cavernes remplies de saumure*. 4^e Colloque franco-polonais de géotechnique, Nancy.
- BEREST P. –1989– *Problèmes de mécanique associés au stockage souterrain*. Thèse de doctorat (février), Ecole nationale supérieure des mines, Paris.
- BERGUES J., DURUP G., VOUILLE G. & YOU T. –1993– Etude de la stabilité des cavités lessivées dans le sel. Proposition d'un critère de dimensionnement. *Comptes rendus du Congrès de la Société internationale de mécanique des roches (ISRM)*, Lisbonne.
- DURAND C., DURUP G. & CHAUDAN E. –1988– *Les vingt années d'expérience de Gaz de France dans le creusement de cavités dans le sel pour le stockage de gaz naturel*. 105^e Congrès de l'Association technique de l'industrie du gaz en France (septembre), Paris.
- DURUP G. & DESGREE P. –1995– Comportement du sel in situ sous des pressions très élevées. *Proc. Int. Gas Research Conference*, Cannes.
- DURUP G., NGUYEN MINH D. & BRAHAM S. –1993– Surface subsidence over deep solution-mined storage cavern field. *Proc. 3^d Int. Conf. on case histories in geotechnical engineering*, Saint Louis (Missouri).

- DURUP G., NGUYEN MINH D. & QUINTANILHA DE MENEZES E. –1997– *Subsidence analyses over leached salt gas storage cavern*. IAMAC 97 9th Int. Conf. of the International Association for computer methods and advanced geomechanics (novembre), Wuchan.
- DURUP G., TIJANI S.M. & VOUILLE G. –1994– The consideration of the leaching phase in the study of the evolution of gas storage caverns in rock salt. *Paper of the Fall Meeting of the solution mining research institute (SMRI)*, Hannovre.
- DURUP G. & XU J. –1993– Comparative study of certain constitutive laws used to describe the rheological deformation of salts. *Proc. 3rd Conf. on the mechanical behaviour of salt*, Palaiseau.
- FAUVEAU M. & LE BITOUX P. –1987– Progrès récents de la connaissance du comportement mécanique desavit s salines. *Revue de l'Institut français du Pétrole* **42**(4) (juillet-août).
- HUGOUT B. –1982– *Comportement thermodynamique du gaz dans lesavit s de stockage et dans les puits de production*. 99^e Congrès de l'Association technique de l'industrie du gaz en France (septembre), Paris.

11 - LES EFFETS SANITAIRES DES COMBUSTIBLES FOSSILES

Hervé NIFENECKER

Les effets environnementaux et sanitaires de l'énergie nucléaire sont largement abordés et discutés dans le chapitre 22 de R. MASSE, ceux dus aux combustibles fossiles le sont seulement de façon indirecte dans le chapitre 28 de A. RABL et D. SPADARO. Le présent chapitre complète donc le thème par un travail de compilation sans ambition d'exhaustivité.

Dans ce qui suit, nous ne discuterons pas, sauf incidemment, des effets globaux et à long terme de l'usage des combustibles fossiles comme l'augmentation de l'effet de serre, cette question étant amplement traitée dans les chapitres 5 et 6 par J.L. BOBIN et L. LI. De même, nous nous concentrerons sur les effets sanitaires de l'utilisation des combustibles fossiles sans aborder des effets environnementaux comme les marées noires qui, pour catastrophiques pour l'environnement marin ou fluvial qu'ils puissent être, ne produisent en général que peu d'effets sanitaires sur l'homme.

<i>11.1 Les guerres de l'énergie</i>	<i>253</i>
<i>11.2 Risques sanitaires comportementaux et environnementaux</i>	<i>255</i>
<i>11.3 Les risques de production, de transport et de distribution</i>	<i>264</i>
<i>11.4 Risques dus à la pollution atmosphérique</i>	<i>267</i>
<i>11.5 Effets sanitaires de la pollution atmosphérique</i>	<i>271</i>

11.1. LES GUERRES DE L'ÉNERGIE

De tous temps, les civilisations se sont construites grâce à la domestication de l'énergie. Dans l'Antiquité cette énergie était essentiellement fournie par la main-d'œuvre humaine dont la force fut rapidement démultipliée par des machines, leviers, poulies, moufles... Dans les civilisations babylonienne, assyrienne, grecque et surtout romaine, cette main d'œuvre était essentiellement servile. Dès cette époque on peut considérer que l'un des buts de guerre essentiels était de se procurer des esclaves. Ne serait-ce pas dans cette recherche de sources d'énergie qu'il faudrait trouver la motivation profonde des impérialismes grec et romain ? Et, en même temps, l'essoufflement de la civilisation romaine ne serait-il pas dû à

l'épuisement des gisements humains consécutif à la stabilisation du limes ? Sans doute donc, dès l'Antiquité la recherche de l'énergie était-elle un but de guerre important. Elle l'était dans la mesure où les sources d'énergie n'étaient pas disponibles sur place. Au Moyen Age occidental, comme en Chine, l'attachement de la main-d'œuvre à la terre, de même que le développement des énergies animales (bœufs puis chevaux) et renouvelables (moulins à vent et à eau), semblent avoir laissé la question énergétique hors du champ belliqueux. On sait que l'ère industrielle commença avec la machine à vapeur qui, d'une part multiplia la productivité du travail, d'autre part déclencha une course à l'énergie. C'est l'alliance entre la machine à vapeur et le charbon qui fit de l'Angleterre la grande puissance industrielle du XIX^e siècle. Le charbon, encore, permit aux USA, à l'Allemagne et à la France de la concurrencer. Les mines de charbon du Nord et de l'Est de la France, comme celle de la Sarre et de la Ruhr, furent un des enjeux capitaux des conflits franco-allemands. Le charbon ne fut pas étranger à la ruée vers l'Est des nazis pour le contrôle des mines polonaises et russes, tout comme à l'expansion nipponne vers la Mandchourie. La seconde guerre mondiale fut aussi une des premières guerres pour le pétrole, celui de Roumanie comme celui du Caucase pour les Allemands, celui d'Indonésie pour les Japonais. Aux guerres pour le charbon succédèrent donc celles pour le pétrole, parmi lesquelles citons celle du Biafra, celle ayant mis aux prises Arménie et Azerbaïdjan, celle de Tchétchénie, celles du Golfe (1 et 2). Ajoutons que si les guerres ont été les plus meurtriers des moyens de s'assurer la ressource énergétique, les autres moyens « plus doux » consistant à soudoyer des régimes corrompus ont aussi eu des conséquences catastrophiques pour les populations.

En conclusion, lorsque des ressources énergétiques sont à la fois nécessaires, sans substituts faciles et non-disponibles localement en quantités suffisantes, elles créent des situations de dépendance qui se traduisent souvent par des conflits ou des prises de contrôle politique. Ce fut le cas pour la main-d'œuvre servile de l'Antiquité, pour le charbon puis à l'époque actuelle pour le pétrole, peut-être demain pour le gaz et l'hydraulique. Le nombre de victimes de ces conflits atteint sûrement plusieurs millions ! Inversement, notre civilisation démocratique et relativement égalitaire ne se conçoit pas sans une ressource énergétique abondante. Qui accepterait de revenir au servage ou à l'esclavage (ce dernier n'a disparu de nos sociétés qu'il y a moins de 150 ans puisqu'il fut à l'origine de la prospérité du Sud des Etats-Unis, du Brésil et des colonies Caraïbes). Dans l'avenir il est probable que le pétrole demeurera longtemps la ressource énergétique susceptible de provoquer le plus grand nombre de conflits, et donc des centaines de milliers de victimes. Le gaz pourrait aussi donner lieu à chantage économique dans la mesure où nos économies en dépendent de façon croissante, et que sa répartition mondiale est aussi inhomogène que celle du pétrole. L'abondance des sources de charbon semble rendre peu probables de nouvelles guerres du charbon. L'hydraulique crée dès à présent des tensions entre pays riverains du même fleuve, tensions qui risquent de s'aggraver à mesure que la question des ressources en eau deviendra de plus

en plus épineuse. Avec la technique actuelle des réacteurs à eau bouillante ou sous pression, c'est la disposition de l'uranium enrichi qui risque de poser problème. Cette question est intimement liée à celle de la prolifération. Les puissances nucléaires actuelles pourraient ne pas accepter la généralisation des usines de séparation d'isotopes. L'exemple récent de l'Irak montre bien que la disponibilité d'uranium enrichi peut devenir un *casus belli*. En ce qui concerne la ressource en uranium naturel proprement dite, il est très peu probable qu'elle donne lieu à des conflits car elle a peu d'importance dans le prix de l'électricité nucléaire et est relativement abondante, avec une production qui pourrait augmenter rapidement. Dans l'hypothèse de réacteurs surgénérateurs, la question de la rareté de la ressource ne se posera même plus. Là encore, les conflits possibles seraient liés à la question de la prolifération et donc relativement indépendants de la production d'électricité.

11.2. RISQUES SANITAIRES COMPORTEMENTAUX ET ENVIRONNEMENTAUX

Si l'on omet la question du contrôle des sources d'énergie discutée ci-dessus, il faut encore considérer les dégâts humains causés par l'exploitation des mines et des puits, les accidents dus aux explosions et incendies, les émissions polluantes.

Il faut toutefois rappeler que la production¹ d'énergie ne fait pas que causer des morts et des maladies, elle est un facteur capital pour l'état de santé général de la population. Un raisonnement de type coûts-avantages est toujours nécessaire si l'on veut se forger une idée valable de l'intérêt de la production d'énergie. En particulier, un tel raisonnement montre que la valeur d'usage (l'utilité réelle) du kilowatt-heure ou de la tep est très différente dans un contexte d'extrême rareté, comme dans de nombreux pays pauvres et dans un contexte d'abondance, comme dans les pays développés. La même quantité d'énergie peut ainsi servir à actionner la pompe d'un puits fournissant de l'eau, indispensable à la vie, ou à laisser en veille un poste de télévision ou un ordinateur personnel, pratique dont l'intérêt est pour le moins discutable.

Enfin, il est éclairant de replacer les effets éventuellement nocifs de la production d'énergie dans un contexte plus général des risques que nous courons du fait de notre comportement ou de notre environnement. Ceci est possible grâce, par exemple, aux rapports de l'Organisation Mondiale de la Santé dont nous résumons ici quelques conclusions du rapport 2002². Le **tableau I** donne une estimation du

¹ Nous conserverons ici le vocable habituel de production d'énergie alors qu'il serait plus correct, comme le montre R. BALIAN, d'utiliser le terme de transformation d'une forme d'énergie (chimique par exemple) dans une autre (chaleur et électricité par exemple).

² The World Health Report 2002. World Health Organisation : <http://www.who.ch/>

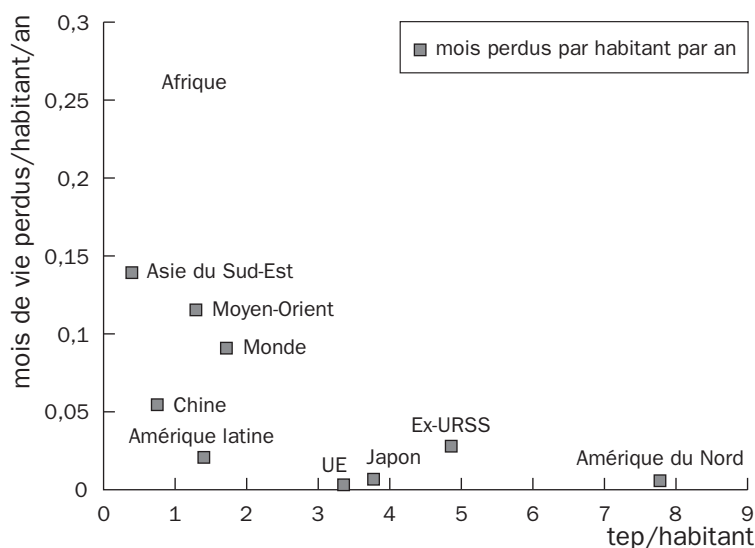
nombre de décès prématurés évitables, liés soit à des comportements, soit à des facteurs environnementaux. On constate tout d'abord que près des trois quarts des morts sont prématurées ! En réalité la mort prématurée d'un enfant n'a évidemment pas le même sens que celle d'un vieillard proche de sa fin naturelle. On voit ainsi que les causes principales de mortalité en Afrique sont la malnutrition infantile, les maladies sexuellement transmissibles, au premier rang desquelles le SIDA, et les risques environnementaux. Au contraire, dans les pays développés, les risques dominants correspondent à une alimentation déséquilibrée et à l'abus de drogues licites, comme le tabac et l'alcool. Ces deux types de causes de mortalité prématurée doivent se traduire de manières très différentes sur l'espérance de vie. C'est bien ce que montre le **tableau II** où le nombre d'années de vie perdues rapporté à chaque habitant est reporté pour les différentes catégories de risques. On voit ainsi que les Africains voient leur espérance de vie réduite d'un tiers, essentiellement du fait de la malnutrition infantile et de l'impact des MST. Au contraire, dans les pays développés, l'espérance de vie n'est réduite que de 5%, essentiellement à cause des mauvaises habitudes alimentaires et de l'usage des drogues licites. On remarque que l'ancienne Union Soviétique est caractérisée par de très importants risques liés à de mauvaises habitudes alimentaires et à l'utilisation de drogues, en particulier l'alcool. Ceci est à corréliser avec l'effondrement de l'espérance de vie depuis la fin du régime communiste. Dans ce contexte, les conséquences de la catastrophe de Tchernobyl ne sont pas visibles. Et pourtant, chaque année, l'anniversaire de la catastrophe donne lieu à des descriptions apocalyptiques dans les médias, alors qu'il est exceptionnel que les conséquences sanitaires beaucoup plus graves et étendues des bouleversements socio-économiques soient simplement mentionnées.

Les risques environnementaux sont particulièrement élevés dans les pays en voie de développement et d'un faible impact dans les pays développés. On ne peut que constater, d'après ces tableaux, que l'intensité du tapage médiatique sur les dangers qui nous menacent est inversement proportionnel à l'importance de ces dangers ! Elle est au contraire proportionnelle à la richesse de ceux qui se sentent menacés...

La production et l'utilisation d'énergie ayant des conséquences environnementales et comportant des risques pour les travailleurs du secteur, nous donnons dans le **tableau III** un résumé des résultats de l'OMS concernant les risques environnementaux et professionnels. Nous donnons également, pour référence, ceux concernant les accidents de la route. On remarque que l'environnement est un risque relatif beaucoup plus faible dans les pays développés que dans les pays pauvres. En Amérique du Nord et en Europe de l'Ouest, il est beaucoup moins important que celui lié à la circulation automobile. Dans les pays pauvres, les risques environnementaux les plus importants sont liés à la mauvaise qualité de l'eau et à l'utilisation de combustibles solides (bois, bouse de vache, charbon) dans des foyers mal conçus, à l'intérieur des maisons aussi bien pour le chauffage que pour la cuisine. Cette dernière utilisation concerne donc directement l'énergie.

Les risques professionnels contribuent peu à la mortalité prématurée globale. Toutefois cette faible contribution est trompeuse car les risques professionnels concernent une faible proportion de la population. Certaines activités, comme l'industrie minière et l'industrie du bâtiment, sont particulièrement meurtrières, nous y reviendrons. Par ailleurs, les risques liés au changement climatique sont estimés à partir de modèles mathématiques et sont surtout déterminés par la prévalence accrue des maladies tropicales. Elle ne tiennent pas compte des décès récemment observés du fait de la canicule.

Les pays riches consommant plus d'énergie que les pays pauvres alors que, selon le **tableau III**, la mortalité associée à la pollution est beaucoup plus faible pour les premiers que pour les seconds, on s'attend à une corrélation négative entre consommation d'énergie et années de vie perdues du fait de la pollution atmosphérique. C'est en effet ce que montre la **figure 11.1**. Bien entendu, cette anticorrélation ne signifie pas qu'il suffirait d'augmenter la consommation d'énergie pour diminuer les effets de la pollution. En réalité, c'est la richesse qui permet à la fois de consommer beaucoup et d'utiliser des techniques propres de production d'énergie. En fait, le deuxième facteur a plus d'influence que le premier sur la pollution.



11.1 - Corrélation entre la perte annuelle d'espérance de vie due à la pollution totale engendrée par la production d'énergie et les transports et la consommation d'énergie par habitant

Tableau I - Estimation du nombre de morts prématurées (mortalité)
dues (année 2000) aux facteurs de risques comportementaux et environnementaux²

Causes de mortalité	Monde	Afrique	Amérique du Nord	Amérique Latine	Moyen- Orient	Europe de l'Ouest	Europe Autre	Asie Sud-Est	Asie OCDE	Autre Asie Pacifique
Population (×10 ³)	6 122 210	655 476	328 176	509 790	493 091	412 512	461 665	1 559 809	154 919	1 546 770
Total mortalité	56 554	10 681	2 748	3 163	4 157	4 076		14 466	1 160	10 476
Total mortalité évitable	40 569	7 556	2 069	2 000	2 844	2 743	6 574	9 978	576	6 218
Malnutrition infantile	6 157	2 898	5	106	735	5	31	2 088	0	290
Malnutrition infantile (%)	15	38	0	5	26	0	0	21	0	5
- Sous-poids	3 748	1 768	0	50	468	0	17	1 256	0	189
- Manque de fer	841	271	5	33	87	5	10	358	0	73
- Manque de vitamine A	778	473	0	9	87	0	0	192	0	16
- Manque de zinc	789	386	0	14	93	0	4	282	0	12
Autres risques alimentaires	18 796	893	1 318	1 124	1 219	1 982	4 741	4 083	367	3 070
Autres risques alimentaires (%)	46	12	64	56	43	72	72	41	64	49
- Hypertension	7 141	410	370	372	468	679	1 755	1 459	161	1 469
- Cholestérol	4 415	75	350	186	297	547	1 185	1 107	78	487
- Surpoids	2 591	89	272	294	189	380	725	254	41	347
- Manque de fruits et légumes	2 726	126	171	153	141	170	628	792	45	501
- Inactivité physique	1 922	93	155	119	124	206	448	471	42	266
Risques sexuels	2 886	2 160	16	77	76	12	25	463	3	54
Risques sexuels (%)	7	29	1	4	3	0	0	5	1	1
- Rapports non-protégés	2 886	2 160	16	77	76	12	25	463	3	54
Drogues	6 916	390	668	513	230	673	1 507	1 401	175	1 359
Drogues (%)	17	5	32	26	8	25	23	14	30	22
- Tabac	4 907	160	646	227	186	676	929	1 110	177	798
- Alcool	1 804	223	5	274	16	-20	551	229	-5	531
- Drogues interdites	204	7	17	12	28	17	27	62	3	30

Risques environnementaux	4536	1102	32	139	493	30	184	1562	18	969
Risques environnementaux (%)	11	15	2	7	17	1	3	16	3	16
- Eau et hygiène	1730	608	1	54	270	1	17	699	0	77
- Pollution de l'air urbain	799	32	28	35	59	23	84	164	18	355
- Pollution intérieure	1619	392	0	26	118	0	21	559	0	503
par combustion										
- Plomb	234	16	3	24	25	6	62	66	0	31
- Changement climatique	154	54	0	0	21	0	0	74	0	3
Risques professionnels	699	43	28	37	45	39	68	164	9	259
Risques professionnels (%)	2	1	1	2	2	1	1	2	2	4
- Blessures	310	34	3	20	37	4	21	104	2	83
- Substances carcinogènes	146	3	12	6	3	19	28	21	5	46
- Particules dans l'air	243	6	13	11	5	16	19	39	2	130
Autres risques	580	70	2	4	46	2	18	217	4	217
- Injections contaminées	501	67	0	3	44	0	11	182	2	193
- Abus sexuels	79	3	2	1	2	2	7	35	2	24
sur les enfants										
Accidents de la route	1194	179	49	92	103	47	78	353	14	278

**Tableau II - Estimation du nombre d'années de vie perdues par habitant (YOLL) pendant l'année 2000
en fonction des catégories de risque (l'importance relative des différents risques est également indiquée)**

Facteurs de risque	Monde	Afrique	Amérique du Nord	Amérique Latine	Moyen-Orient	Europe de l'Ouest	Europe Autre	Asie Sud-Est	Japon	Autre Asie Pacifique
Population ($\times 10^3$)	6 122 210	655 476	328 176	509 790	493 091	412 512	461 665	1 559 809	154 919	1 546 770
Total mortalité évitable	40 569	7556	2069	2000	2844	2743	6574	9978	576	6218
Total années perdues	637 831	208 143	15 023	26 162	57 178	18 251	60 561	183 338	3773	65 410
Années perdues par décès	16	28	7	13	20	7	9	18	7	11
Malnutrition infantile	205 372	97 397	61	3382	24 592	41	998	69 256	9	9639
Malnutrition infantile (%)	32	47	0	13	43	0	2	38	0	15
- Sous-poids	126 885	59 848	4	1697	15 826	2	610	42 550	2	6348
- Manque de fer	25 858	8 695	57	923	2735	39	261	10 784	7	2359
- Manque de vitamine A	26 003	15 836	0	302	2914	0	2	6407	0	543
- Manque de zinc	26 626	13 018	0	460	3117	0	125	9515	0	389
Autres risques alimentaires	152 983	8995	8506	10 053	12 020	11 144	36 661	39 134	2250	24 222
Autres risques alimentaires (%)	24	4	57	38	21	61	61	21	60	37
- Hypertension	55 548	3937	2236	3104	4326	3654	13 275	13 251	920	10 848
- Cholestérol	34 974	1720	2049	1736	2897	2875	8794	10 736	467	3699
- Surpoids	23 143	1089	2095	2767	2077	2357	6319	2772	297	3369
- Manque de fruits et légumes	23 477	1325	1161	1393	1477	1042	4901	7757	290	4133
- Inactivité physique	15 841	924	965	1053	1243	1216	3372	4618	276	2173
Risques sexuels	76 970	60 012	311	1717	1998	189	390	11 288	35	1031
Risques sexuels (%)	12	29	2	7	3	1	1	6	1	2
- Rapports non-protégés	76 970	60 012	311	1717	1998	189	390	11 288	35	1031

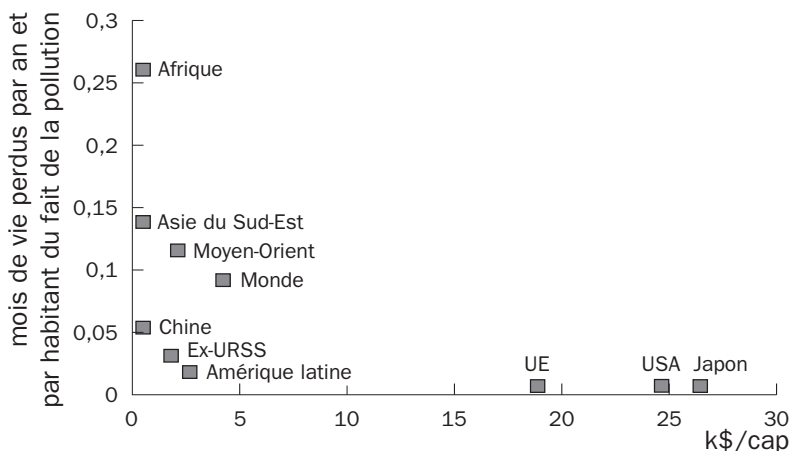
Drogues	83 138	6619	5688	7633	3242	6358	19 010	18 454	1277	14 861
Drogues (%)	13	3	38	29	6	35	31	10	34	23
- Tabac	45 622	2002	4393	2155	2279	4714	10 125	12 264	952	6740
- Alcool	32 697	4443	890	5183	309	1242	8253	4743	249	7386
- Drogues interdites	4819	174	405	295	654	402	632	1447	76	735
Risques environnementaux	98 528	32 313	200	2708	13 603	178	2330	37 446	95	9652
Risques environnementaux (%)	15	16	1	10	24	1	4	20	3	15
- Eau et hygiène	49 232	17 836	6	1529	8510	7	539	18 475	4	2326
- Pollution de l'air urbain	6404	432	152	276	635	117	608	1594	84	2504
- Pollution intérieure par combustion	35 146	12 065	3	571	3404	0	475	14 240	0	4389
- Plomb	2801	222	37	292	369	54	699	784	7	337
- Changement climatique	4945	1758	2	40	685	0	9	2353	0	96
Risques professionnels	9970	887	220	597	943	311	906	2968	82	3057
Risques professionnels (%)	2	0	1	2	2	2	1	2	2	5
- Blessures	7107	794	65	473	852	94	482	2402	36	1911
- Substances carcinogènes	1376	40	89	63	44	146	284	220	36	454
- Particules dans l'air	1487	53	66	61	47	71	140	346	10	692
Autres risques	10 870	1920	37	72	780	30	266	4792	25	2948
- Injections contaminées	9179	1856	0	40	697	0	145	3950	0	2492
- Abus sexuels sur les enfants	1691	64	37	32	83	30	121	842	25	456

Tableau III - Nombre d'années de vie perdues (YOLL), en 2000,
du fait des risques environnementaux, professionnels et de circulation

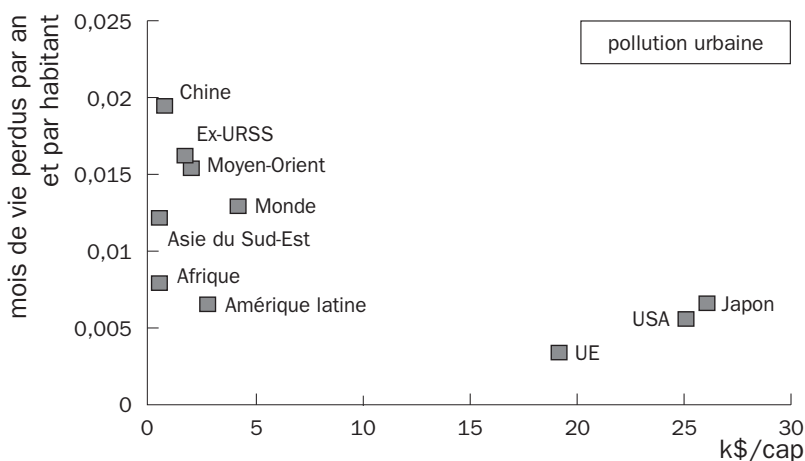
En dessous de ces valeurs nous donnons le pourcentage qu'elles représentent par rapport à la totalité des années perdues, toutes causes confondues.

Facteurs de risque	Monde	Afrique	Amérique du Nord	Amérique Latine	Moyen-Orient	Europe de l'Ouest	Europe Autre	Asie Sud-Est	Asie OCDE	Autre Asie Pacifique
Total années perdues ($\times 10^3$)	637 831	208 143	15 023	26 162	57 178	18 251	60 561	183 338	3773	65 410
Risques environnementaux	98 528	32 313	200	2708	13 603	178	2330	37 446	95	9652
Risques environnementaux (%)	15,45	15,52	1,33	10,35	23,79	0,98	3,85	20,42	2,52	14,76
- Eau et hygiène	49 232	17 836	6	1529	8510	7	539	18 475	4	2326
- Eau et hygiène (%)	7,72	8,57	0,04	5,84	14,88	0,04	0,89	10,08	0,11	3,56
- Pollution de l'air urbain	6404	432	152	276	635	117	608	1594	84	2504
- Pollution de l'air urbain (%)	1,00	0,21	1,01	1,05	1,11	0,64	1,00	0,87	2,23	3,83
- Pollution intérieure	35 146	12 065	3	571	3404	0	475	14 240	0	4389
- Pollution intérieure par combustion										
- Pollution intérieure par combustion (%)	5,51	5,80	0,02	2,18	5,95	0,00	0,78	7,77	0,00	6,71
- Plomb	2801	222	37	292	369	54	699	784	7	337
- Plomb (%)	0,44	0,11	0,25	1,12	0,65	0,30	1,15	0,43	0,19	0,52
- Changement climatique	4945	1758	2	40	685	0	9	2353	0	96
- Changement climatique (%)	0,78	0,84	0,01	0,15	1,20	0,00	0,01	1,28	0,00	0,15
Risques professionnels	9970	887	220	597	943	311	906	2968	82	3057
Risques professionnels (%)	1,56	0,43	1,46	2,28	1,65	1,70	1,50	1,62	2,17	4,67
- Blessures	7107	794	65	473	852	94	482	2402	36	1911
- Blessures (%)	1,11	0,38	0,43	1,81	1,49	0,52	0,80	1,31	0,95	2,92
- Substances carcinogènes	1376	40	89	63	44	146	284	220	36	454
- Substances carcinogènes (%)	0,22	0,02	0,59	0,24	0,08	0,80	0,47	0,12	0,95	0,69
- Particules dans l'air	1487	53	66	61	47	71	140	346	10	692
- Particules dans l'air (%)	0,23	0,03	0,44	0,23	0,08	0,39	0,23	0,19	0,27	1,06
Accidents de la route	37 719	6313	1348	3171	3585	1251	2266	11 179	413	8196
Accidents de la route (estimé) (%)	5,91	3,03	8,97	12,12	6,27	6,85	3,74	6,10	10,94	12,53

La **figure 11.2** montre qu'en effet, le principal déterminant de la nuisance de la consommation d'énergie est la richesse des pays comme on la mesure approximativement par le Produit Intérieur Brut par habitant (PIB/cap). Les régions à faible niveau de vie se regroupent en deux ensembles bien différenciés. La mortalité due à l'environnement est particulièrement importante pour l'Afrique (sub-saharienne), l'Inde et le Moyen-Orient. Ceci est dû à l'importance des pollutions intérieures aux habitations dans ces pays, liée à l'utilisation de combustibles solides dans des foyers primitifs.



11.2 - Corrélation entre la perte annuelle d'espérance de vie due à la pollution engendrée par la production d'énergie et le PIB par tête



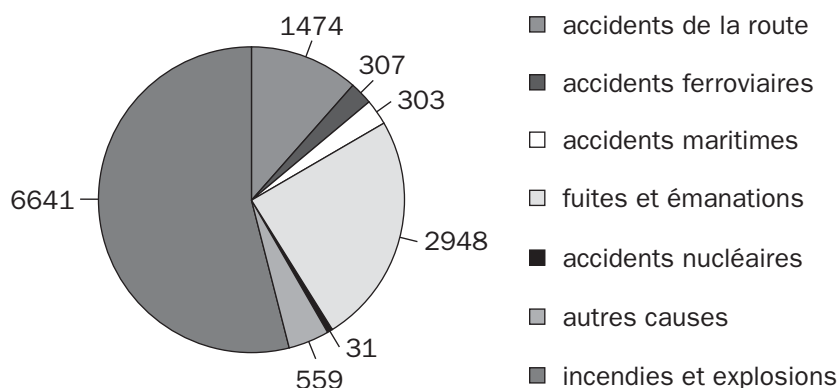
11.3 - Corrélation entre le PIB par tête et la perte annuelle d'espérance de vie due essentiellement à la pollution urbaine engendrée par la production d'énergie et les transports

La **figure 11.3** montre, en effet, que la mortalité due à la pollution urbaine dépend relativement peu du niveau de vie. Toutefois, elle demeure importante pour la Chine, les pays anciennement communistes et le Moyen-Orient. Ceci est probablement dû à la pollution d'origine industrielle avec une utilisation massive de charbon pour la production d'électricité en l'absence de dispositifs antipollution.

11.3. LES RISQUES DE PRODUCTION, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

L'ONU a fait une statistique des accidents industriels majeurs survenus entre 1970 et 1998. Cette statistique est présentée sur la **figure 11.4**. Elle distingue les accidents selon le nombre de blessés et selon le nombre de morts. Il s'agit là des victimes observées sur le court terme et la statistique ne tient donc pas compte des victimes d'affections se déclarant après un long délai, comme le cancer. Elle ne tient pas non plus compte des accidents miniers. On voit sur la **figure 11.4** que les causes principales de catastrophes sont les explosions et les fuites et émanations de gaz toxiques avec, respectivement, 6641 et 2948 décès de 1970 à 1998. Soulignons que seules les catastrophes ayant causé plus de 25 morts à court terme ont été retenues. Il est clair que la production et le transport des combustibles fossiles ne sont que partiellement responsables de ces catastrophes.

11.3.1. LA PRODUCTION ET LE TRANSPORT DU PÉTROLE ET DU GAZ



11.4 - Statistique sur les accidents industriels majeurs de 1970 à 1998

Le **tableau IV** donne une statistique annuelle des victimes de catastrophes liées à la production et au transport du pétrole et du gaz. Pour comparaison, ce tableau donne les chiffres pour quatre catastrophes technologiques majeures, Seveso, Three Mile Island, Bhopal et Tchernobyl. On voit que seule la catastrophe de Bhopal peut

se comparer aux dégâts causés par l'industrie gazière et pétrolière mais, dans ce dernier cas, par la multiplication de catastrophes beaucoup moins importantes et spectaculaires. Là encore on note la distorsion d'optique liée à la surmédiation des catastrophes majeures par rapport aux risques plus modestes mais qui, par leur grande prévalence, finissent par être plus nocifs.

Tableau IV - Statistique annuelle des catastrophes (nombre de morts supérieur à 25, ou d'autres victimes supérieur à 125 ou d'évacués supérieur à 10 000) dues à la production ou au transport de pétrole ou de gaz

A titre de comparaison, on a donné les chiffres correspondant à quatre catastrophes majeures. Le nombre de victimes de maladies se développant longtemps après l'agression, telles que les cancers, n'est pas donné ici. Ils pourraient être importants pour Bhopal et Tchernobyl [sources principales : OCDE et UNEP (United Nations Environmental Program)].

<i>Année</i>	<i>Morts</i>	<i>Autres victimes</i>	<i>Evacués</i>
1978	162	582	20 000
1979	216	219	
1980	285	338	
1982	187	640	40 000
1983	476	321	26 000
1984	685	2519	202 500
1985	136	119	
1986		2	20 000
1987	6	24	
1988	325	66	25 000
1990	336	188	
1992	276	21 565	500
1993	666	195	
1994	387	309	22 000
1995	201	163	10 000
1996	329	223	150 000
Total	4673	27 473	516 000
Moyenne annuelle	260	1526	28 667
Seveso 1976	0	200	730
TMI 1979	0	0	200 000
Bhopal 1984	2800	50 000	200 000
Tchernobyl 1986	31	299	135 000

11.3.2. L'EXTRACTION DU CHARBON

La statistique donnée par le **tableau IV** doit être complétée par celles correspondant à l'industrie minière, discutées au chapitre 9. Nous nous contenterons ici de rappeler celle correspondant aux catastrophes minières selon le « Project Underground », <http://www.moles.org/ProjectUnderground/drillbits/980407/98040708.html>. Le plus lourd tribut est sans conteste payé par les mineurs chinois qui extraient plus d'un milliard de tonnes de charbon chaque année. C'est ainsi que 2000 mineurs furent tués en 1997 et, selon *Le Courrier International* **671** (p. 25), 5600 en 2001, 6300 en 2002 et 2798 dans le premier semestre 2003. L'Ukraine et, d'une façon générale, les pays anciennement communistes sont aussi particulièrement frappés : 339 tués en Ukraine en 1995, la moyenne du nombre de mineurs victimes d'accident atteint dans ce pays 1000 pour 100 millions de tonnes extraites, soit encore plus qu'en Chine.

Comme on peut le voir au chapitre 9, la mortalité des mineurs est beaucoup plus faible dans les pays développés : de 10 (Afrique du Sud) à 1 décès (Australie) pour 100 millions de tonnes extraites. Là encore la richesse permet d'investir dans des mesures de sécurité avec une grande efficacité.

La silicose fait elle aussi de terribles dégâts : la Chine a enregistré, entre 1991 et 1995, 500 000 cas de silicose et 24 000 décès, le Vietnam où les conditions d'exploitation sont particulièrement mauvaises compte 9000 silicosés. Là encore des investissements de sécurité tels que l'abattage systématique des poussières peut pratiquement faire disparaître cette maladie professionnelle.

Un problème environnemental spécifique est posé par les mines de charbon désaffectées. Celles-ci peuvent provoquer des effondrements meurtriers. Aux USA, le fonds d'entretien de mines abandonnées (AML) dépense plus de 125 millions de dollars par an.

11.3.3. LES ACCIDENTS DOMESTIQUES

L'essentiel des accidents domestiques liés à l'utilisation de combustibles fossiles est dû au gaz. Malheureusement et curieusement il est difficile de trouver de bonnes statistiques sur ce sujet. Un exemple de statistique concernant le Royaume-Uni est donné dans le **tableau V**. On voit que le nombre annuel moyen de décès dus à l'utilisation du gaz est de l'ordre de 40, les trois quarts étant provoqués par des intoxications. Ce nombre est évidemment négligeable devant celui des victimes de la route, mais considérable en comparaison de celui causé par l'utilisation de l'énergie nucléaire. Une extrapolation de la statistique britannique aux pays développés conduirait à un nombre annuel de victimes compris entre 500 et 1000, nettement supérieur à celui des catastrophes liées au transport et à la production des combustibles fossiles donné au **tableau IV**.

Tableau V - Statistique des accidents domestiques dus au gaz au Royaume-Uni

Année	Nombre de morts			Autres victimes		
	Explosion	Intoxication par CO	Total	Explosion	Intoxication par CO	Total
1986	12	35	47	58	85	143
1987	12	48	60	72	76	148
1988	6	41	47	42	94	136
1989	15	34	49	67	88	155
1990	11	30	41	48	131	179
1991	8	33	41	63	184	247
1992	3	41	44	39	176	215
1993	9	29	38	52	252	304
1994	4	30	34	35	198	233
1995	6	29	35	51	141	192
1996	9	31	40	35	156	191
1997	8	28	36	43	189	232
1998	11	37	48	30	194	224
1999	10	26	36	61	228	289
2000	8	25	33	36	265	301
2001	5	24	29	46	152	198
Total	137	521	658	778	2609	3387
<i>Moyenne</i>	8,6	32,6	41,1	48,6	163,1	211,7

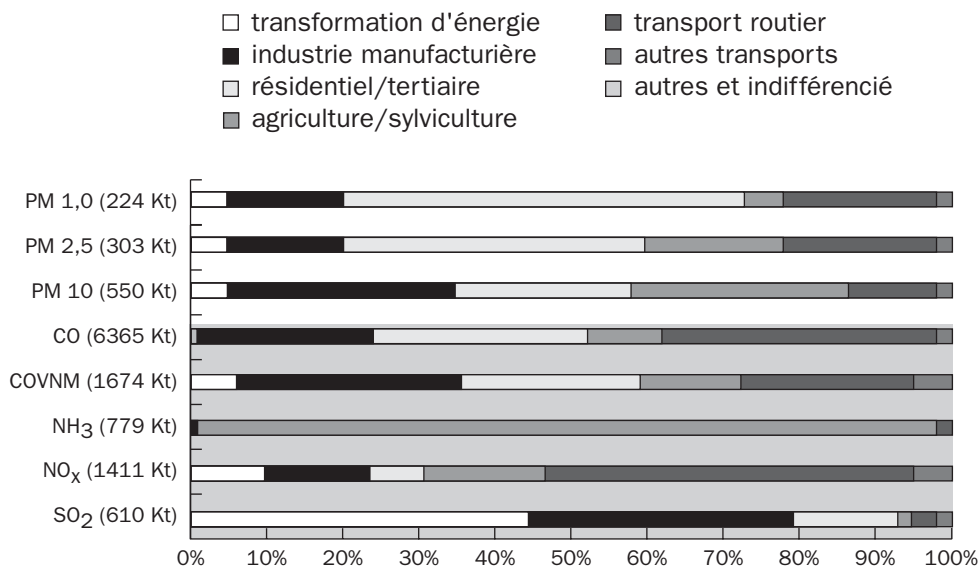
11.4. RISQUES DUS À LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE

La production d'énergie à partir des combustibles fossiles et de la biomasse est généralement associée à l'émission de polluants atmosphériques. Ceux-ci s'ajoutent à ceux associés aux transports. La part relative de la production d'énergie (électricité et chauffage) dans la pollution atmosphérique dépend beaucoup de l'urbanisme (présence d'industries et de centrales électriques), de la plus ou moins grande vétusté des installations et du parc automobile.

La *figure 11.5* montre les parts relatives des différents secteurs dans les émissions des principaux polluants en France. La faiblesse des émissions du secteur de transformation énergétique est due, pour une grande part, au fait que la France utilise très peu de combustibles fossiles pour produire son électricité. Elle n'est donc pas représentative de l'ensemble des pays industrialisés. Les conséquences sanitaires des émissions dépendent fortement de la localisation des sources. Les pollutions d'origine agricole ont sans doute peu de conséquences en ce qui concerne les poussières et l'ammoniac. Les usines polluantes sont souvent excentrées par rap-

port aux grandes agglomérations. Nous verrons d'ailleurs que la contribution du secteur industriel a fortement diminué depuis 1960.

Ce sont essentiellement la circulation automobile et le chauffage des locaux qui contribuent à la pollution dans les villes des pays développés. Dans ce qui suit nous ne chercherons pas à spécifier la part de la pollution due à la production d'énergie mais discuterons généralement des différents types de polluants et de leurs effets sur la santé.



11.5 - Distribution des émissions polluantes principales en France, en 2001
[source : CITEPA]

11.4.1. LES COMPOSANTS DE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE

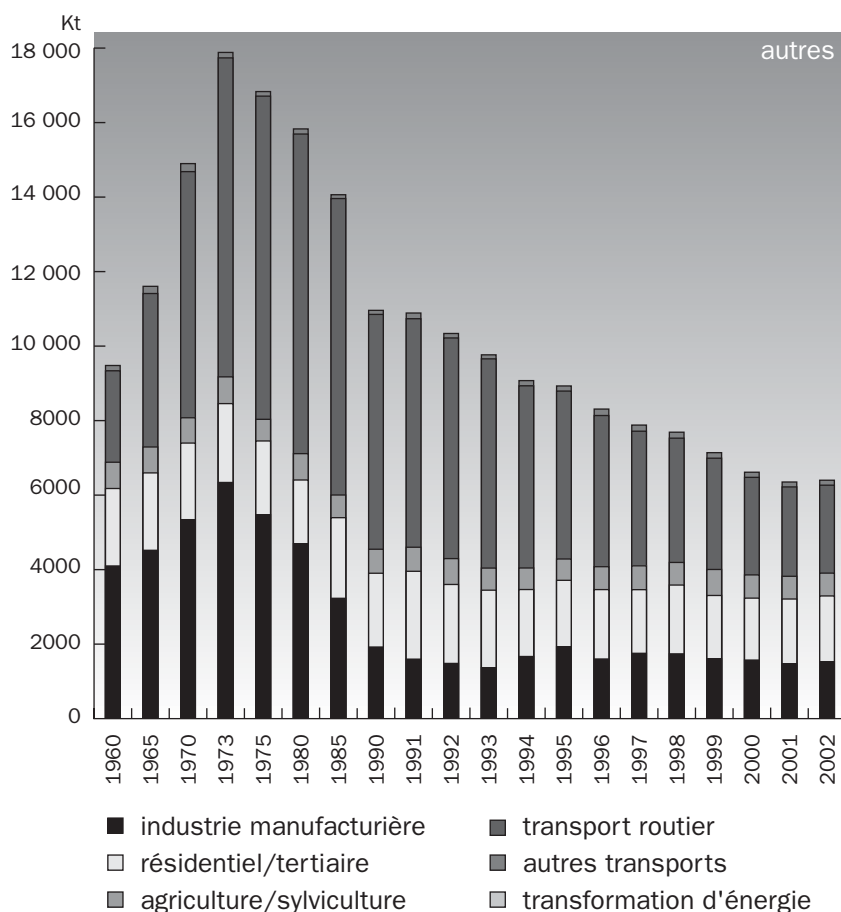
La pollution atmosphérique est due à des composés gazeux d'une part, à des particules en suspension d'autre part. Les composés gazeux polluants primaires principaux sont le monoxyde de carbone (CO), le dioxyde de soufre (SO₂), les oxydes d'azote (NO_x), l'ammoniac (NH₃) et les composés organiques volatiles (COV).

Le dioxyde de soufre, les oxydes d'azote et l'ammoniac donnent naissance à des acides responsables, entre autres, des pluies acides, et à des sulfates et nitrates solides ajoutant leurs effets à ceux des autres particules. Ces effets secondaires peuvent se faire sentir très loin de la source primaire, comme on a pu le voir pour l'acidification des lacs scandinaves due essentiellement aux émissions allemandes.

Par ailleurs, la pollution photochimique (ou pollution photo-oxydante) conduit à la formation d'ozone et d'autres composés oxydants (peroxyde d'hydrogène, aldéhydes, peroxy acétyl nitrates...) à partir de polluants primaires (appelés précurseurs) : oxydes

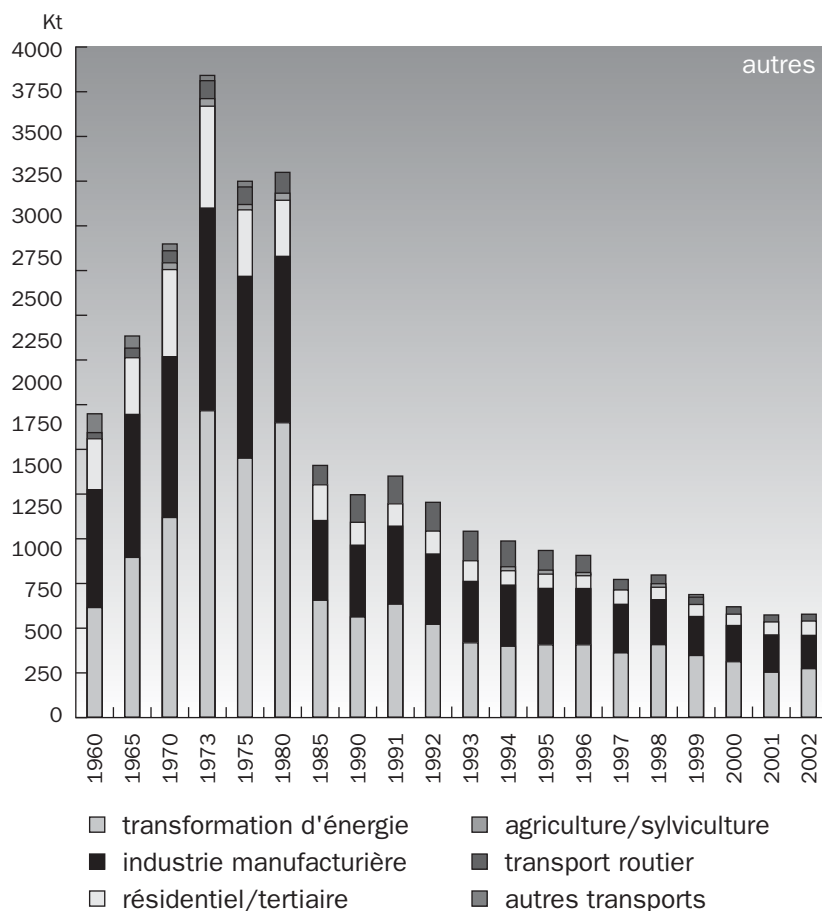
d'azote, composés organiques volatils et énergie apportée par le rayonnement ultra-violet solaire. Ces phénomènes ont lieu dans les couches d'air proches du sol et dans la troposphère. L'ozone formé à ce niveau est qualifié de « mauvais ozone », en raison de ses effets néfastes sur la santé humaine et les végétaux. Paradoxalement, les concentrations d'ozone mesurées loin des sources des précurseurs (une agglomération par exemple) sont plus élevées que celles mesurées près des sources. En effet, sur une ville par exemple, les émissions de NO (liées au trafic notamment) sont élevées. L'ozone est détruit par le NO, qui agit comme un puits d'ozone puisqu'il le consomme. Si le nuage de polluants formé sur la ville se déplace à la campagne, où les émissions de NO sont moindres, les concentrations d'ozone augmentent puisque l'ozone n'est plus consommé.

On caractérise essentiellement les particules en suspension par leur granulométrie qui se mesure en microns.



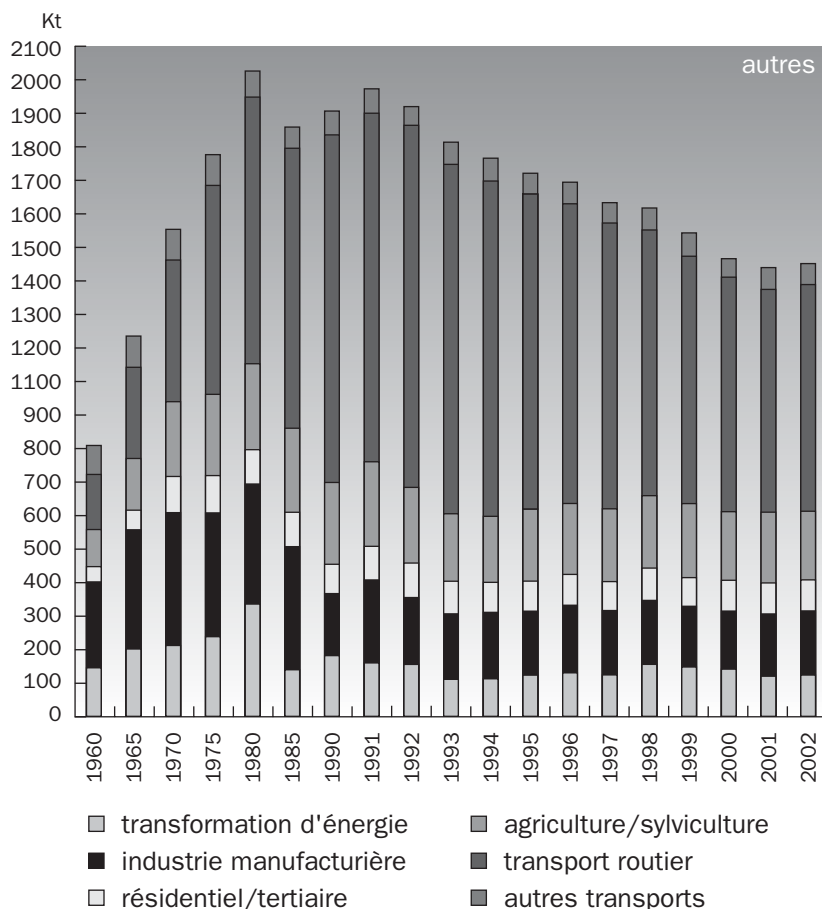
11.6 - Evolution des émissions de monoxyde de carbone en France [source : CITEPA]

Le monoxyde de carbone et les composés organiques volatiles sont dus à une combustion incomplète soit dans les installations fixes, soit dans les moteurs des véhicules. Ils peuvent être réduits par l'amélioration des rendements, le réglage de la combustion et, dans le cas des moteurs à explosion, l'utilisation de pots catalytiques. Le dioxyde de soufre est dû à la combustion de charbon ou de dérivés du pétrole (fuel en particulier) contenant des impuretés soufrées. Là encore le traitement du pétrole et l'utilisation de techniques propres de combustion du charbon permettent de réduire considérablement les émissions. Ces évolutions sont observées sur les **figures 11.6 et 11.7**. La mise en œuvre des pots catalytiques et l'utilisation croissante des moteurs diesel à fort rendement expliquent la décroissance rapide des émissions de CO dans le secteur des transports. La même remarque peut être faite en ce qui concerne les COV. La décroissance des émissions de SO₂ est due essentiellement à la purification du combustible et, dans le cas du secteur énergétique, à la mise en œuvre du programme électronucléaire.



11.7 - Evolution des émissions du dioxyde de soufre en France [source : CITEPA]

La **figure 11.8** montre que le secteur des transports est le principal émetteur de NO_x . Malgré la mise en œuvre des pots catalytiques, la décroissance des émissions est assez lente, ce qui reflète l'inefficacité des pots catalytiques pour les faibles distances, la croissance de la circulation et l'absence de pots catalytiques pour les moteurs diesel pendant la période de mesure. La production d'ozone troposphérique suit celle des NO_x .



11.8 - Evolution des émissions d'oxydes d'azote en France [source : CITEPA]

11.5. EFFETS SANITAIRES DE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE

D'une façon générale, la pollution atmosphérique peut se traduire par des troubles, non seulement du système respiratoire mais aussi du système cardio-vasculaire. Parmi ces troubles, il y a lieu de distinguer les troubles aigus qui se révèlent peu après l'agression et les troubles chroniques comme les cancers par exemple

qui peuvent apparaître bien après l'agression. L'épidémiologie des deux types de troubles fait appel à des techniques différentes, et c'est pourquoi nous les traitons séparément.

11.5.1. LES TROUBLES AIGUS

De nombreux programmes de surveillance épidémiologique ont pour but de déterminer l'influence de la pollution atmosphérique sur la santé publique en étudiant la corrélation entre le niveau des concentrations des différents polluants et les taux de mortalité et d'hospitalisation. Ces mesures de corrélations se font pour des faibles différences de temps entre les mesures de pollution et des taux de mortalité et d'hospitalisation. Parmi ces études signalons le programme européen APHEA (*Air Pollution and Health, a European Approach*) dans le cadre duquel se déroulent les programmes régionaux français comme PSAS-9 (Programme de Surveillance Air et Santé 9 villes) et ERPURS (Evaluation des Risques de la Pollution URbaine sur la Santé) de la région Ile-de-France. Nous rappellerons les résultats obtenus pour le programme ERPURS, résultats bien représentatifs de ceux trouvés pour d'autres villes et dans d'autres pays.

L'ÉTUDE ERPURS³

Dans cette étude, les niveaux de concentration des polluants principaux mesurés par AIRPARIF chaque jour, et même trois fois par jour dans le cas de l'ozone, sont utilisés. Les niveaux moyens des pollutions de fond (mesurées loin des sources d'émission) sont donnés dans le **tableau VI**. On remarque que les concentrations moyennes de tous les indicateurs utilisés sont de l'ordre de quelques dizaines de $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

**Tableau VI - Niveaux de concentration (en $\mu\text{g}/\text{m}^3$)
pour les polluants principaux moyennés sur la période 1987-2000**

Le niveau de base est tel qu'il est supérieur à celui des seuls 18 jours les moins pollués de l'année. Le niveau médian est tel qu'il est dépassé pendant la moitié des jours de l'année.

Polluant	Niveau de base	Niveau médian
NO_2	26	50
O_3	4	29
Fumées noires	8	20
Particules fines	11	30
SO_2	5	15

Les corrélations sont établies entre les taux de mortalité et de morbidité (hospitalisation) et les niveaux de pollution du jour et de la veille. La mortalité a été fournie par l'INSERM et la morbidité par l'Assistance Publique. Les contributions des différents types de polluants ont été extraites par des analyses des corrélations multivariées.

Tableau VII - Augmentation en pourcentage de la mortalité et de la morbidité en fonction de la nature du polluant dominant (ayant la plus forte contribution au trouble considéré) et du type d'affection pour une augmentation de la concentration du polluant de 10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$

On indique aussi l'augmentation de la mortalité toutes causes non-accidentelles confondues. L'abréviation BPCO signifie Broncho-pneumopathies Chroniques Obstructives.

Mesure	Affections	Polluant dominant	Augmentation %/10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
Hospitalisation	asthme moins de 15 ans	NO ₂	3,3
Hospitalisation	maladies respiratoires moins de 15 ans	particules fines	2,7
Mortalité	causes respiratoires	particules fines	2,5
Hospitalisation	affections cardio-vasculaires	NO ₂	1,4
Mortalité	affections cardio-vasculaires	particules fines	1,3
Mortalité	toutes causes non-accidentelles	NO ₂	0,8
Hospitalisation	BPCO	O ₃	0,8

A partir des deux tableaux précédents, on peut estimer la mortalité due à des troubles aigus causés par la pollution atmosphérique à environ 3600 décès prématurés chaque année, dans la région parisienne qui compte environ 10 millions d'habitants (90 000 (nombre de décès par an toutes causes) $\times$ 0,008 $\times$ 5). En général les victimes sont des personnes âgées ou malades fragilisées de sorte que le nombre d'années de vie perdues par décès est faible.

Tous les résultats des études peuvent s'expliquer, jusqu'à présent, par une relation dose-effet linéaire, sans qu'on s'explique les raisons de la validité d'une telle relation. Par ailleurs, il est possible que les facteurs climatiques (température, vent) jouent un rôle important dans les corrélations observées. Ainsi le caractère causal des particules ou des oxydes d'azote dans les affections aiguës n'est pas encore démontré. Il est possible qu'ils jouent essentiellement un rôle de marqueur de la pollution. Il est clair que de nombreuses études épidémiologiques et en laboratoire restent à faire pour que nous comprenions mieux l'origine des corrélations entre niveau de pollution et affections aiguës.

11.5.2. LES TROUBLES CHRONIQUES

Les études des effets à long terme sur la santé de la pollution atmosphérique sont beaucoup plus difficiles à mener que celles décrites ci-dessus. En effet, les séries

temporelles ne peuvent être utilisées dans ce cas. Il est nécessaire de comparer des sites géographiques différents, caractérisés par des niveaux de pollution moyens différents. Il faut aussi prendre soin de déterminer les facteurs de confusion possibles et de faire les corrections correspondantes. Les épidémiologistes de Harvard ont été les premiers à s'attaquer à ce problème par leur étude sur six villes américaines⁴. Plus récemment, ils ont réalisé une étude sur plus de 500 000 sujets que l'on peut considérer comme fondatrice. C'est cette étude que nous résumons ici.

L'étude a débuté à l'automne 1982 et les sujets ont été suivis jusqu'en 1989. Ceux-ci devaient avoir plus de 30 ans. L'âge moyen des sujets au moment de leur prise en compte était de 56 ans. Les données ont porté sur 50 villes et 300 000 sujets pour le suivi de la pollution due aux particules de moins de 2,5 μ et sur 150 villes et 550 000 sujets pour les sulfates. Les sulfates et les particules peuvent être considérés comme des marqueurs de la pollution.

Le niveau de pollution retenu pour chaque site était la concentration moyennée sur l'année 1980 pour les sulfates, et les années 1979 à 1983 pour les particules. Les sulfates représentent une partie notable des particules dont l'importance dépend des sites. La concentration moyenne des sulfates était de 11 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, avec un minimum de 3,6 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ et un maximum de 23,5 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, les chiffres correspondant pour les particules étant de 18,2 $\mu\text{g}/\text{m}^3$, 9 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ et 33,5 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

Chaque sujet étant suivi individuellement, il a été possible de tenir compte de ses habitudes de vie, en particulier en ce qui concerne la consommation de tabac, pour corriger les données. Le **tableau VIII** résume les principaux résultats obtenus par l'étude. Pour les sulfates, toutes corrections faites, le risque relatif de mortalité est 15% plus grand dans la zone la plus polluée que dans celle la moins polluée. Le risque relatif associé au cancer du poumon est particulièrement élevé (36%). Dans le cas des particules, le risque relatif est 17% plus grand dans la zone la plus polluée que dans celle la moins polluée. Par contraste avec le cas des sulfates, il ne semble pas que le risque relatif associé au cancer du poumon soit significatif. L'excès de mortalité serait essentiellement dû aux troubles cardio-pulmonaires. Les auteurs suggèrent que les sulfates seraient les principaux responsables de l'augmentation des cancers du poumon. Si tel était le cas, la décroissance des émissions de SO_2 devrait avoir des conséquences bénéfiques importantes.

Il faut remarquer que l'étude fait implicitement l'hypothèse que la pollution mesurée en 1980 était représentative de celle qui existait dans les décennies précédentes puisque les cancers ne se développent qu'après un temps de latence important. En dehors des cas de cancers, l'étude inclut bien évidemment les mortalités liées à des pathologies aiguës.

⁴ DOCKERY D.W. et al., *An association between air pollution and mortality in six US cities*, *New Engl. J. Med.* **329**, 1753, 1993.

Tableau VIII - Risques relatifs mesurés comme le rapport des mortalités de la zone la plus polluée à celles de la zone la moins polluée (les valeurs moyennes et les intervalles de confiance à 95% sont donnés)

Affections	Sulfates	Particules
Toutes causes - moyenne	1,15	1,17
Toutes causes - intervalle de confiance (95%)	1,09-1,22	1,09-1,26
Cancer du poumon - moyenne	1,36	1,03
Cancer du poumon - intervalle de confiance (95%)	1,11-1,66	0,80-1,33
Troubles cardio-pulmonaires - moyenne	1,26	1,31
Troubles cardio-pulmonaires - intervalle de confiance (95%)	1,16-1,37	1,17-1,46

Les auteurs ont aussi fait une estimation plus simple et plus classique de l'influence du taux de pollution sur la mortalité. Utilisant les données démographiques correspondant aux zones urbaines retenues dans leur étude, ils ont déterminé la corrélation entre le taux de mortalité et les concentrations en sulfates et particules, et ce après correction des différences dues à l'âge, au sexe et à la race. Ils obtiennent ainsi des coefficients de régression de 10,5 et 8 décès/an/100 000 habitants/ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ pour les sulfates et les particules respectivement. A partir de cette approche, on trouve que le risque relatif entre la zone la plus polluée et la zone la moins polluée est de 1,25 et 1,24 pour les sulfates et les particules respectivement. Il semblerait donc que la prise en compte de facteurs comme l'usage du tabac tende à diminuer la corrélation mesurée entre pollution et mortalité.

Retenant la valeur de 1,15 pour le risque relatif, on aurait donc environ 7 décès/an/100 000 habitants/ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ pour les particules. Retenant une valeur de 20 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ pour les concentrations de particules de moins de 2,5 μ de diamètre et une population de 10 millions d'habitants (cas de Paris discuté plus haut), on arrive à un nombre de décès annuels dus à la pollution de 14 000. Le nombre annuel de décès dans l'agglomération parisienne est de l'ordre de 90 000. Selon l'étude de POPE *et al.*, la pollution représenterait donc une cause majeure de décès prématuré.

D'après l'étude ExternE présentée au chapitre 28, on obtient un nombre d'années de vie perdues de 7×10^{-4} par personne, par an et par $\mu\text{g}/\text{m}^3$ de particules de moins de 2,5 μ . Dans le cas de la région parisienne, on obtient alors 140 000 années de vie perdues chaque année. En rapprochant ce chiffre de celui du paragraphe précédent, on trouve que 10 années de vie seraient perdues par décès. Les estimations sont donc cohérentes.

L'importance des effets sanitaires trouvés ci-dessus exige qu'ils soient confirmés par de nouvelles études épidémiologiques et en laboratoire. Nos remarques concernant les affections aiguës sont encore plus justifiées dans le cas des affections chroniques. Là encore, particules et sulfates ne pourraient bien jouer qu'un rôle de marqueur de la pollution plutôt qu'un rôle causal dans les affections cardio-pulmo-

naires. De même, s'il est vrai qu'aucun argument décisif ne vient contredire l'hypothèse d'une relation linéaire entre dose et effets, il reste à préciser le domaine de validité de cette dernière.

QUATRIÈME PARTIE

LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

12 - L'ÉNERGIE HYDRAULIQUE

Pierre BACHER & Bernard TARDIEU

Energie renouvelable, l'énergie hydraulique ne rejette pas de gaz à effet de serre. Elle représente aujourd'hui 6 à 7% de l'énergie consommée mondialement, mais 20% de la production d'électricité. Les équipements de grande hydraulique comprennent les aménagements avec retenue et les aménagements « au fil de l'eau ». Les aménagements avec retenue et pompage sont un des moyens les plus efficaces de stockage d'énergie électrique. Il y a, dans le monde, des zones où la grande hydraulique pourrait être développée, surtout en Asie, en Amérique du Sud, en Afrique. Mais les conditions de réalisation de tels aménagements sont difficiles à réunir. Le potentiel hydroélectrique en Europe est déjà largement exploité. Cependant, il y a tout de même des perspectives de développement de petite hydraulique en Europe, celle-ci étant favorisée par la directive européenne qui prévoit qu'en 2010 22% de l'électricité consommée dans l'Union devra être produite au moyen d'énergies renouvelables.

<i>12.1 Introduction</i>	<i>279</i>
<i>12.2 Les différents types d'ouvrages hydrauliques</i>	<i>280</i>
<i>12.3 La grande hydraulique</i>	<i>283</i>
<i>12.4 La petite hydraulique</i>	<i>288</i>
<i>12.5 Conclusion</i>	<i>293</i>

12.1. INTRODUCTION

Jusqu'à la Révolution Industrielle, le bois et la force animale fournissaient l'essentiel de l'énergie utilisée par l'homme. Mais, utilisée depuis longtemps pour entraîner des machines, l'énergie hydraulique fournissait la plus grande partie de l'énergie mécanique. Aujourd'hui l'énergie hydraulique représente 6 à 7% de l'énergie consommée mondialement, mais près de 20% de l'électricité.

L'énergie hydraulique est une énergie peu concentrée : pour produire 1 kWh électrique dans une usine ayant un rendement de 85%, il faut faire chuter 10 tonnes d'eau d'une hauteur de 40 m. Il en résulte que, pour produire des quantités importantes d'électricité, il faut soit disposer de gros débits (se comptant en milliers de

mètres cubes par seconde), soit disposer d'une grande hauteur de chute (se comptant en centaines de mètres), soit les deux. Il faut en outre que l'eau soit disponible en quantités suffisantes, ce qui dépend du bassin versant et de la pluviométrie.

Lorsque ces conditions sont réunies, on parle de grande hydraulique : en France, le Rhin et le Rhône sont équipés « au fil de l'eau » (la majeure partie du débit est turbinée dans des chutes d'environ 10 m de hauteur, sans retenue), alors que sur les rivières moins importantes des Alpes, des Pyrénées et du Massif central on a construit des barrages qui retiennent l'eau et permettent de produire de l'électricité quand on en a le plus besoin.

Dans de nombreux cas, cependant, ces conditions ne sont pas réunies, et on ne dispose que de petites quantités d'eau, parfois mais pas toujours associées à de grandes hauteurs de chute. On parle alors de « petite hydraulique » ; la puissance de ces unités va de quelques kilowatts à quelques mégawatts. On en recense plus de 1500 en France qui, à elles toutes, représentent environ 10% de l'énergie hydraulique.

Il faut noter aussi que de nombreux ouvrages hydrauliques ne servent pas qu'à la production d'électricité : beaucoup constituent des réserves d'eau exploitées pour l'irrigation (par exemple Serre-Ponçon en France), d'autres ont pour objet principal la maîtrise des crues. De très nombreux barrages ne sont pas équipés de turbine. Nous n'évoquerons pas ces derniers ici.

Les caractéristiques, les avantages et les inconvénients, l'économie même, de la « grande » et de la « petite » hydraulique, ont assez peu de choses en commun. C'est pourquoi nous les traiterons séparément dans ce chapitre.

12.2. LES DIFFÉRENTS TYPES D'OUVRAGES HYDRAULIQUES

12.2.1. LES BASSINS VERSANTS ET LE STOCKAGE NATUREL DE L'EAU

L'énergie hydraulique est une énergie d'origine solaire. L'eau évaporée par la chaleur solaire, pour la plus grande partie sur les grandes étendues d'eau (océans, mers, grands lacs) mais également sur les terres, par évapotranspiration, se condense sous forme de précipitations, et ceci de préférence sur les montagnes. Grâce à ce mécanisme, l'eau gagne une énergie potentielle directement proportionnelle à l'altitude de son point de chute.

Une partie de cette eau s'infiltre dans le sol, alimente des nappes phréatiques et réapparaît plus ou moins bas. Une autre partie est stockée sous forme de neige ou de glace, et est susceptible d'être déstockée au moment de la fonte des neiges. Le reste s'écoule vers les rivières.

Le bassin versant d'une rivière désigne l'ensemble des zones dont l'eau de pluie s'écoule vers la rivière. Plus il est grand et plus il reçoit de précipitation, stockée ou pas sous forme de glace, plus le « potentiel hydraulique » de la rivière sera important.

12.2.2. LES DIFFÉRENTS TYPES D'AMÉNAGEMENTS HYDRAULIQUES

Chaque site possède ses propres caractéristiques, hydrologiques, topographiques, géologiques, et sera aménagé en fonction de ses caractéristiques et des objectifs poursuivis : fourniture quasi permanente d'électricité, fourniture en période de pointe uniquement, stockage temporaire... Bien que chaque aménagement hydraulique soit très spécifique du site choisi, les différents aménagements peuvent être classés en quelques grandes familles.

LES AMÉNAGEMENTS AVEC RETENUE

De nombreuses rivières ont un débit très variable au cours de l'année, notamment du fait de la variation saisonnière des précipitations et du stockage naturel de la neige en hiver, et ceci d'autant plus que leur bassin versant est limité. C'est le cas de la plupart des rivières en altitude, mais également de certaines autres, comme la Durance en France. Lorsque l'on veut exploiter leur potentiel hydraulique, on est amené à construire des barrages qui vont eux-mêmes stocker l'eau lorsqu'elle arrive en abondance, et permettre de la restituer et de la turbiner lorsqu'on en a besoin. Ces barrages ont des hauteurs variables, entre quelques dizaines de mètres et largement plus de 100 m en fonction de la topographie des lieux et des quantités d'eau à stocker. Ces quantités sont elles-mêmes très variables, de quelques centaines de millions (Tignes) à quelques milliards de mètres cubes (Serre-Ponçon), voire beaucoup plus (barrage Nasser sur le Nil en Egypte ou Kariba sur le Zambèze).

LES AMÉNAGEMENTS « AU FIL DE L'EAU »

Lorsque le débit d'une rivière ne varie pas trop au cours de l'année, on choisit généralement de l'équiper « au fil de l'eau », sans créer de retenue. C'est le cas de la plupart des fleuves une fois qu'ils sont arrivés en plaine, avec un débit important mais une faible pente. En France, c'est le cas du Rhône, en aval du Lac Léman, et du Rhin. L'eau que l'on veut turbiner est en général dérivée dans un canal latéral, sur une distance suffisante pour obtenir une hauteur de chute suffisante (de l'ordre de 10 m) Sur le Rhin, par exemple, chaque usine, en turbinant environ 1000 m³/s sur une hauteur de 10 à 15 m, a une capacité de 80 à 120 MW ; la pente générale du fleuve permet d'installer une usine de ce type tous les 30 km environ.

LES STATIONS DE TRANSFERT D'ÉNERGIE PAR POMPAGE (STEP)

L'électricité ne peut pas être stockée, aussi cherche-t-on les moyens de stocker de l'énergie sous diverses formes. Une des plus efficaces est de la stocker sous forme

d'énergie potentielle de l'eau. En heures creuses, alors que l'on dispose d'une production d'électricité excédentaire, on pompe de l'eau entre un bassin bas et un bassin haut ; en période de pointe, cette eau est turbinée pour fournir de l'électricité. Les hauteurs de chute sont en général très élevées (800 à 1000 m), les capacités des réservoirs (généralement artificiels) étant adaptées aux objectifs poursuivis. En France, la STEP de Revin est capable de fournir une puissance de pointe de 1000 MW environ, et celle de Grand'Maison 1800 MW.

LES DIFFÉRENTS TYPES DE TURBINES

La turbine va permettre de transformer l'eau qui s'échappe de la conduite en énergie de rotation. La forme et les caractéristiques des turbines dépendent des catégories d'installations hydroélectriques dans lesquelles elles sont employées :

- ▶ la turbine Pelton, généralement réservée aux usines de haute chute (de 300 à 1800 m), a été mise au point par PELTON au XIX^e siècle. Cette turbine est constituée d'une roue, sur la périphérie de laquelle sont fixées des séries de cuillères doubles métalliques, appelées augets. L'eau sort de la conduite forcée à grande vitesse et vient percuter avec force les augets de la roue par l'intermédiaire des injecteurs. La puissance maximale unitaire atteinte est de 400 MW ;
- ▶ la turbine Francis est utilisée pour les moyennes chutes (entre 30 et 750 m). Elle ressemble à un cylindre évasé, divisé sur sa longueur par une série de cloisons longitudinales incurvées. Le pourtour élargi de la turbine est cerclé par une couronne percée d'une vingtaine d'ouvertures, par lesquelles pénètre l'eau sous pression venant de la conduite forcée. Cette eau glisse sur les pales de la turbine et se dirige vers son cœur, d'où elle est évacuée. Lorsque l'eau s'écoule par les canaux de la turbine, elle abandonne sa pression aux pales de la turbine. C'est cette différence de pression qui est à l'origine de la rotation de la turbine. La puissance maximale atteinte est de 800 MW par unité ;
- ▶ la turbine Kaplan sert dans les usines de basse chute (10 à 80 m). L'eau est canalisée par des puits ou des conduites en acier ou en béton de 5 à 10 m de diamètre vers une chambre dont le tracé en colimaçon permet à l'eau d'arriver sur la turbine avec la meilleure efficacité. Les turbines Kaplan ont une forme d'hélice de navire. Leurs pales sont généralement orientables et permettent, par simple variation de leur inclinaison, d'ajuster la vitesse de rotation des turbines aux conditions de niveau. La puissance maximale atteinte est de 200 MW. Une variante des turbines Kaplan est celle des « groupes bulbes », pour les très basses chutes (5 à 20 m), dont la technique a été développée en France pour l'usine marémotrice de la Rance. L'alternateur est accolé à la turbine. Grâce à un système de protection étanche, ces groupes peuvent être complètement immergés dans l'eau. La puissance maximale atteinte est de 60 MW.
- ▶ Pour les STEP, on emploie soit des groupes ternaïres (dont la ligne d'arbre comporte la turbine, l'alternateur et la pompe), soit des groupes avec pompes-turbines réversibles capables d'assurer turbinage et pompage (de type Francis).

12.3. LA GRANDE HYDRAULIQUE

12.3.1. SITUATION EN 2000

La puissance installée et l'énergie produite par les installations hydrauliques dans le monde sont présentées dans le **tableau I**. Ces chiffres incluent également la « petite hydraulique », mais la part de celle-ci ne dépasse pas quelques %. Figurent également dans le tableau les puissances des installations en cours de construction.

Tableau I - Puissance installée et électricité produite dans le monde

Région	Puissance installée [GW]	Electricité produite [TWh]	Puissance en cours de construction [GW]
Amérique du Nord et centrale	157	700	1,2
Amérique du Sud	108	512	14,8
Europe (Ouest et Est)	171	567	2,2
Afrique	20	75	2,3
Asie	225	750	84
Océanie	11	42	-

La production hydraulique représente plus de 50% de l'électricité générée dans 61 pays, plus de 80% dans 31 pays et près de 100% dans 13 pays.

En Europe, l'hydraulique fournit environ 13% de l'électricité, et en France près de 15%.

Les grands pays qui ont une stratégie hydroélectrique forte sont notamment la Chine, l'Inde, le Brésil, l'Iran et la Turquie.

12.3.2. AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS

Comme la plupart des activités humaines et industrielles, l'exploitation de l'énergie hydraulique présente des avantages et des inconvénients, tant pour l'environnement que pour la santé et pour les aspects sociaux.

POUR L'ENVIRONNEMENT

Les grands aménagements hydrauliques modifient par définition les écosystèmes. Beaucoup de rivières françaises ont été aménagées, souvent dès le Moyen Age, par des digues et des moulins, ou par des ouvrages d'art destinés à favoriser la navigation. Peut-on parler d'atteinte à l'environnement ? Probablement pas quand les précautions nécessaires sont prises, par exemple en sauvegardant les zones de

frayage¹, en permettant aux poissons de remonter la rivière jusqu'à elles, et en laissant une quantité suffisante d'eau emprunter le cours normal de la rivière. Il est également essentiel que l'eau qui est turbinée poursuive sa route vers son exutoire normal : les modifications de l'environnement proviennent plutôt de prélèvements importants effectués pour d'autres usages que la production d'électricité, notamment l'irrigation ; l'exemple le plus connu est celui des fleuves qui débouchent dans la mer d'Aral et y arrivent pratiquement exsangues, ce qui a eu pour effet de provoquer un assèchement de cette mer intérieure. Ceci est d'autant plus absurde que le mauvais drainage des terres agricoles a conduit à gâcher l'eau d'irrigation sans bénéfice agricole.

Un des principaux avantages de l'énergie hydraulique, énergie renouvelable, est que, dans la plupart des cas, elle ne rejette pas de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Si les 20 % d'électricité d'origine hydraulique étaient produits dans des centrales à charbon, les rejets de CO₂ dans l'atmosphère seraient majorés de 500 à 600 mégatonnes de carbone contenu (600 MtC), alors qu'ils sont déjà beaucoup trop élevés². Dans certains cas, cet avantage risque d'être compensé, au moins de façon transitoire, par des rejets de méthane, gaz à effet de serre plus « efficace » que le CO₂, mais à durée de vie plus courte. Lorsque la retenue de l'aménagement hydraulique couvre une importante zone à forte végétation³, la décomposition des matières végétales produit du méthane rejeté dans l'atmosphère et consomme l'oxygène contenu dans l'eau qui peut devenir impropre à la vie aquatique. Ce genre de situation est susceptible de se rencontrer dans les zones tropicales avec des retenues de faible profondeur, et nécessite des mesures particulières de protection de l'environnement⁴. Ces problèmes ont en général un caractère transitoire.

POUR LA SANTÉ

L'énergie hydraulique a été dans de nombreux pays, et notamment en Europe, le premier moyen de produire des quantités importantes d'électricité. En France, dès 1960, l'électricité hydraulique, avec 40 TWh, représentait près de 60 % de la production. C'est dire que l'énergie hydraulique a très fortement contribué au redressement économique du pays et, par là même, à l'amélioration de la santé.

1 Un large débat est ouvert aux Etats-Unis à propos de la Columbia River et de son affluent la Yellowstone River, très largement aménagés, car les frayères auraient presque entièrement disparu. Au point que certains mouvements écologistes demandent le démantèlement de certains barrages.

2 Certains auteurs se réfèrent à la masse de CO₂ émis, d'autres, et ce sont les plus nombreux, à la masse de carbone contenu dans le CO₂ émis. C'est cette unité que nous utilisons ici : la masse de carbone contenu dans le CO₂ est 12/44 de la masse totale de CO₂.

3 Une déforestation, souvent difficile, ne suffit pas. Les troncs d'arbre noyés sous une épaisseur d'eau notable sont inertes. En revanche, les rejets verts et les sols à forte composante végétale évoluent rapidement, comme on le constate dans les marais et les zones humides, fortes émettrices de CH₄ (les feux follets).

4 Ceci a été le cas pour l'aménagement de Petit-Saut, en Guyane française, où il a fallu aérer l'eau en aval du barrage pour y restaurer une vie aquatique normale.

Dans les pays à climat tempéré, on ne connaît pas d'effet de l'énergie hydraulique qui soit nocif pour la santé. Dans les pays tropicaux, certains aménagements hydrauliques mal conçus conduisent à la diffusion de maladies hydriques, et notamment du paludisme et de la bilharziose (ou schistosomiase). Les problèmes rencontrés sont cependant au moins autant imputables aux réseaux d'irrigation qu'aux retenues des barrages et les traitements préventifs et curatifs existent même s'ils ne sont pas souvent mis à la disposition des populations concernées.

SOCIAUX

Un des principaux griefs faits à l'énergie hydraulique est qu'elle nécessite souvent des déplacements de population. De tout temps, en effet, les rivières et les fleuves ont été des lieux privilégiés d'habitat.

Dans les zones de montagne, il s'agit le plus souvent de hameaux ou de terres à usages agropastoraux. Bien que traumatisant pour les quelques familles affectées, le changement peut être accompagné et il est possible de proposer à ces familles un cadre de vie peu différent de celui qu'elles connaissaient avant, confort en plus, ou de les accompagner dans un changement qu'elles peuvent souhaiter ou accepter.

En plaine, les conséquences peuvent être beaucoup plus importantes, et l'impact social plus difficile à maîtriser. La mise en eau du barrage des Trois-Gorges, en Chine, s'accompagne du déplacement de près de 2 millions de personnes. Il s'agit là d'un bouleversement. Mais d'un autre côté, ce barrage permet de maîtriser les crues dévastatrices du Fleuve Jaune, qui bon an mal an, font des milliers de victimes, sans parler des dégâts matériels. Les autorités chinoises ont jugé que le bilan était globalement positif, mais une des difficultés évidentes est que ceux qui subissent les inconvénients de ce projet ne sont pas les mêmes que ceux qui en bénéficient, comme cela arrive souvent pour les grands projets d'infrastructures (aéroports, TGV...).

12.3.3. GRANDE HYDRAULIQUE ET RISQUES INDUSTRIELS

La plupart des activités industrielles comportent des risques. Ceux-ci sont liés, dans le cas de la grande hydraulique, soit à l'énorme énergie potentielle accumulée derrière les barrages de haute chute, soit aux risques de déversement de l'eau contenue dans les canaux qui amènent l'eau aux usines au fil de l'eau et qui surplombent la plaine.

Les points les plus sensibles des grands barrages sont :

- ▶ l'appui du barrage sur la fondation naturelle,
- ▶ le risque de glissement de terrain dans le lac de retenue, notamment en cas de séisme,
- ▶ le risque de dégradation progressive du barrage, elle-même provoquée par des infiltrations d'eau, ou par le vieillissement des matériaux constitutifs,

- dans le cas des barrages en terre, ou de berges des canaux d'amenée, le risque d'érosion interne et d'apparition de renards, capables de dégénérer rapidement en rupture de l'ouvrage.

Les conséquences d'une rupture de barrage (ou de canal) pourraient être dramatiques pour les installations et les populations qui se trouvent en aval. Aussi des précautions très importantes sont-elles prises pour assurer la surveillance des points sensibles (surveillance géologique des terrains, visites périodiques des ouvrages par des experts, détection d'infiltrations d'eau) et des plans d'urgence préparés pour assurer, dans les meilleures conditions, l'évacuation des populations concernées en cas d'alerte.

Malgré tout, même s'ils sont rares, des accidents arrivent : en Europe, le barrage de Malpasset dont la rupture en 1959 a entraîné l'inondation de la région de Fréjus, et le barrage de Vajont en Italie du Nord. Les effets de pluies intenses et de crues supérieures à ce qui était prévu ont causé la grande majorité des accidents de barrages en terre. A Malpasset, c'est la rupture de la fondation en rive gauche qui a été la cause de la rupture brutale du barrage. A Vajont, un glissement majeur de terrain en rive gauche a créé une vague deux fois plus haute que le barrage. Dans le monde, sur les milliers de barrages existants (dont la majorité est à finalité agricole ou d'écrêtage des crues), il y a en moyenne un accident par an ; pour les grands ouvrages destinés à la production d'électricité, peut-être parce qu'ils font l'objet d'une surveillance très stricte, la probabilité d'accident est extrêmement faible.

12.3.4. GRANDE HYDRAULIQUE ET RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

LE TRANSPORT DE L'ÉLECTRICITÉ

Les grands ouvrages hydrauliques sont réalisés là où c'est possible, et ne sont pas nécessairement à proximité des lieux de consommation. De nombreux cas de figure se présentent, mais nous n'en retiendrons que trois particulièrement représentatifs :

► Insertion dans un réseau important très haute tension (THT)

En Europe occidentale, et notamment en France, les distances entre les zones de montagne et les lieux de consommation sont certes importantes, mais le réseau THT a progressivement été renforcé et la production hydraulique est écoulée directement dans ce réseau. Cette situation se retrouve, à quelques notables exceptions près, dans la plupart des pays industriels. L'acceptation sociale des lignes THT et leur sensibilité aux vents extrêmes peut conduire les pays riches à développer les lignes enterrées dont le coût est sensiblement plus élevé.

► Transport de l'électricité à grande distance en courant continu

Dans quelques cas, les capacités de production sont à la fois très importantes et très éloignées des lieux de consommation. C'est le cas notamment au Québec et au Brésil. Dans ces deux cas, le transport à grande distance doit se faire en

courant continu afin de diminuer les pertes en lignes. Le courant continu est transformé en courant alternatif, pas nécessairement avec la fréquence de départ (50 Hz ou 60 Hz selon les pays), ce qui ne simplifie pas la distribution éventuelle dans les régions traversées.

► *Localisation d'industries grosses consommatrices à proximité*

Aux débuts de l'utilisation de l'énergie hydraulique, on a implanté les industries consommatrices dans les vallées de montagne, à proximité des ouvrages. En France par exemple, l'électrométallurgie s'est implantée dans les vallées de la Maurienne et de la Romanche. Aux Etats-Unis, pendant la seconde guerre mondiale, les usines d'enrichissement de l'uranium, très grosses consommatrices, ont été implantées dans la Tennessee Valley.

La problématique de l'utilisation de l'électricité produite par la grande hydraulique est au cœur du développement de cette forme d'énergie dans les pays en développement. Le potentiel hydraulique de certains de ces pays, en Asie, en Amérique du Sud et en Afrique, est considérable mais les réseaux de transport sont quasi inexistantes. Tout projet de développement doit donc prendre en compte à la fois les ouvrages hydrauliques eux-mêmes, les consommateurs visés et le transport.

Le soutien au réseau

Les turbines hydrauliques offrent la possibilité d'une mise en route et d'un arrêt très rapide. Ceci leur confère un intérêt tout particulier pour le réglage fin du réseau THT qui doit souvent faire face à des à-coups de la consommation.

Les STEP permettent de compenser les variations de consommation entre heures de pointes, où elles fonctionnent en turbines, et heures creuses, où elles fonctionnent en pompe pour remonter l'eau précédemment turbinée.

Enfin les barrages servent à stocker l'énergie, sous forme d'énergie potentielle de l'eau, d'une saison sur l'autre, et donc de faire face à des périodes de forte consommation (dans le cas de l'Europe occidentale, l'eau de la fonte des neiges est souvent stockée pour être utilisée en hiver).

12.3.5. ECONOMIE

L'énergie hydraulique est caractérisée par des investissements élevés, mais des coûts de fonctionnement très faibles, car le « combustible » est gratuit et l'entretien réduit.

Les dépenses d'investissements dépendent très fortement des caractéristiques de l'aménagement, et des dépenses annexes liées aux problèmes sociaux et environnementaux. Il est de ce fait pratiquement impossible de donner des chiffres normatifs.

A titre d'exemple, on peut considérer qu'un coût d'investissement de \$1000 par kilowatt installé correspond à un site favorable. Le coût d'investissement d'une cen-

trale complète utilisant une turbine à gaz à cycle combiné est d'environ \$300 par kilowatt installé auxquels il faut ajouter le prix du gaz, soit entre \$20 et \$30 par mégawattheure produit. Une fois amortis, les aménagements hydrauliques procurent une rente très importante, compte tenu de leurs très faibles coûts d'exploitation.

12.3.6. POTENTIEL ET PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT

Le potentiel hydraulique techniquement réalisable dans le monde est considérable. Encore faut-il que l'électricité produite ait des clients, et qu'elle puisse leur être amenée à un coût compétitif avec les autres formes d'énergie. On est donc conduit à distinguer le « techniquement faisable » de l'« économiquement faisable » dans les conditions actuelles (voir le *tableau II* ci-dessous).

Tableau II - Potentiel hydraulique techniquement réalisable dans le monde

Pays	Potentiel [TWh/an]	
	Techniquement faisable	Economiquement faisable
<i>Amérique du Nord et centrale</i>	1660	1000
<i>Amérique du Sud</i>	2665	1600
<i>Asie</i>	6800	3600
<i>Afrique</i>	1700	1000
Total	12 825	7200

On constate qu'il y a un écart important entre ce qui est techniquement faisable et ce qui l'est économiquement. Cet écart peut être dû aux inconvénients de tel ou tel aménagement, au coût trop élevé d'un ouvrage, à l'absence de clients à proximité, ou aux difficultés de financement, quelles qu'en soient les raisons (instabilité politique de la région, politique des institutions financières...).

Le potentiel « économiquement faisable » est cependant considérable, environ le triple de la production actuelle en Amérique du Sud, près de cinq fois en Asie, et plus de treize fois en Afrique. Il est par contre quasi nul en Europe, et limité en Amérique du Nord et centrale. Nous reviendrons sur le cas des pays pauvres et émergents (Amérique du Sud, Asie et Afrique) dans la conclusion de ce chapitre.

12.4. LA PETITE HYDRAULIQUE

Le terme de « petite hydraulique » désigne communément des installations de capacité inférieure ou égale à 10 MW (petites centrales hydroélectriques ; PCH). Ce seuil, lié à des considérations administratives ou juridiques, diffère selon les pays : au Brésil ou en Chine, ces limites peuvent atteindre 50 MW.

La petite hydraulique appartient à la famille des énergies renouvelables. La Commission européenne, dans sa directive du 27 septembre 2001 traitant de l'électricité

produite à partir de sources d'énergie renouvelables, entend ainsi par source d'énergie renouvelable l'énergie hydraulique sans distinction de puissance. En France, les catégories d'installation qui peuvent bénéficier de l'obligation d'achat⁵ en application des directives européennes⁶ concernent néanmoins les installations d'une puissance installée inférieure ou égale à 12 MW.

12.4.1. SITUATION EN 2000

La DGEMP (Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières) estime le parc de la petite hydraulique à environ 1700 minicentrales, dont la production oscille autour de 7,5 TWh/an (soit près de 2% de la consommation nationale – 440 TWh – en 2000). Au niveau européen, les puissances installées en 1998 sont les suivantes :

Tableau III - Puissances installées en Europe (1998) [source : EurObserv'ER]

Pays	Puissance installée [MW]
Italie	2200
France	2000
Espagne	1548
Allemagne	1380
Suède	970
Autriche	820
Finlande	305
Portugal	245
Royaume-Uni	165
Belgique	60
Irlande	55
Grèce	44
Pays-Bas	40
Luxembourg	35
Danemark	11
Total U.E.	9878

- ⁵ L'arrêté tarifaire petite hydraulique du 25 juin 2001 fixe les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique. Les tarifs proposés varient selon la puissance de l'installation (moins de 500 kVa, plus de 600 kVa), les dates de mise en service, le choix de l'exploitant d'avoir un tarif unique toute l'année ou de bénéficier d'un tarif d'été et d'un tarif d'hiver, la régularité interannuelle de la prise d'eau pendant la période d'hiver tarifaire.
- ⁶ Directive 96/92 transposée en droit français par la loi du 10 février 2000, libéralisant le marché de l'électricité. L'article 10 de la loi du 10 février 2000 prévoit que diverses installations peuvent bénéficier de l'obligation d'achat. Il s'agit notamment des installations qui utilisent les énergies renouvelables. En ce qui concerne l'hydroélectricité, les catégories d'installation qui peuvent bénéficier de l'obligation d'achat concernent les installations d'une puissance installée inférieure ou égale à 12 MW. On entend par puissance installée d'une installation de production d'électricité la somme des puissances électriques unitaires maximales des machines électrogènes qui sont susceptibles de fonctionner simultanément dans un même établissement (décret du 6 décembre 2000).

12.4.2. AVANTAGES ET INCONVÉNIENTS

Pour l'environnement

Les petites centrales hydrauliques ne rejettent aucun déchet dans l'eau, n'affectent pas la qualité de l'eau (centrales « fil de l'eau ») et n'émettent aucun gaz à effet de serre. Le CIDFER (Centre d'Information sur l'Energie et l'Environnement) estime qu'une centrale de 1 MW produisant 5 GWh évite chaque année l'émission d'environ 5000 tonnes de CO₂ (1300 tC) par rapport à une centrale à combustion classique (sans parler des émissions d'oxydes de soufre et d'azote). Leur développement participe donc à la lutte contre l'effet de serre et va dans le sens d'un développement durable.

Au niveau local, les impacts visuels et les nuisances sonores constituent des aspects à surveiller. Les équipements actuels permettent de limiter ces nuisances.

La perturbation des cours d'eau et de la vie aquatique constitue un autre impact qui impose des mesures adaptées : maintien d'un débit permettant la vie, la circulation et la reproduction des espèces ; dispositifs de franchissement le cas échéant pour les poissons migrateurs ; respect des pratiques et des usages sur le cours d'eau.

Les avantages sociaux

Energie décentralisée, la petite hydroélectricité maintient ou crée une activité économique dans les zones rurales. Elle constitue une source de revenus pour les communes, une fois les installations amorties.

L'industrie européenne de la petite hydraulique représente environ 10 000 emplois pour un chiffre d'affaires de l'ordre de 400 millions d'euros (EurObserv'ER). En ce qui concerne le poids économique des exploitants, le CIDFER le situe en France à environ 300 millions d'euros et 2500 emplois.

12.4.3. PETITE HYDRAULIQUE : UNE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE

La petite hydraulique est particulièrement adaptée à la production décentralisée étant donné ses capacités d'adaptation en terme de puissance installée. Pour les sites localisés à proximité d'une ressource hydraulique, les PCH peuvent permettre l'auto-alimentation de bâtiments agricoles, industriels ou domestiques. En France, des dispositifs d'aides spécifiques existent pour l'électrification des sites isolés, en milieu urbain ou rural. Le CIDFER mentionne que, sur l'ensemble des filières énergies renouvelables, un millier de sites ont été subventionnés à ce jour, permettant d'éviter la construction de 1200 km de lignes électriques.

12.4.4. PERSPECTIVES DE DÉVELOPPEMENT

UNE RÉGLEMENTATION EUROPÉENNE TRÈS VOLONTARISTE POUR LE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Les perspectives de développement de la petite hydraulique en Europe sont étroitement liées au contexte réglementaire représenté par la directive européenne 2001/77/CE du 27 septembre 2001 qui constitue le texte de référence en matière d'énergie renouvelable. La directive comprend notamment les points suivants :

- ▶ la directive fixe un objectif global de 22% pour la part d'électricité renouvelable consommée dans l'Union en 2010. En ce qui concerne la France, cet objectif est de 21% (voir le **tableau IV**), alors que la part d'électricité renouvelable atteint 15% en 1999 ;
- ▶ un régime de soutien pour le développement des sources d'énergie renouvelables sera appliqué dans chacun des états membres, pour compenser le fait que les énergies « classiques » n'internalisent pas les coûts externes liés aux effets sur la santé et l'environnement ;
- ▶ un mécanisme de garantie d'origine de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables sera appliqué au plus tard le 27 octobre 2003. La garantie d'origine n'implique pas forcément l'accès au régime de soutien ;
- ▶ les états membres prennent les mesures nécessaires pour faire en sorte que les opérateurs de systèmes de transport et de distribution présents sur le territoire garantissent le transport et la distribution de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

Tableau IV - DGEMP : objectifs de la France pour l'électricité renouvelable

Consommations [TWh]	2000	2010
Consommation intérieure d'électricité	450 TWh	550 TWh (hypothèse : croissance de 1-2% par an de la consommation d'électricité)
Part de l'énergie renouvelable (21% en 2010)	77,4 TWh	115 TWh
Dont hydraulique (grande, petite et pompage)	73,6 TWh	70 TWh
Dont énergies nouvelles renouvelables	3,8 TWh (déchets urbains, déchets bois, éolien – 0,1 TWh –, géothermie – 0,021 TWh)	45 TWh soit 36 TWh supplémentaires

DES TARIFS D'ACHAT INCITATIFS

En ce qui concerne le régime de soutien, en France, la publication au J.O. de l'arrêté du 25 juin 2001, pris en application du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000 et du décret n°2001-410 du 10 mai 2001, constitue une étape importante pour les PCH.

Cet arrêté prévoit des contrats d'une durée de 20 ans et fixe les tarifs d'achat de l'électricité produite par des installations hydroélectriques qui bénéficient de l'obligation d'achat instituée par la loi du 10 février 2000.

Le tarif est fixé à 6,10 c€/kWh pour les nouvelles installations de puissance inférieure à 500 kVa et 5,49 c€/kWh pour les puissances supérieures ; une prime comprise entre 0 et 1,52 c€/kWh en hiver, selon la régularité de la production, peut s'y ajouter.

Selon le rapport annuel 2001 de la Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières, « ces tarifs représentent un effort important de la collectivité en faveur de l'énergie hydraulique : ils entraîneront, pour une nouvelle puissance installée de 600 MW, une charge de l'ordre de 90 M€ par an en 2010 pour le fonds du service public de la production d'électricité ».

Ces tarifs constituent un facteur de stabilité pour la filière et devraient renforcer l'intérêt des compagnies électriques européennes pour la petite hydraulique, ces compagnies devant par ailleurs anticiper la contrainte de produire une part de leur courant à partir de sources renouvelables.

LES FACTEURS LIMITANTS

Paradoxalement, alors que les PCH répondent globalement à une meilleure prise en compte de l'environnement (notamment sur la limitation de l'émission de gaz à effet de serre), le développement est limité au niveau local par des considérations environnementales relatives à la protection de la faune et de la flore.

La profession estime en effet avoir de grandes difficultés à obtenir des autorisations administratives, en raison de l'article 2 de la loi du 16 octobre 1919 modifiée, qui a institué la faculté de classer des cours d'eau sur lesquels aucune autorisation hydroélectrique ne serait plus donnée. Ce classement est effectué par le Conseil supérieur de la Pêche.

Des mesures sont en discussion à l'heure actuelle dans le cadre d'un groupe de travail interministériel pour l'examen d'un processus de simplification des procédures administratives. Des procédures clarifiées ou des actions de formation sont ainsi attendues pour l'éolien et l'hydraulique.

LA CONTRIBUTION DE LA PETITE HYDRAULIQUE

AUX OBJECTIFS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ D'ORIGINE RENOUVELABLE

L'ADEME, le Syndicat des Energies Renouvelables et la DGEMP ont élaboré des scénarios de développement pour la production d'électricité renouvelable à l'éché-

ance de 2010. En ce qui concerne les PCH, ce développement représenterait environ 5 TWh, pour 1000 MW de puissance nouvelle installée (voir le **tableau V**).

**Tableau V - DGEMP : objectifs de la France
en matière d'électricité renouvelable en 2010**

<i>Energies nouvelles renouvelables</i>	<i>Contribution</i>	<i>Remarque</i>
<i>Eolien</i>	environ 20-30 TWh (hyp : 10 000 MW installés) environ 10-15 TWh (hyp : 5000 MW installés)	durée de fonctionnement : 2000 heures/an pour la plupart des installations - 3000 heures/an dans certains cas peu nombreux
<i>Petite hydraulique</i>	environ 5 TWh (1000 MW installés)	durée de fonctionnement : 5000 heures/an
<i>Biomasse</i>	environ 10-20 TWh	production d'électricité avec biomasse (bois essentiellement, déchets ménagers)
<i>Géothermie et autres</i>	1 TWh	
Total	25-40 TWh	
Objectif global	45 TWh	

Néanmoins, l'objectif de 1000 MW de puissance installée risque d'être difficile à atteindre sans modification des conditions administratives actuelles pour l'installation de nouveaux équipements, ce qui constitue une revendication de la profession.

12.5. CONCLUSION

L'énergie hydraulique a joué dans le passé un rôle essentiel dans le développement industriel de nombreux pays, dont la France. Aujourd'hui encore, le potentiel hydraulique économiquement réalisable permettrait une production annuelle d'électricité de 7200 TWh, soit près de trois fois supérieure à ce qui est en service.

L'essentiel de ce potentiel correspond à la grande hydraulique, bien adaptée à une production d'électricité de masse, mais nécessitant des investissements élevés. Ce potentiel se trouve en grande majorité dans des pays pauvres ou émergents, et ne pourra être réalisé que moyennant l'aide financière des grandes institutions internationales (Banque mondiale, agences de crédit à l'exportation...). Or celle-ci est de plus en plus difficile à obtenir du fait d'interrogations sur les effets relatifs à l'environnement et sur les populations déplacées et de la difficulté de trouver un accord entre la volonté de développement durable des pays émergents et la manière dont les pays riches projettent leurs préoccupations environnementales et sociales dans ces mêmes pays.

La petite hydraulique est, quantitativement, beaucoup moins importante. Mais elle permet une production décentralisée et bien adaptée aux besoins de développement des économies rurales, notamment dans les pays pauvres ne disposant pas de réseaux de transport d'électricité.

Energie renouvelable, l'énergie hydraulique ne rejette pas de gaz à effet de serre. Aujourd'hui, avec une production annuelle de 2600 TWh, elle permet d'éviter de rejeter sous forme de CO₂ environ 0,5 GtC, dont 90% grâce à la grande hydraulique. Il est surprenant que cet atout de la grande hydraulique ne soit reconnu ni par les grandes institutions internationales, ni par le protocole de Kyoto sur les effets climatiques.

BIBLIOGRAPHIE

La production d'énergie d'origine renouvelable dans le monde 2^e inventaire 2000.

Editions Systèmes Solaires (146, rue de l'Université - 75007 Paris)

www.systemes-solaires.com

MADET D. –2001– *Hydraulique et géothermie : principes physiques et modalités d'utilisation*. Ecole d'été de physique, Caen (août-septembre)

<http://e2phy.in2p3.fr>

13 - LA VALORISATION ÉNERGÉTIQUE DE LA BIOMASSE

Gérard CLAUDET

Ce chapitre présente l'énergie renouvelable qui pourrait jouer un rôle notable en France, compte tenu des gisements agricole et forestier. Le potentiel existant, comme les diverses filières, sont présentées. Les avantages et handicaps sont comparés. Une bibliographie est proposée au lecteur qui désire approfondir le sujet.

<i>13.1 Les enjeux</i>	<i>296</i>
<i>13.2 Le potentiel de la biomasse</i>	<i>296</i>
<i>13.3 Les filières de valorisation énergétique de la biomasse</i>	<i>300</i>
<i>13.4 Conclusion</i>	<i>316</i>

A l'aube du XXI^e siècle, de nombreuses et importantes questions se posent à notre société qui doit se préparer à faire face à l'accroissement de la population mondiale et à l'amélioration générale du niveau de vie et du confort des 10 à 12 milliards d'individus que l'on annonce pour 2100.

Parmi les problèmes à résoudre, on sait que la production alimentaire devra être adaptée en proportion convenable et que certaines matières premières indispensables, parmi lesquelles l'eau douce, présenteront de sérieuses difficultés d'approvisionnement et de répartition.

Un autre paramètre clé du développement et du bien-être de l'humanité sera la disponibilité de l'énergie, en quantité et qualité suffisantes, pour assurer l'équilibre et la durée de notre fragile écosystème.

Au moment où notre société industrielle commence à entrevoir la fin du pétrole bon marché et où la prise de conscience collective évolue en faveur de la lutte contre l'effet de serre, l'utilisation de la biomasse et des déchets comme source d'énergie constitue une alternative particulièrement attrayante et un enjeu majeur pour notre avenir.

Si, par ailleurs, certains pays entendent réduire ou limiter l'utilisation de l'énergie nucléaire, le recours à des énergies de substitution n'en sera que plus indispensable, ce qui explique l'engouement nouveau qui se répand en faveur des énergies, dites renouvelables qui, sous une forme ou une autre, proviennent de l'énergie solaire.

13.1. LES ENJEUX

Parmi les énergies renouvelables, la plus utilisée sur l'Hexagone est l'hydroélectricité, dont le potentiel est déjà exploité à 90% pour produire environ (et seulement) 6% de nos besoins.

Beaucoup d'efforts sont déployés pour utiliser la force du vent dans des éoliennes et pour capter l'énergie solaire, soit sous forme de chaleur, soit sous forme d'électricité par des cellules photovoltaïques.

Ces solutions intéressantes présentent cependant des limites difficiles à franchir, tant au niveau de leur prix de revient, de trois à dix fois encore trop élevé, qu'au regard de leur capacité, finalement limitée pour la France métropolitaine, aux environs de 10% de nos besoins globaux.

De plus ces sources d'énergie sont surtout adaptées à la production de chaleur ou d'électricité, de manière intermittente et aléatoire, et doivent être associées à des moyens de stockage et de régulation, ou encore à des étapes de transformation, qui en accroissent notablement la complexité et donc le prix.

Le problème le plus délicat se situe au niveau des transports qui représentent, actuellement, environ le quart de nos besoins et sont presque exclusivement alimentés à partir de réserves fossiles, c'est-à-dire sans aucune garantie d'indépendance nationale et avec les dangers que l'on connaît pour la pollution des villes et l'évolution du climat.

La biomasse, constituée de tous les végétaux qui se développent sur la planète, en réalisant le captage et le stockage de l'énergie solaire, représente une ressource locale et renouvelable importante, appelée à jouer un rôle déterminant dans les prochaines décennies.

13.2. LE POTENTIEL DE LA BIOMASSE

La biomasse est le produit de la photosynthèse du gaz carbonique et de l'eau, réalisée par le captage de l'énergie solaire par les plantes.

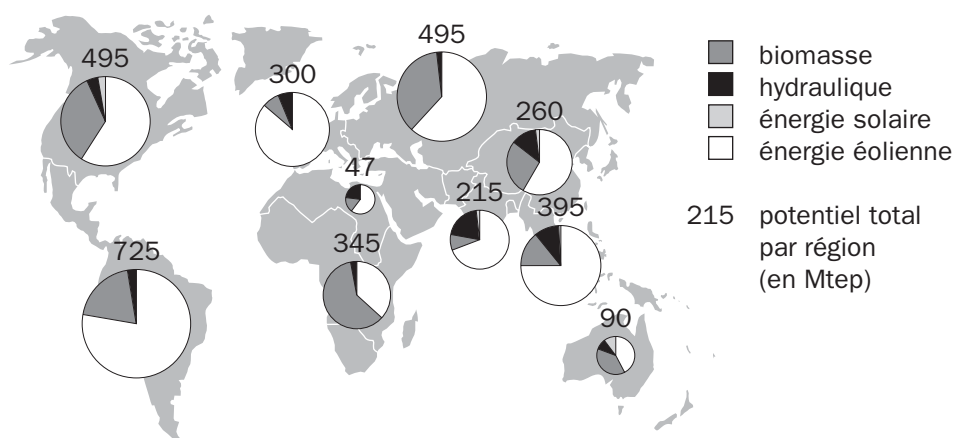
Le rendement de conversion de l'énergie solaire, par ce processus naturel, se situe en moyenne annuelle entre 0,5 et 1% et la production de matière qui en résulte, de nature majoritairement ligno-cellulosique, est essentiellement concentrée sur les continents, plus favorables que les océans, pour l'ancrage au sol des plantes et pour la fourniture des sels minéraux.

Pour situer les ordres de grandeur au niveau du globe, il est important de remarquer deux chiffres qui caractérisent la place de la biomasse dans notre écosystème **[1]** :

- ▶ la production annuelle de biomasse est estimée à 172 milliards de tonnes de matière sèche, soit l'équivalent en énergie primaire de quinze fois l'énergie fossile consommée ;
- ▶ la quantité stockée sur l'ensemble du globe est de l'ordre de 1800 milliards de tonnes de matière sèche, représentant une énergie équivalente à celle des énergies fossiles connues.

Le premier chiffre représente le potentiel d'énergie « renouvelable » utilisable annuellement. Le deuxième chiffre fixe l'inventaire mondial qu'il faut maintenir constant pour éviter tout impact sur l'effet de serre, et permet de prendre conscience des risques que pourrait engendrer un réchauffement rapide de notre planète et la destruction partielle du stock de biomasse venant amplifier le phénomène.

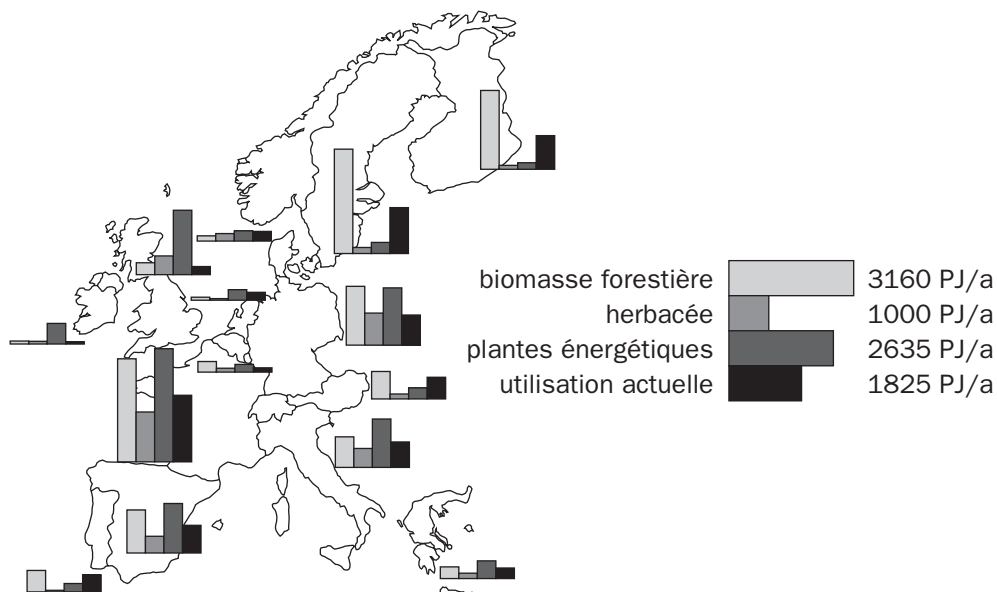
La **figure 13.1** représente la répartition terrestre du potentiel mobilisable des énergies renouvelables [2] où il apparaît, d'une part, que la biomasse, avec 2230 Mtep (soit 3% de sa production), dont 1600 Mtep d'origine forestière, constitue très largement la première ressource, sur une capacité globale de 3365 Mtep et, d'autre part, que sa distribution entre les différents continents est relativement équitable avec, cependant, un net avantage pour l'Amérique du Sud.



13.1 - Les potentiels d'énergies renouvelables des années 1990

Les potentiels annuels des différentes énergies renouvelables réellement accessibles dans les années qui viennent sont importants. Les énergies du Soleil, du vent, de la biomasse et l'hydraulique représentent un potentiel raisonnablement mobilisable de plus de 40% des besoins actuels d'énergie du monde, 25% pour les pays industrialisés, 30% dans les pays de l'Est, plus de 80% dans les pays du Sud. La contribution principale pourrait provenir du bois avec 1600 Mtep mobilisables sans risque de déforestation, puis de l'hydraulique encore très peu mise en œuvre en Afrique, en Amérique latine et en ex-URSS. Le solaire et l'éolien offrent une contribution plus faible au bilan global mais sont essentiels pour le développement de plus de 2 milliards d'individus qui n'ont pratiquement aucun espoir d'être raccordés au réseau électrique [source : DESSUS B., DEVIN B. & PHARABOD E., *Le potentiel mondial des énergies renouvelables*, La Houille Blanche, 1992].

Pour l'ensemble de la Communauté européenne, une étude réalisée en 1998 [3], et illustrée par la **figure 13.2**, indique pour chaque pays la capacité annuelle de production forestière et agricole.



13.2 - Potentiels énergétiques inutilisés du bois, de la paille et des plantes énergétiques ; le montant total de la biomasse déjà utilisée en Europe est aussi donnée [1 PJ = 10^{15} J = $2 \cdot 10^4$ tep]

Par rapport à une consommation courante de $1825 \cdot 10^{15}$ J/an (38 Mtep), la capacité totale de production est estimée à $8625 \cdot 10^{15}$ J/an (180 Mtep), ce qui, avec une progression d'un facteur voisin de 5, permettrait de couvrir 12% des besoins d'énergie primaire de la communauté.

La même **figure 13.2** montre, par ailleurs, que la France est le pays européen qui possède la ressource la plus importante, avec une part prépondérante du gisement agricole par rapport à un gisement forestier déjà important et équivalent à celui de la Suède ou de la Finlande.

Pour la France, la biomasse la plus abondante est constituée des plantes lignocellulosiques dont on peut distinguer trois origines principales (voir **figure 13.3**) :

- la biomasse forestière, dont l'exploitation en bois d'œuvre s'élève à 35 Mm³ environ alors que les 15 Mha de la forêt française sont capables de produire, annuellement, près de 65 Mm³ ;
- l'exploitation des rémanents forestiers et des bois de taillis, ainsi que les résidus des industries de transformation, pourraient très largement contribuer à la production d'énergie ;

DEN /DTP

LA BIOMASSE

Inventaire du potentiel national

Selon : * (1) X. DEGLISE, J. LEDE, *Entropie* n° 94 (1980)
 * (2) R. DUMON
 * (3) *Débat énergie et environnement SOUVIRON* (1994)
 * (4) *Rapport CEE* (octobre 1998)
 * (5) *Biomasse Normandie* (1994), d'après ministère de l'agriculture, ADEME, AFOCEL.

♦ PLAQUETTES FORESTIERES	Mm ³	Mtonnes
-Rémanents (2)	4	
-Eclaircies de plantation (2)	2	
-Taillis (potentiel 50 Mm ³) (1)	10	
	<u>16</u>	8
♦ DECHETS DE 1ère et 2ème TRANSFORMATION (1)		
-Ecorces, délignures, sciures Non utilisés	7	
-Copeaux, chutes, rebus Mal utilisés	5	
	<u>12</u>	6
♦ DECHETS INDUSTRIELS BANALS (3)		
-40 Mt dont 25% disponibles (bois en fin de cycle)		10
♦ DECHETS MENAGERS (3)		
-20 Mt dont 60% disponibles		12
♦ RESIDUS AGRICOLES (2),(4)		
-Paille et tiges de céréales, maïs et oléagineux		
-Taille, noyaux, coquilles,... 43 Mt dont utilisables		19
♦ CULTURES ENERGETIQUES (2),(4)		
-Taillis à courte révolution (peupliers, eucalyptus, saules)		
-Plantes herbacées (canne de Provence, céréales)		<u>36</u>
		91

① Soit équivalent à 40 Mtep en énergie primaire
 ou 20 Mtep en énergie finale

cea
 • • • • •

Calennet

Grande

Département de thermohydraulique et de physique
 SETEX/G. Claudet 38054 Cedex 9

Tél.: 04/38/78/43/60 - Fax :04/38/78/51/77 - e mail : gclaudet@cea.fr

13.3 - Inventaire national de la ressource en biomasse ligno-cellulosique

- la biomasse agricole utilisable est constituée de sous-produits, comme les pailles largement excédentaires, mais aussi de plantations, non-alimentaires, que l'on

pourrait cultiver sur la superficie agricole dévolue à la jachère (15% avec prévision de croissance) ;

- parmi les déchets, dont notre société a, par ailleurs, de grandes difficultés à se défaire, on peut envisager d'utiliser la biomasse qui revient en fin de cycle, comme les bois, papiers ou cartons usagés, mais aussi des r s dus de l'industrie agroalimentaire comme les trop célèbres farines animales.

On estime que, pour la France métropolitaine, la ressource de biomasse ligno-cellulosique mobilisable est la plus importante parmi les pays européens et pourrait fournir 15% (40 Mtep/an) de la consommation actuelle d'énergie primaire.

En se limitant au seul potentiel de sa production annuelle, la biomasse représente donc bien la plus abondante source d'énergie renouvelable dans notre pays.

Aucune des énergies renouvelables ne sera, à elle seule, suffisante pour satisfaire nos besoins.

On devra tout au mieux additionner leurs potentiels, en veillant soigneusement à privilégier, pour chacune, les applications les mieux appropriées.

13.3. LES FILIÈRES DE VALORISATION ÉNERGÉTIQUE DE LA BIOMASSE

Bien que se présentaient sous des aspects relativement différents, les produits de la photosynthèse ont des compositions assez comparables, avec comme constituants principaux le carbone, l'hydrogène et l'oxygène, dans des proportions équivalentes à $C_6 H_9 O_4$, fonction du degré hygrométrique.

L'énergie de la biomasse peut être récupérée selon les quatre principales voies suivantes que l'on va décrire succinctement, avant de les analyser plus en détails :

- la plus courante, la combustion (ou l'incinération) produit essentiellement de la chaleur à un niveau de température qui est limité, vers 650 C, par la présence dans les fumées de l'azote introduit avec l'air et de vapeurs acides ou de goudrons condensables, qui donnent lieu à des phénomènes de corrosion.

Dans ces conditions, la cogénération d'électricité et de chaleur, au moyen d'un cycle à vapeur, ne permet d'obtenir que 25% d'électricité et 75% de chaleur, laquelle est un complément économiquement difficile à valoriser dans notre contexte national.

- La deuxième voie possible est la méthanisation, réalisée par la fermentation anaérobie, c'est-à-dire la décomposition par action bactérienne en absence d'air de substances très humides comme les algues, les déjections animales ou les déchets ménagers.

Il est ainsi possible d'obtenir un mélange gazeux de méthane (50 à 60%) et de gaz carbonique (35 à 40%) rendant son utilisation difficile et, en général, limitée à une combustion *in situ* pour la production de chaleur et d'électricité.

- Une troisième voie, la fermentation alcoolique, est adaptée à la valorisation des produits saccharifères, comme la betterave ou la canne à sucre, ou amylacés, comme les céréales.

Après hydrolyse et préparation d'une solution sucrée, soumise à la fermentation, on obtient une solution, titrant moins de 15° d'alcool, dont l'éthanol peut être extrait par distillation.

Le rendement global de l'opération est largement pénalisé par la consommation d'énergie, associée partiellement à la culture des plantes et, surtout, à l'opération de distillation.

Sur le plan du bilan énergétique, cette filière est relativement comparable à la voie, conduisant à la préparation du « diester », qui utilise l'huile des plantes oléagineuses pour produire l'Ester Méthylique d'Huile Végétale (EMHV).

Dans les deux cas, seule une fraction, de l'ordre de 50% de la plante, est utilisée pour la production de carburant.

- La transformation thermochimique, enfin, qui conduit à la gazéification des substances organiques et végétales convient particulièrement bien à la valorisation des produits ligno-cellulosiques comme le bois, les graminées ou les pailles, mais peut aussi être appliquée aux plantes citées précédemment, comme les céréales ou les oléagineux, en utilisant la plante entière.

C'est cette filière qui présente le plus fort potentiel énergétique pour la production de carburants mais elle n'est actuellement qu'au stade de la recherche et du développement.

13.3.1. LA COMBUSTION, SOURCE DE CHALEUR OU DE COGÉNÉRATION

La combustion du bois a été la principale source de chaleur utilisée par l'homme avant que le charbon, puis le pétrole et le gaz, ne deviennent pour un temps plus disponibles et plus attractifs.

Pour limiter les rejets de gaz à effet de serre, et en prévision de la raréfaction et du renchérissement des combustibles fossiles, un nouvel essor est donné à l'utilisation du bois pour le chauffage ou la cogénération, tant pour les applications industrielles que dans les secteurs tertiaire, individuel et collectif.

Il faut cependant noter que la combustion émet des poussières et des gaz nocifs (CO, COV, HAP) qui ne peuvent être éliminés que sur des installations de forte capacité.

Tableau I - Situation française actuelle et perspectives pour le « bois-énergie »

<i>Structure de la consommation</i>	<i>Total national</i>	<i>Chauffage domestique avec bûches</i>	<i>Industrie</i>	<i>Individuel Collectif Tertiaire</i>
<i>Consommation 2000 (Mtep)</i>	9,8	8,64	1	0,16
<i>Croissance annuelle</i>		stable ou régression	+ 5%	+ 20%
<i>Origine combustible</i>		feuillu en bûches	100% écorce sciure résidus	écorce, sciure, résidus = 70% déch. ind. banals (DIB) = 20% plaquettes forestières = 10%
<i>Programme bois-énergie objectif 2006 (Mtep/an)</i>	+ 0,8		+ 0,4 électricité	+ 0,4 chaleur

Le programme bois-énergie présente un fort potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Avec 0,8 Mtep substitué à des énergies fossiles : ce sont 3 Mt/an de CO₂ que l'on évite, ce sont 1200 emplois qui sont créés.

En revanche, le coût d'investissement de l'ensemble chaudière, stockage, alimentation automatique représente près du double de celui d'une installation au fioul de même puissance, et environ le triple de celui d'une chaufferie au gaz qui évite le coût du stockage.

Le surcoût est compensé par des aides des collectivités nationales et régionales qui contribuent ainsi à l'amélioration de notre environnement et de la situation de l'emploi.

La dernière, et non la moindre, difficulté à franchir pour atteindre les objectifs fixés pour 2006 concerne la mobilisation de la ressource forestière [9, 10].

On peut admettre que toute la quantité de bois disponible à bas prix (coût nul à l'enlèvement pour 15 à 30 €/t livré, soit 6 à 12 €/MWh), en provenance des déchets industriels banals (DIB), ou des industries de transformation (sciure, écorce, résidus) est désormais utilisée soit pour l'industrie papetière (pâte à papier ou production de vapeur), soit pour la production de panneaux de particules (agglomérés), soit enfin pour le chauffage.

Cela signifie que l'objectif du « Programme bois-énergie 2000-2006 » ne peut être atteint que par le collectage, en forêt, de bois jusque-là inutilisé.

Le collectage des rémanents de l'exploitation forestière et des produits d'éclaircie ou de dépressage, capables d'améliorer par ailleurs la qualité de la production de bois d'œuvre, doit désormais être envisagé, industriellement, par le développement

d'une nouvelle filière d'approvisionnement, soumise à des contraintes strictes de prix de revient.

Les coûts d'exploitation et de collectage des ressources forestières pour l'énergie sont extrêmement variables et dépendent largement de la nature des peuplements et de la topologie des sols.

Dans les zones facilement accessibles et propices à la mécanisation, des coûts compétitifs peuvent être obtenus avec, typiquement, 25 à/t de matière sèche pour 20 000 t et 30  /t de matière sèche pour 10 000 t.

Dans des régions plus accidentées, exploitables avec une plus large part de main-d'œuvre et des débits horaires plus faibles, des coûts de 80  /t de matière sèche peuvent être atteints et ne sont acceptables que si des motivations complémentaires interviennent en compensation, par exemple, pour encourager la lutte contre l'effet de serre, pour créer des emplois ruraux et pour contribuer à l'entretien du paysage.

13.3.2. LA MÉTHANISATION, SOURCE DE BIOGAZ [11, 12]

La fermentation anaérobie (absence d'air, donc d'oxygène) est un des processus naturels qui contribuent à la dégradation des matières organiques mortes, végétales ou animales, et à leur transformation en éléments simples, gazeux ou minéraux.

Ces mécanismes biologiques naturels peuvent être reconstitués, favorisés, contrôlés et optimisés pour obtenir le biogaz, combustible majoritairement composé de méthane (d'où le terme de méthanisation).

La méthanisation est le résultat d'une activité microbienne complexe, effectuée en l'absence d'oxygène, qui se divise en quatre étapes principales :

- l'hydrolyse ou solubilisation, par laquelle les macromolécules se trouvent décomposées en éléments plus simples. La cellulose, par exemple, est partiellement transformée en sucres solubles (glucose et cellobiose), à l'origine d'un jus de fermentation ;
- l'acidogénèse transforme ensuite, par action bactérienne, une partie de ces molécules simples en composés de faible poids moléculaire, soit acides (acide lactique, acides gras volatils à 2-5 atomes de carbone), soit alcools ( thanol, bicarbonate), soit encore en hydrogène ;
- l'acétogénèse intervient sur les produits des étapes précédentes qui nécessitent une transformation supplémentaire avant d'être susceptibles de produire du méthane (acétate et hydrogène sulfuré) ;
- la méthanogénèse, phase ultime, au cours de laquelle deux types de bactéries prennent le relais pour réduire l'acétate en méthane et bicarbonate puis, enfin, le bicarbonate en méthane.

De toutes les réactions précédentes, il résulte que le biogaz, finalement produit, est composé majoritairement de méthane, CH_4 , pour 50 à 70%, et de dioxyde de carbone, CO_2 .

Il faut cependant noter que ces réactions sont lentes et que la fraction de matière transformée ne concerne que 10 à 15% environ de la masse initiale.

Les 85 à 90% résiduels doivent encore être pris en compte pour élimination ou stockage définitif.

Il n'y a donc pas un biogaz unique et bien défini mais des biogaz de compositions et caractéristiques différentes selon la nature des éléments soumis à la décomposition et selon les conditions et les paramètres réactionnels.

La composition du biogaz peut varier au cours du temps, en fonction de l'évolution de la qualité du réactant et de sa température ou de son degré hygrométrique.

De plus, la présence simultanée d' H_2S , de CO_2 et d'eau rend le biogaz corrosif et réduit généralement les applications à une utilisation, *in situ* et immédiate, par voie de combustion.

Les matières susceptibles d'être utilisées pour la production de biogaz sont généralement des déchets ou résidus de l'industrie ou de la civilisation urbaine, pour lesquels les voies traditionnelles d'élimination sont de plus en plus mises en cause pour des raisons environnementales :

- ▶ les déchets urbains et ménagers, dont la part s'accroît sans cesse et qui, avec 45 millions de tonnes, s'échelonnent suivant les lieux entre 0,5 et 1 t par habitant et par an ;
- ▶ environ la moitié de ces déchets est l'objet d'une valorisation laborieuse qui n'évite pas tous les risques de pollution (dioxines) et compense partiellement les frais occasionnés par leur collectage et leur élimination (incinération 40%, compostage 6,5%, recyclage 6%) ;
- ▶ l'autre moitié est mise en décharge ;
- ▶ les boues de l'industrie papetière ou résultant de l'épuration des eaux usées sont de moins en moins acceptées en épandage sur les terres agricoles ;
- ▶ certains déchets de l'agriculture, et notamment les déjections animales souvent concentrées dans de grands centres d'élevage intensif, sont devenus des points critiques pour la filière agroalimentaire.

La valorisation énergétique de ces matières, souvent très humides et à faible pouvoir calorifique, n'est guère possible que par la filière de production de biogaz.

On peut ainsi rendre pratiquement inertes les résidus ultimes que l'on peut alors stocker sans risque et, ce faisant, on récupère un combustible dont l'usage contribue à lutter contre l'effet de serre. De ce point de vue, le méthane est, en effet, vingt fois plus nuisible que le gaz carbonique et l'énergie obtenue par combustion se substitue à l'utilisation de fluides fossiles.

Le **tableau II** indique pour la France le potentiel de la filière biogaz par rapport à la situation actuelle.

Tableau II - Potentiel de la filière biogaz en France [12]

<i>Utilisation</i>	<i>Valorisé en 2001 [Mtep/an]</i>	<i>Potentiel valorisable [Mtep/an]</i>
<i>Stations d'épuration eaux urbaines</i>	0,065	0,15
<i>Stations d'épuration industrielles et agroalimentaires</i>	0,064	0,8
<i>Décharges</i>	0,019	0,3
<i>Déchets solides ménagers et assimilés</i>	0,0019	1
<i>Digesteurs agricoles</i>	0,0001	1
Total	0,15	3,25

La production de biogaz représente un potentiel d'environ 3 Mtep qui peut être destiné à la production de chaleur seule ou à la cogénération si l'on admet un prix de rachat de l'électricité de 0,10 à/kWh.

On peut craindre que cette situation ne soit atteinte qu'avec le durcissement de la législation sur l'élimination des déchets concernés.

La difficulté vient de la grande variété des situations rencontrées qui rend difficile la standardisation des actions de soutien à mettre en œuvre et des technologies à développer.

Quelques exemples sont donnés dans le **tableau III** qui indique les caractéristiques du biogaz obtenu dans quelques applications particulières.

En fait la production de biogaz n'est guère pratiqu e que dans les cas où elle représente un moindre coût pour l'élimination de déchets, ou quand la législation devient tellement contraignante que la mise en décharge ou les traitements aérobie en sont rendus impraticables.

Actuellement, les seules installations conséquentes semblent se limiter à l'utilisation du biogaz de décharges que l'on peut collecter, au prix d'investissements relativement modérés, et qui rendent la production d'électricité rentable à un taux de rachat voisin de 0,05 à/kWh.

Il faut, pour cela, atteindre une capacité de production suffisante, comme c'est le cas dans les périphéries de la région parisienne où deux sites, du Plessis-Gassot (Val-d'Oise) et de Claye-Souilly (Seine-et-Marne), accueillent chacun 800 000 t de déchets par an et alimentent un alternateur de 11 MW.

Tableau III - Caractéristiques de quelques familles de biogaz [12]

	Type 1 - Centre d'enfouissement avec aspiration	Type 2 Digesteur ordures ménagères	Type 3 Résidus de distillerie	Gaz naturel type « Lacq »
Composition	45% CH ₄ 32% CO ₂ 17% N ₂ 2% O ₂ 4% H ₂ O	60% CH ₄ 33% CO ₂ 1% N ₂ 0% O ₂ 6% H ₂ O	68% CH ₄ 26% CO ₂ 1% N ₂ 0% O ₂ 5% H ₂ O	97% CH ₄ 2,2% C ₂ 0,3% C ₃ 0,1% C ₄ 0,4% N ₂
PCI (kWh/Nm³)	4,5	6,0	6,8	10,3
Masse volumique (kg/m³)	1,27	1,21	1,11	0,73
Densité/air	0,98	0,93	0,85	0,57

13.3.3. LES BIOCARBURANTS [13]

Compte tenu de l'importance du secteur des transports pour la France, et de sa forte dépendance aux hydrocarbures fossiles, l'utilisation de biocarburants de production locale devient un enjeu stratégique de taille pour les prochaines décennies.

Selon les derniers relevés, publiés par l'Observatoire de l'Energie [14], la France a consommé en 2001 :

267 Mtep d'énergie primaire dont

146 Mtep d'énergie fossile et

96 Mtep de produits pétroliers.

Le secteur des transports est dépendant à 95% des hydrocarbures et utilise 65% de nos importations pétrolières. Les seuls transports routiers représentent 81% de la consommation, ce qui donne :

62,5 Mtep de pétrole importé pour les transports,

53 Mtep consommés sur la route.

Les biocarburants sont utilisés sous les deux formes principales suivantes :

► **Les Esters Méthyliques d'Huiles Végétales (EMHV) [15,16]**

L'huile végétale brute ne présentant pas les caractéristiques requises pour être substituée au carburant, issu du pétrole, dans les moteurs diesel couramment utilisés actuellement, la transformation de cette huile en « Diester » (marque commerciale déposée par Sofiprotéol) s'obtient en la faisant réagir avec du méthanol, en présence d'un catalyseur alcalin, vers 50°C.

La réaction, dite de transesterification, est r alis ee dans des unit es de capacit e voisine de 100 000 t/an (une de 250 000 t/an).

Elle peut s'écrire sch ematiquement :

1 t d'huile végétale + 100 kg de méthanol = 1 t d'EMHV + 100 kg de glycérine

Par la présence de méthanol, on retrouve dans le Diester une fraction de produit d'origine fossile.

En 2002, le Diester était incorporé au gazole automobile jusqu'à 5%, et environ 4000 véhicules de flottes captives, appartenant aux membres du « club des villes Diester », devenu en 2003 « partenaires diester », fonctionnaient avec un taux de 30%.

► **L'éthanol ou son dérivé l'Ethyl-Tertio-Butyl-Ether (ETBE)[15]**

L'utilisation d'alcool pur n'est possible que dans des moteurs conçus et réglés spécialement, notamment en ce qui concerne les taux de compression et les systèmes d'admission.

L'emploi en mélange avec l'essence de pétrole peut être envisagé sans aucune modification matérielle, mais une autre limitation apparaît avec le risque de d mixture des mélanges en présence d'eau, normalement absente mais accidentellement possible.

Pour ces raisons, et malgré le désir de réduire plus fortement les émissions de gaz à effet de serre (N_2O , CH_4 , CO_2), le compromis retenu en France, et récemment en Espagne, consiste en l'incorporation, jusqu'à 15%, d'ETBE comme additif de formulation oxygéné dans les essences sans plomb.

La réaction de formation de l'ETBE peut s'écrire :

47% éthanol déshydraté + 53% isobutylène (fossile) = 100% en masse ETBE

Avec une introduction de 15% en volume dans l'essence, on obtient, pour les véhicules à pot catalytique, une réduction de 4% des hydrocarbures imbrûlés et de 18% des émissions de benzène, en plus de la réduction d'émission de CO_2 .

Ces deux filières ont permis de substituer 300 000 tep de produits pétroliers, en 2002, en évitant ainsi l'émission de 810 000 t de seul CO_2 (1 000 000 t équivalent CO_2 pour la somme de tous les gaz à effet de serre).

Les principales caractéristiques de l'action biocarburants, en France, sont résumées dans le **tableau IV**, d'où il ressort de nombreux avantages, d j cités, mais qui fait aussi apparaître quelques limitations dont il faudra tenir compte dans les perspectives à plus long terme :

- avec des indices énergétiques ( nergie restituée/énergie fossile utilisée) relativement faibles, notamment pour l'éthanol et l'ETBE, et compte tenu des quantités produites, l'impact de la substitution des biocarburants aux produits pétroliers reste d'une efficacité limitée.

- Les externalités positives qui en résultent (lutte contre l'effet de serre, emploi...) sont acquises au prix d'aides financières substantielles, comparables à celles dont bénéficient le GPL et le gaz naturel, émetteurs de CO₂ mais de moins de poussières.

Une exonération de taxe (TIPP) de 38 €/hL d'éthanol, dont le pouvoir calorifique est équivalent à 0,63 L d'essence par litre, place le niveau de l'aide correspondante à :

0,6 €/litre équivalent essence

- Pour l'utilisation optimale de la surface cultivée, il se trouve que la filière EMHV, plus favorable en terme d'indice énergétique, est pénalisée par une moindre productivité de matière végétale utilisable (3 t/ha pour le colza et le tournesol contre 9 t/ha pour le blé).

On obtient, dans les deux cas, des taux de production net de l'ordre de 0,5 à 1,2 tep/ha (voir **tableau IV**), obtenus après déduction de l'énergie utilisée dans le procédé et selon que l'indice énergétique considéré tient compte ou non des coproduits obtenus et utilisables pour l'alimentation animale.

- Enfin, les fortes perspectives de croissance de la production, annoncées pour 2009 avec un facteur 3,5, conduiront à terme à l'utilisation d'environ 1 Mtep de biocarburants, soit 1,6% de nos besoins actuels.

A l'horizon 2009, et en terme de lutte contre l'effet de serre, l'objectif consiste à éviter d'émettre respectivement 1,55 Mt de CO₂, par l'usage de EMHV et 2,08 Mt de CO₂, grâce à la filière éthanol, soit un total de 3,6 Mt de CO₂.

On a vu au paragraphe 13.3.1 que le programme bois-énergie a lui-même comme objectif d'éviter l'émission de 3 Mt de CO₂.

Avec le développement des utilisations du biogaz (notées au § 13.3.2), c'est environ 10 Mt/an de CO₂ que l'on peut espérer éviter d'émettre à l'échéance 2010.

Pour resituer ces chiffres dans le contexte général et par rapport aux engagements pris par la France par adhésion au protocole de Kyoto, il faut noter que :

- les émissions de gaz à effet de serre devraient, à l'échéance 2008-2012, être maintenues, en France, au niveau de ce qu'elles étaient en 1990, c'est-à-dire 530 Mt/an de CO₂ ;
- l'augmentation de notre consommation d'énergie indique une dérive qui pourrait se traduire, sans action compensatoire, par une augmentation des émissions de 59 Mt de CO₂ en 2010 [22].

On constate que, telle qu'elle est engagée actuellement, la valorisation énergétique de la biomasse n'apportera qu'une contribution modeste au respect de nos engagements.

Tableau IV - Place et incidence des biocarburants en France

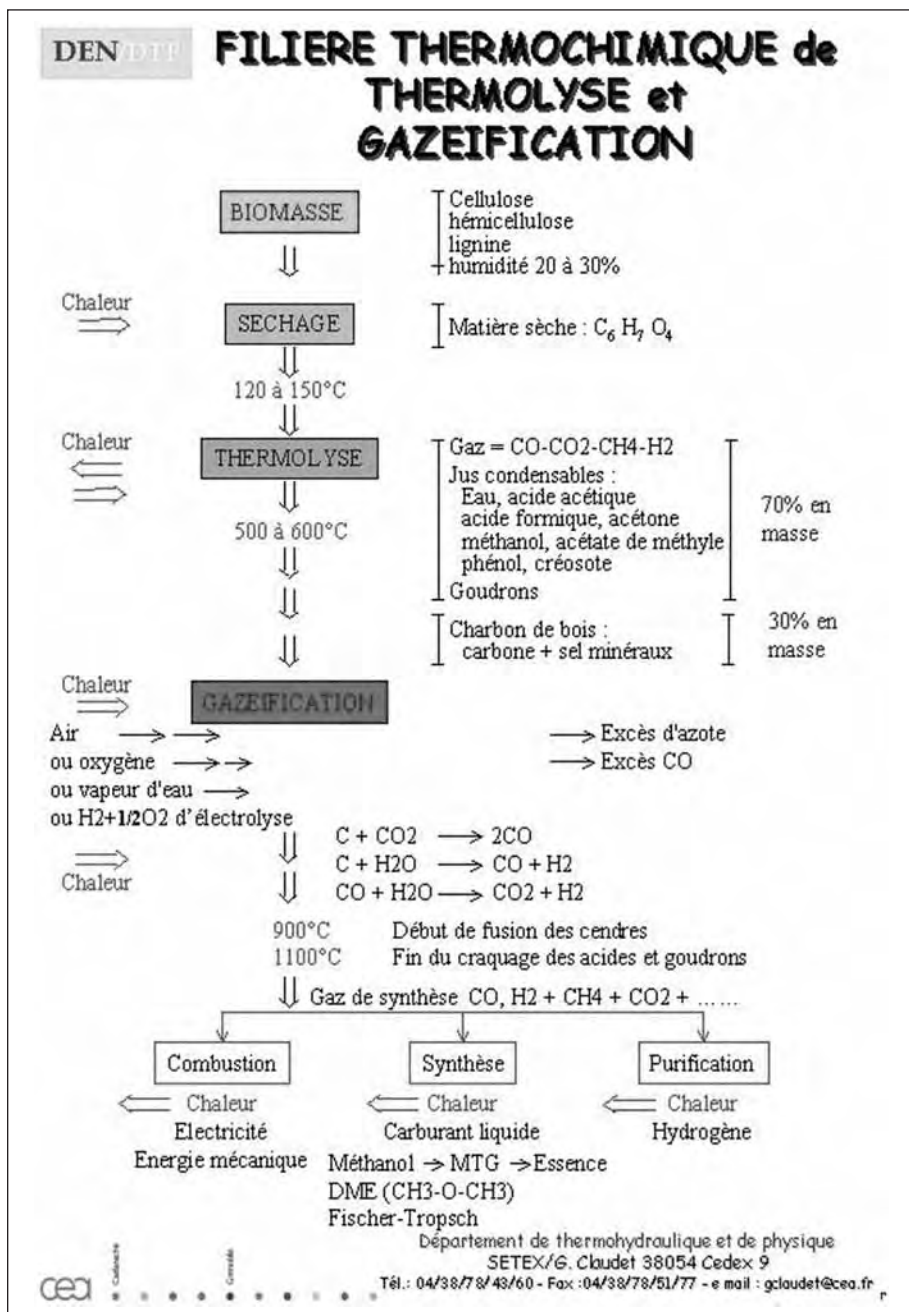
	Produits pétroliers	EMHV	Ethanol	ETBE
Consommation annuelle	96 Mtep			
Transports, en 2001	62,5 Mtep			
Sur route, en 2001 [15, 18, 22]	53 Mtep	310 700 t 0,28 Mtep	90 513 t 0,058 Mtep	
Sur route, en 1992 [15]		690 t	3350 t	
Sur route, en 2009 [17, 22]		620 000 t 0,55 Mtep	770 000 t 0,49 Mtep	
Indice énergétique (énergie restituée/fossile utilisée) carburant seul [15], y compris coproduits [16, 21]	0,8 essence-0,9 gazole	2 3	1,2 2,05	0,95 1,02
Superficie cultivée en 2001 (ha)		272 000	25 700	
Productivité plante (t/ha) [21]		2,4 à 3,3	Blé = 9	
Productivité carburant brut (tep/ha)		1,2 à 1,3	2 à 2,5	
Productivité carburant net (tep/ha) (après déduction énergie utilisée)		0,6 à 0,9	0,5 à 1,25	
Aides financières :		Sur colza	Sur blé	
Prime jachère (CEE)				
Exonération TIPP : 2002 (€/hL) [15]		35	50	
2003 (€/hL) [19]		35	38	
Nombre d'emplois créés [20]		18/1000 t	13/1000 t	
Equivalent CO ₂ évité				
Carburant seul, estimation 2001 [20]		2,2 t/t	1,4 t/t	
Carburant + coproduits 2003 [21, 22]		2,5 t/t	2,7 t/t	

13.3.4. LA FILIÈRE THERMOCHIMIQUE DE GAZÉIFICATION [3, 24]

Cette dernière solution, actuellement la moins utilisée, est pourtant celle qui présente les plus grandes possibilités, à condition qu'un effort de recherche suffisant lui soit consacré.

Comme illustré sur la **figure 13.4**, la transformation thermochimique de la biomasse comporte une succession d'opérations qui nécessitent le transfert de grandes quantités de chaleur, simultanément au contrôle de la proportion des réactifs en présence et du temps de contact.

Après l'opération de séchage, très endothermique, la thermolyse consiste en la dégradation thermique des produits qui, vers 600°C, ont perdu 70% de leur masse devenue gazeuse alors que 30% de la masse d'origine demeure solide et représente le charbon de bois, essentiellement constitué de carbone.



13.4 - Filière thermochimique de thermolyse et gazéification

La gazéification du carbone se poursuit jusque vers 900 ou 1000°C, au moyen d'un réactif comme l'air, l'oxygène ou la vapeur d'eau, qui réalise une oxydation

exothermique plus ou moins complète du carbone en monoxyde de carbone ou gaz carbonique :

- ▶ l'utilisation d'air, à ce stade, est peu coûteuse mais introduit de l'azote indésirable dans le produit final ;
- ▶ l'oxygène, résultant de la distillation de l'air, est cher et dangereux, mais avec la production de gaz carbonique il apporte la chaleur nécessaire pour rendre le procédé autothermique ;
- ▶ avec la vapeur d'eau comme réactif, on récupère une quantité supplémentaire d'hydrogène mais un moyen de chauffage annexe doit alors être utilisé, par combustion de carbone ou de gaz de purge résiduels par exemple (procédé autothermique), ou au moyen d'une source de chaleur auxiliaire (procédé allothermique).

L'obtention d'un gaz de bonne qualité, et non-corrosif, nécessite l'élimination des acides et goudrons résultant de la thermolyse.

On doit pour cela porter ces produits vers 1000 à 1100°C pour réaliser leur dégradation thermique, ou effectuer vers 800 à 900°C une réaction catalysée qui permet d'éviter la fusion des cendres et la création de mâchefers que l'on constate entre 900 et 1000°C, et qui risquent de nuire au bon fonctionnement du gazogène.

Le gaz obtenu, mélange d'oxyde de carbone et d'hydrogène, peut être brûlé dans un moteur ou une turbine à gaz pour produire de l'énergie mécanique ou de l'électricité. Il peut aussi conduire à la synthèse d'alcools ou d'hydrocarbures liquides, utilisables directement comme combustible ou comme vecteur d'énergie, ou encore comme matière première de l'industrie chimique.

Le gaz de biomasse peut enfin être raffiné pour extraire l'hydrogène qui deviendra, par cette filière, le combustible propre et renouvelable dont les futurs moteurs non-polluants, en cours de développement, auront besoin.

Parmi les solutions envisagées pour la réalisation des véhicules d'avenir, ainsi que pour le chauffage et l'éclairage des habitations, le développement des piles à combustible présente un enjeu considérable (voir le chapitre 24 de T. ALLEAU).

La pile à combustible est un transformateur d'énergie chimique en énergie électrique qui réalise l'opération inverse de l'électrolyse.

Dans l'électrolyse, un courant électrique permet de dissocier la molécule d'eau en émettant séparément ses constituants qui sont l'hydrogène et l'oxygène.

Dans la pile à combustible, alimentée par de l'hydrogène et de l'oxygène (de l'air en fait), la réaction inverse produit du courant électrique en reconstituant de l'eau.

On peut mesurer tout l'intérêt qu'il y aura à disposer d'un tel générateur, parfaitement propre, capable de mouvoir un véhicule ou de chauffer et éclairer un bâtiment, sans aucune nuisance pour l'environnement.

Il reste cependant à vérifier que le combustible hydrogène pourra lui-même être obtenu de manière propre et renouvelable, aux conditions économiques les plus favorables.

C'est bien en le retirant de la biomasse que l'ensemble de ces conditions sera le plus facilement satisfait, comme le montre la **figure 13.5**, construite à partir d'une étude faite par le « National Renewable Energy Laboratory » aux Etats-Unis [23].

L'étude illustrée donc par la **figure 13.5** montre que l'hydrogène extrait de la biomasse est seul capable de concurrencer le réformage à la vapeur du gaz naturel :

- ▶ la gazéification à la vapeur est la voie la plus prometteuse pour devenir compétitive dès que le coût des énergies fossiles sera révisé à la hausse, soit en fonction de leur raréfaction, soit pour tenir compte de leur impact sur l'environnement ;
- ▶ les filières, basées sur l'électrolyse de l'eau, à partir d'électricité renouvelable, ne peuvent atteindre leur optimum économique qu'en étant couplées au réseau pour bénéficier des effets tarifaires correspondant aux « heures creuses » et « heures de pointe » ;
- ▶ même dans ces conditions, elles conduisent à un coût de production de l'hydrogène nettement supérieur à celui que l'on peut extraire de la biomasse.

A plus court terme, en réalisant sur le gaz de biomasse, $\text{CO} + 2\text{H}_2$, une synthèse de FISCHER-TROPSCH, on peut produire des hydrocarbures directement utilisables dans les moteurs actuels, tant en essence qu'en diesel.

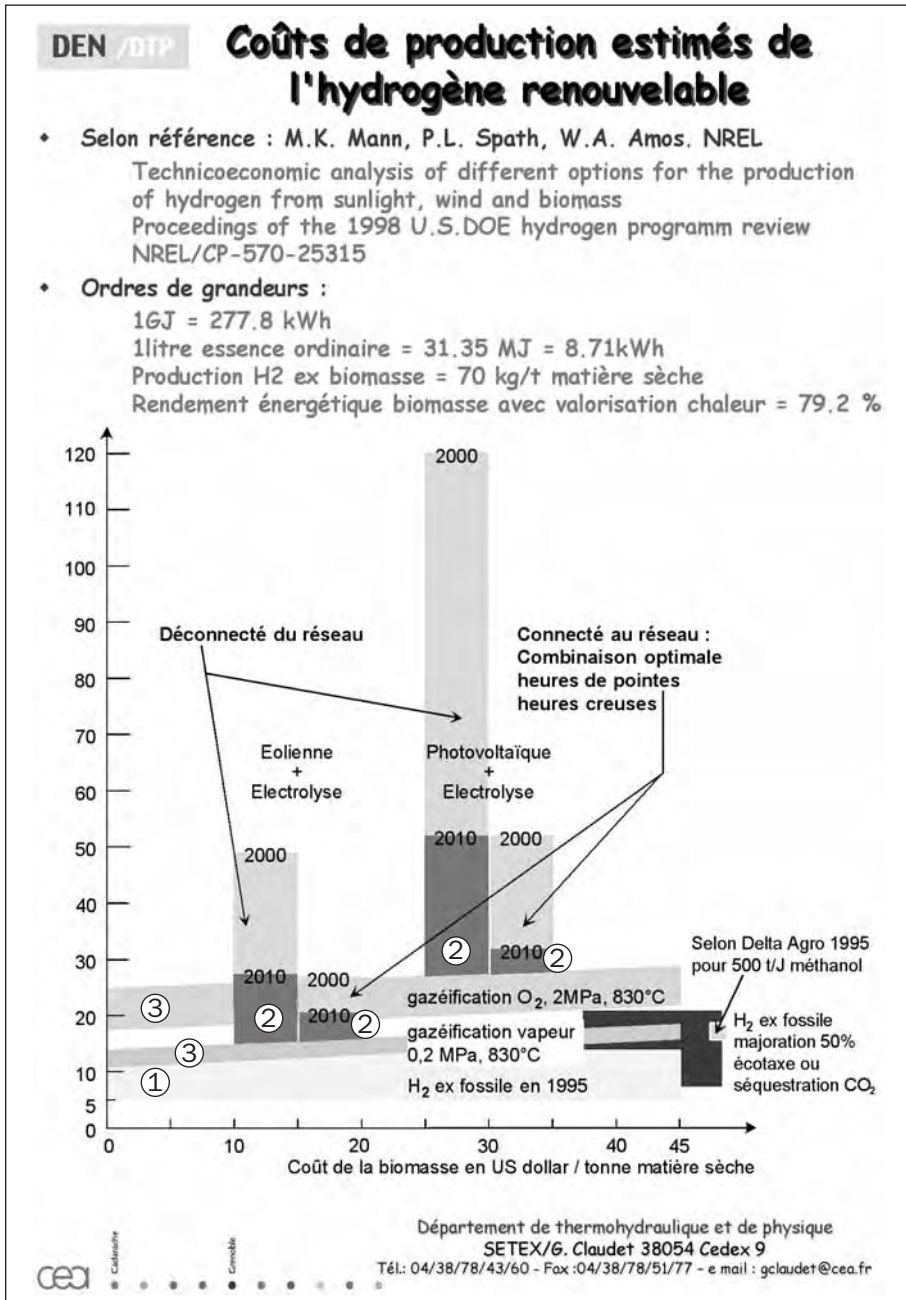
Cette solution est recommandée, auprès de la Communauté européenne, par les constructeurs européens d'automobiles réunis au sein du groupe de travail EUCAR.

On peut atteindre, par transformation thermochimique de gazéification, puis synthèse, des rendements énergétiques de 55% (énergie du carburant/somme des énergies consommées, biomasse incluse) et des indices énergétiques (énergie du carburant/énergie fossile utilisée), pouvant varier de 3 à 4 selon que l'on utilise, respectivement, soit des ressources agricoles, soit des produits forestiers.

C'est très nettement la filière la plus prometteuse pour la France, parce qu'elle peut s'accommoder d'un très large éventail de ressources, englobant la partie ligno-cellulosique des plantes agricoles (pailles, rafles...) et permettant de mieux valoriser les espaces forestiers.

Pour des terres agricoles produisant, plante entière, 13 t de matière sèche/ha/an, la productivité nette de carburant peut atteindre 3 tep/ha/an (13 t de matière sèche = 6 tep puis rendement 50%).

Pour des zones forestières, la productivité peut varier de 1 à 2 tep/ha/an (c'est-à-dire 4,4 à 8,8 tms/ha), selon que la production de bois d'œuvre est, ou non, la destination prioritaire.



13.5 - Coûts de la production d'hydrogène par les énergies renouvelables

On a superposé sur le graphique le coût de l'hydrogène extrait du gaz naturel   ou résultant de l'électrolyse de l'eau  , avec le prix de l'hydrogène obtenu par gaz fication de la biomasse  , en fonction du coût de la ressource.

Avec la ressource identifiée au paragraphe 13.2, *figure 13.3*, c'est près de 20 Mtep de carburants que l'on peut espérer produire, par la voie autothermique, avec la possibilité d'aller encore au-delà, si l'on peut disposer de sources de chaleur auxiliaire (combustion de déchets ou électricité en heures creuses).

En face d'une perspective aussi prometteuse et compte tenu des directives européennes qui ne se limitent plus à promouvoir la seule production d'électricité et de chaleur par voie renouvelable, mais qui désormais marquent une incitation forte au développement des biocarburants, de nombreuses initiatives s'organisent, au niveau national d'abord, puis prochainement dans le cadre européen du 6^e Plan Communautaire de Recherche et Développement (PCRD).

Avec le soutien des ministères, notamment de l'Agriculture, de l'Industrie, de l'Environnement et de la Recherche, un effort national se met en place et pourrait être organisé et coordonné sous l'égide de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME).

Il devrait concerner des organismes de recherche publique pluridisciplinaire, notamment le Commissariat à l'Energie Atomique (CEA) et l'Institut Français du Pétrole (IFP), ainsi que le Centre National de la Recherche Scientifique (CNRS) et les universités.

Des unités plus spécialisées, comme l'Institut National de Recherche Agronomique (INRA) ou le Centre de Coopération Internationale en Recherche Agronomique pour le Développement (CIRAD), y seront associés au même titre que les industriels susceptibles soit de construire ou d'exploiter les unités de transformation, soit de contribuer à la mobilisation de la ressource.

Il s'agit de s'engager résolument dans la recherche et le développement des « Nouvelles Technologies de l'Energie » [24], destinées à procurer à l'Humanité les moyens de poursuivre son évolution en disposant des sources d'énergie, propres et renouvelables, dont dépendra son développement durable dès les prochaines décennies.

Dans le domaine de l'énergie et des biocarburants, deux axes complémentaires de travaux ont été programmés et sont conduits en partenariat entre les organismes de recherche et l'industrie :

- ▶ les piles à combustible, qui fonctionnent déjà de façon satisfaisante mais restent encore perfectibles.

Le principal obstacle qui reste à franchir consiste à en abaisser sensiblement le prix de revient.

- ▶ La production d'hydrogène ou de carburants liquides, par transformation thermochimique de la biomasse, est une voie d'avenir qui bénéficiera des nombreux travaux en cours dans les laboratoires, pour produire un gaz de plus en plus pur (exempt de goudrons et de poussières), avec des rendements de plus en plus élevés (optimisation des procédés et réduction des pertes thermiques).

Là encore, le succès de la filière dépendra de sa compétitivité économique, largement conditionnée par la capacité des producteurs à collecter, conditionner et distribuer la matière première, en quantité suffisante et à des prix acceptables.

A titre indicatif, c'est en dessous de 50 euros par tonne de matière sèche que se situe l'objectif à atteindre pour des quantités, toutes ressources confondues, de l'ordre de 100 000 t par an et par unité de traitement.

Il faudra 5 à 10 ans pour la mise au point des techniques de transformation adaptées, mais l'organisation et la mise en place progressive des filières de production de la ressource demanderont des délais du même ordre.

Il est donc temps pour les professionnels de la forêt et de l'agriculture, désireux de préparer et d'organiser une nouvelle ère dont ils seront les acteurs essentiels, de prendre les initiatives qui s'imposent.

13.4. CONCLUSION

La biomasse, qui réalise le captage et le stockage de l'énergie solaire, est abondante sur le globe, et la France est particulièrement bien pourvue, relativement aux autres pays développés.

Pour une consommation nationale d'énergie primaire de plus de 260 Mtep, la biomasse contribue actuellement, pour environ 10 Mtep, principalement sous forme de bois de feu.

Avec un potentiel encore disponible de près de 40 Mtep, essentiellement de nature ligno-cellulosique, la biomasse est appelée à devenir la première source d'énergie renouvelable en France.

C'est aussi la seule forme d'énergie renouvelable qui ne conduise pas, en premier lieu, à la production d'électricité.

Sa valorisation énergétique se heurte cependant à de nombreuses difficultés.

Sa dispersion dans l'espace induit de nombreux emplois pour le collectage mais se traduit par des coûts pénalisants.

Le large éventail de ses caractéristiques induit des filières de transformation très diverses, et souvent trop ponctuelles, donc peu efficaces et difficilement rentables.

Sa contribution à la lutte contre l'effet de serre peut varier, dans de larges proportions, en fonction des utilisations qui en sont faites.

La production de biocarburants par voie de gaz fication thermochimique semble la plus prometteuse car elle est ouverte   un large éventail de ressources, tant agricoles que forestières, qui pourraient permettre de subvenir à environ la moitié de notre actuelle consommation de carburants routiers, d'origine pétrolière.

Cette filière présente l'avantage supplémentaire de permettre une introduction progressive et sans rupture dans notre chaîne d'approvisionnement par la production efficace de carburants, utilisables aussi bien dans les moteurs en usage actuellement (hydrocarbures de synthèse), que dans les futurs générateurs d'énergie en cours de développement (hydrogène).

En parallèle avec des programmes de recherche bien définis et convenablement orientés, ce sont des choix stratégiques qu'il faut organiser, sur la base d'une volonté politique tenant compte des difficultés prévisibles pour notre société, en matière d'indépendance énergétique et de maintien du niveau de l'emploi, sans porter préjudice à la qualité du cadre de vie.

Remerciements - Le Groupe de travail CEA/DRN/DTP/SETEX, dirigé par Jean-Marie SEILER, le Club biogaz de l'Association Technique Energie Environnement (ATEE), animé par Claude SERVAIS, les services concernés de l'Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME), sous la direction de Claude ROY et Maurice DOHY, et notamment Olivier THEOBALD (méthanisation), Jean-Christophe POUET (bois énergie) et Etienne POITRAT (biocarburants), pour leur participation active et efficace.

RÉFÉRENCES

- [1] CHARTIER PH. & MÉRIAUX S. –1980– L'énergie de la biomasse. *La Recherche* **113**, 766 (juillet-août).
- [2] DESSUS B. –1994– *Atlas des énergies pour un monde viable*. Syros.
- [3] KALTSCHMITT M., RÖSCH C. & DINKELBACH L. –1998– *Biomass gasification in Europe*. EUR 18224 EN.
- [4] POUET J.C. *Bois-énergie : évaluation environnementale*. Note ADEME/DAB/DVNAC, 26/05/2003.
- [5] *Programme bois-énergie 2000-2006*. ADEME éditions, réf. 3533, novembre 2000.
- [6] *Lettre ADEME* **16**, décembre 2000.
- [7] *Lettre ADEME* **89**, décembre 2002.
- [8] Plaquette « *Le bois-énergie* ». ADEME/CLER/AEBIOM/IMB.
- [9] POUET J.C. *Mobiliser la ressource de sous-produits de la sylviculture*. Note de travail DAB/VNAC/Bois-énergie, 21/11/2001.
- [10] LOISEL C. Le bois dans la politique énergétique, faits et chiffres
RICHTER A. Après les tempêtes, un nouveau débouché. *Arborescences*, ONF **98**, novembre 2002-janvier 2003.
- [11] VERCHIN J.C. & SERVAIS C. BIOGAZ, une énergie renouvelable en trois dimensions. *Supplément énergie plus* **288**, 15/06/2002.

- [12] *Le biogaz et sa valorisation, guide méthodologique*. ADEME - Gaz de France, ADEME 3104/GEDO 2.56.B.03.18, mars 1999.
- [13] POITRAT E. Les biocarburants. *Les techniques de l'ingénieur*, BE 8.550, 1-13.
- [14] *Energie et matières premières*. DGEMP, Observatoire de l'énergie, août 2002.
- [15] ROY C. *Nouvelles réalités des biocarburants et alternatives*. Note interne ADEME, mars 2002.
- [16] *Le Diester*. FOP. CETIOM. ONIDOL. SOFIPROTEOL.
- [17] POITRAT E. *Les performances énergétiques des filières de production de biocarburants et leur impact sur l'effet de serre*. Rencontres annuelles du CETIOM, Paris, 50-53, 3-4 décembre 2002.
- [18] *Rapport d'activité AGRICE 2001*. Juillet 2002.
- [19] Les biocarburants en bref. *Note ADECA* **17**, février 2003.
- [20] POITRAT E. *State of the art in liquid biofuels*. Conf. Bio Energy 2001, Aarhus, 26-27 septembre 2001.
- [21] *Bilans énergétiques et gaz à effet de serre des filières de production de biocarburants en France*. Etude Ecobilan/Pricewaterhouse Coopers, note de synthèse pour ADEME et DIREM, septembre 2002.
- [22] POITRAT E. L'impact des biocarburants sur l'effet de serre. *OCL* **5**(9), 296-298, septembre-octobre 2002.
- [23] MANN M.K., SPATH P.L. & AMOS W.A. Technoeconomic analysis of different options for the production of hydrogen from sunlight, wind and biomass. *Proc. of the 1998 US.DOE Hydrogen Program Review*, NREL/CP-570-25315.
- [24] Nouvelles technologies de l'énergie. *Clefs CEA* **44**, 2000-2001.

14 - LA GÉOTHERMIE

Daniel MADET

Les divers aspects de la géothermie sont abordés tout d'abord, des ressources aux techniques d'exploitation. Sont ensuite traités les aspects économiques et environnementaux. Une analyse des perspectives actuelles pour le futur est proposée, enrichie de références bibliographiques.

<i>14.1 Principaux types de ressources géothermiques</i>	<i>320</i>
<i>14.2 Aperçu des techniques d'exploitation</i>	<i>321</i>
<i>14.3 La place de l'énergie géothermique</i>	<i>321</i>
<i>14.4 Éléments de méthode pour des comparaisons et applications</i>	<i>322</i>

La chaleur de la Terre augmente avec la profondeur. Les mesures récentes de l'accroissement de la température avec la profondeur, appelée gradient géothermique, ont montré que cette valeur n'était pas uniforme à la surface du globe. En moyenne, la température croît d'environ 3°C pour 100 m, mais de nombreuses régions ont des gradients géothermiques anormaux : 10°C par 100 m en Alsace, et même exceptionnellement 100°C par 100 m à Larderello (Italie), par contre 1°C par 100 m près de Padoue.

Ce gradient dépend de la conductivité thermique des roches et du flux géothermique de l'ordre de 0,05 W/m², soit environ 4000 fois moins que la valeur moyenne du flux solaire (200 W/m²). En France, il varie entre 0,05 W/m² et 0,13 W/m². Les fortes valeurs sont expliquées par la présence, à quelques milliers de mètres sous la surface de la Terre, de roches chaudes correspondant soit à des poches magmatiques liées à des phénomènes volcaniques actuels ou assez récents, soit à une remontée locale du manteau (partie du globe terrestre, intermédiaire entre le noyau et l'écorce, épaisse de 3000 km, d'une densité voisine de 5), dont la profondeur habituelle varie de 70 à 2900 km.

Sur la base de ce critère, on distingue deux sortes d'énergie géothermique fort différentes dans leur manifestation et leurs utilisations :

- **la géothermie basse enthalpie**, due au gradient géothermique moyen ou légèrement supérieur à la moyenne ; elle permet d'obtenir des températures de 80°C

à 2000 m de profondeur. De par les températures rencontrées, elle s'applique au chauffage des locaux, des serres, à la pisciculture et à quelques usages industriels ou agricoles ;

- **la géothermie haute enthalpie**, liée à la présence de roches chaudes peu profondes ; elle permet d'atteindre des températures de l'ordre de 300°C à 1000 m de profondeur. Ces hautes températures conviennent à la production d'électricité.

14.1. PRINCIPAUX TYPES DE RESSOURCES GÉOTHERMIQUES

La chaleur géothermique peut être exploitée grâce à la présence dans le sous-sol de véritables gisements où se trouve stockée l'énergie calorifique. Selon la nature des terrains, on classera ces gisements en trois catégories : réservoirs de **vapeur**, réservoirs d'**eau chaude**, ou **roches chaudes sèches**.

Les deux premiers types de gisements sont constitués par des infiltrations d'eau circulant dans une couche géologique perméable et poreuse, recouverte de terrains imperméables.

Réservoirs de vapeur

Si l'eau de gisement est partiellement vaporisée, elle pourra être récupérée sous la forme de vapeur sèche directement utilisable pour faire tourner les turbines des centrales électriques. Cependant, ces gisements de vapeur sont relativement rares : dans le monde entier, on ne connaît guère que Lardello (Italie), les Geysers (Californie), Matsukawa (Japon).

Réservoirs d'eau chaude

Le plus souvent, l'eau des gisements géothermiques reste liquide et, suivant sa température, elle peut être utilisée soit pour le chauffage, soit pour la production d'électricité. Dans ce dernier cas, la baisse de pression que subit l'eau chaude pendant sa remontée vers la surface produit sa vaporisation, de sorte qu'en tête de puits on dispose d'un mélange diphasique eau-vapeur.

Les gisements de roches chaudes sèches

Ils constituent une réserve de chaleur très importante puisque l'exploitation de la chaleur contenue dans une sphère de 1 km de rayon permettrait d'alimenter pendant un siècle une centrale électrique de 100 MW.

Si l'existence du gisement est évidente – il existe en tous points du globe des roches sèches, comme le granit par exemple, qui sont à des températures de l'ordre de 250° à 300°C, à 600 m de profondeur – son accessibilité reste à démontrer : en effet, pour utiliser cette chaleur, il faut un fluide caloporteur (l'eau par exemple), qui circule dans un échangeur créé artificiellement par fracturation fine de la roche.

L'expérience la plus récente est celle de Soultz-sous-Forêts : il s'agit de faire circuler de l'eau vers 3500 m sous terre, afin de récupérer 50 MW thermiques à moins de 200°C pour générer 5 MW électriques. D'importants progrès restent nécessaires avant d'exploiter ce type de gisement qui représente la majeure partie du potentiel géothermique mondial.

14.2. APERÇU DES TECHNIQUES D'EXPLOITATION

En géothermie basse enthalpie

L'exploitation se fait à l'aide de forages. Dans la majorité des cas, l'eau étant saumâtre, on prévoit un puit d'arrivée d'eau chaude et un puit de réinjection, ce qui permet aussi de maintenir la pression dans la nappe aquifère. La réinjection provoque, de façon très lente le refroidissement du gisement : il y a donc une baisse progressive de l'énergie récupérée après une période d'exploitation d'environ 30 ans. En raison de risques de corrosion, l'eau géothermale ne circule pas directement dans les appareils de chauffage chez l'utilisateur : on utilise un échangeur de chaleur avec un circuit secondaire d'eau douce. On peut aussi utiliser un système de pompes à chaleur afin de mieux valoriser l'investissement d'un doublet de forage (l'eau géothermale est ainsi réinjectée à très basse température).

En géothermie haute enthalpie

Dans les rares cas où de la vapeur sèche peut être récupérée, l'exploitation est simple puisqu'on a affaire à une centrale thermique dans laquelle la vapeur est fabriquée gratuitement. Dans la majorité des cas, c'est un mélange eau-vapeur que l'on récupère. Il faut alors séparer les deux phases avant d'utiliser la vapeur. Dans les deux cas, on utilise généralement un cycle ouvert.

14.3. LA PLACE DE L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE

14.3.1. DONNÉES ÉCONOMIQUES

L'intérêt économique des centrales électriques géothermiques dépend beaucoup du gisement. Là où de la vapeur sèche ou de l'eau chaude à haute température est disponible en grande quantité, par exemple en Californie ou au Mexique, le système est facilement rentable. Pour les gisements de faible potentiel, la petite taille des installations et les mauvais rendements rendent l'investissement cher (par exemple plus de 30 000 F par kW à Bouillante, en Guadeloupe), ce qui nuit beaucoup à son développement.

Une bonne méthode d'analyse de l'intérêt économique des installations géothermiques (comme de beaucoup d'installations thermiques et qui permet d'éviter les pièges d'une croyance excessive dans les rendements d'échelle ou les effets d'industrialisation) consiste à découper mentalement l'installation en deux :

- ▶ fourniture de calories à une température donnée,
- ▶ transformation de ces calories en électricité (sur laquelle tout progrès profitera aussi aux autres filières)

14.3.2. IMPACT ENVIRONNEMENTAL

Les impacts environnementaux de cette énergie presque renouvelable concernent le plus souvent le rejet en surface de l'eau résiduaire, fortement chargée en sels (quand il n'y a pas réinjection) et les émissions de gaz incondensables, comme l' H_2S qui a une odeur nauséabonde.

14.3.3. SITUATION ACTUELLE DANS LE MONDE

On notera dans le *tableau I* que sur les 14 400 TWh d'électricité produits dans le monde en 1998, 45 TWh étaient d'origine géothermique, dont 15,5 TWh pour les USA, 9 TWh pour les Philippines, 5,5 TWh pour le Mexique et 4,2 TWh pour l'Italie.

La situation est plus difficile à établir pour le chauffage géothermique, mais des recoupements, au niveau mondial, permettent d'estimer à environ 40 le nombre de TWh thermiques, dont 6 en Islande et 2 en France.

14.3.4. PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION

La croissance annuelle observée historiquement au niveau mondial était assez faible. Le développement dépend énormément de la présence de gisements sous forme facile à exploiter. Sur le long terme, on prévoit généralement une hausse significative de cette forme de production en Asie, Amérique centrale et Asie.

14.4. ÉLÉMENTS DE MÉTHODE POUR DES COMPARAISONS ET APPLICATIONS

Les bilans énergétiques établis par les institutions internationales utilisent des coefficients de conversion entre les différentes formes d'énergie, pour aboutir à une unité commune, qui est souvent la tep (tonne équivalent pétrole). Il convient cependant de prendre beaucoup de précautions avec ces formulations trop simplifiées. Ainsi 1 kWh d'origine hydraulique se voit attribuer une équivalence de 86 g de

pétrole, tandis que 1 kWh d'origine géothermique se voit attribuer une équivalence de 860 g de pétrole.

En ce qui concerne l'impact écologique, il est recommandé de faire appel à l'Analyse de Cycle de Vie, qui permet d'estimer les flux de produits émis et de ressources utilisées dans toute la chaîne d'opérations nécessaire pour assurer des services similaires (par exemple, produire 1 kW en continu toute une année, ou chauffer une habitation pendant un hiver) par différentes voies.

Tableau I - Production d'électricité d'origine hydraulique et géothermique (en TWh)

<i>Zone</i>	<i>Hydraulique</i>	<i>Géothermie</i>	<i>Total électricité</i>
Amérique du Nord	678,6	21,1	4576
- USA	322	15,4	3832
- Canada	332		562
- Mexique	24,6	5,7	182
Amérique centrale et du Sud	520	1	720
- Brésil	291		322
- Argentine	27		74
- Venezuela	58		81
- Paraguay	51		51
Europe	580	5	3190
- France	66		511
- Allemagne	21		556
- Italie	47	4	26
- Suède	74		158
- Norvège	116		117
- autres pays OCDE	207		1664
Afrique	73	0,4	416
- Afrique du Sud	4		205
- Egypte	12		63
Océanie	50	4,8	311
- Australie	16		195
- Nouvelle-Zélande	24	2,5	38
- Indonésie	10	2,3	78
Ex-URSS	226		1180
- Russie	159		827
Asie	506	12,5	3920
- Japon	102	3,5	1046
- Chine	208		1166
- Inde	83		494
- Corée	6		237
- Philippines	5	9	41
Total monde	2633,6	44,8	14 313

BIBLIOGRAPHIE

World energy outlook 2000. International Energy Agency.

Electricity information 2000. International Energy Agency.

Pour un développement durable. Bilan environnement 2000, EDF.

L'énergie géothermique. EDF.

SITES INTERNET

<http://www.edf.fr>

<http://www.ademe.fr>

15 - LA PHYSIQUE DES ÉOLIENNES

Hervé NIFENECKER

Ce chapitre présente les aspects physiques tout d'abord d'une pale, puis d'une éolienne. Sont ensuite abordés, là encore de façon scientifique, les façons optimales de construire et de gérer un parc d'éoliennes.

<i>15.1 Puissance du vent</i>	<i>325</i>
<i>15.2 Physique des pales</i>	<i>326</i>
<i>15.3 L'éolienne</i>	<i>332</i>
<i>15.4 Les parcs d'éoliennes</i>	<i>338</i>
<i>15.5 La gestion des parcs d'éoliennes</i>	<i>341</i>

15.1. PUISSANCE DU VENT

On considère une masse d'air animée d'une vitesse V . Un volume d'air de surface S et de longueur L parallèle à la direction du vent est caractérisé par une quantité de mouvement $SL\rho V$ et une énergie cinétique $\frac{1}{2}SL\rho V^2$, où ρ est la masse spécifique de l'air. Pour calculer la puissance passant par une surface S perpendiculaire à la direction du vent, il suffit de poser $L = V$. Et donc la puissance du vent passant par la surface S s'écrit :

$$P_0 = \frac{1}{2}S\rho V^3$$

15.1.1. PUISSANCE MAXIMALE RÉCUPÉRABLE, LOI DE BETZ

On peut schématiser une éolienne comme un dispositif de surface S perpendiculaire à la direction du vent, transformant une partie d'énergie du vent en mouvement perpendiculaire. La puissance enlevée au vent implique un ralentissement de l'air de la vitesse initiale V_1 à une vitesse finale V_2 . Remarquons que, pour assurer la conservation de la masse et dans la mesure où la masse spécifique de l'air varie peu, il est nécessaire que la colonne d'air se dilate latéralement en traversant l'éolienne. Par le passage à travers l'éolienne, la colonne d'air perd donc une éner-

gie $\frac{1}{2}\rho(V_1^2 - V_2^2)$. En supposant qu'au niveau du rotor de surface S la vitesse de la colonne est $\frac{V_1 + V_2}{2}$, la puissance maximum rendue disponible pour l'éolienne vaut donc

$$P_{\text{disp}} = \frac{1}{4}\rho S(V_1 + V_2)(V_1^2 - V_2^2) = \frac{1}{4}\rho S V_1^3 \left(1 + \frac{V_2}{V_1}\right) \left(1 - \frac{V_2^2}{V_1^2}\right)$$

$$P_{\text{disp}} \text{ est maximum pour } \frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{3} \quad \{1\}$$

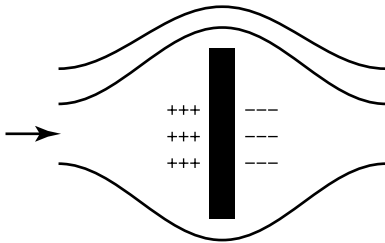
$$\text{et vaut } P_{\text{max}} = \frac{16}{27} P_0 \quad \{2\}$$

Cette relation a été démontrée par Albert BETZ, dès 1919, d'où son nom. La valeur $\frac{16}{27} \approx 0,6$ est une limite maximum du rendement des éoliennes qui est, en général, loin d'être atteinte.

15.2. PHYSIQUE DES PALES

15.2.1. DÉFINITION DES FORCES AGISSANT SUR LES PALES

On suppose que le vent, dirigé selon la direction Ox , est incident sur un obstacle. Ainsi qu'on peut le voir sur la **figure 15.1**, les lignes de courant sont déformées pour contourner l'obstacle. En même temps, une zone de surpression se crée au vent de l'obstacle, surpression qui repousse les lignes de courant vers l'extérieur. Derrière l'obstacle, au contraire, une dépression est créée qui est responsable de la reconvergence des lignes. La différence de pression entre les faces au vent et sous le vent entraîne l'existence d'une force de pression qui s'exerce perpendiculairement à la surface de l'obstacle. Soit $\vec{R}$ cette force.

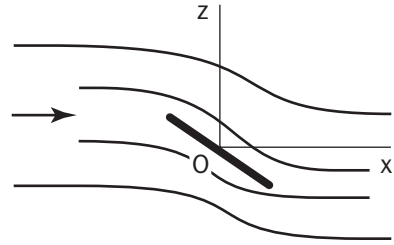


15.1 - Distribution des lignes de courant pour un obstacle perpendiculaire à la direction du vent
Les zones de surpression et de dépression sont indiquées.

La **figure 15.1** représente la situation où le vent arrive perpendiculairement à la surface de la pale de l'éolienne. Dans ce cas, la pale ne peut se mettre en mouvement. La **figure 15.2** montre un cas où le vent arrive à un angle oblique par rapport à la surface. Une force s'exerce alors, dans ce cas, pour mettre en mouvement la pale vers le haut, dans le cas d'espèce.

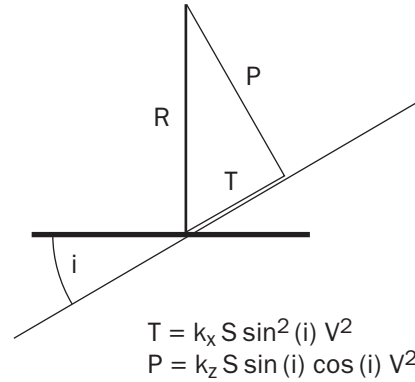
15.2 - Distribution des lignes de courant pour un obstacle incliné par rapport à la direction du vent

La **figure 15.3** définit les notations dans ce cas, en supposant, dans une première approche, que la vitesse du mouvement de la pale est faible devant celle du vent.



15.3 - Définitions de la portance et de la traînée

La composante de $\vec{R}$ le long de la direction du vent est appelée la traînée T et, dans le cas des éoliennes et pour les faibles vitesses, est inefficace, puisque l'on s'arrange toujours pour que les pales tournent dans un plan perpendiculaire à la direction du vent. La composante perpendiculaire à la direction du vent est la portance P .



Le module de la force de pression est proportionnel à la surface de la pale offerte au vent, $S \sin(i)$, où i est l'angle d'incidence du vent par rapport à la surface de la pale et S la surface de la pale. La force de pression est, également, proportionnelle au carré de la vitesse du vent V . On peut donc écrire :

$$|\vec{R}| = k S \sin(i) V^2$$

On mesure expérimentalement la traînée et la portance qu'on peut écrire :

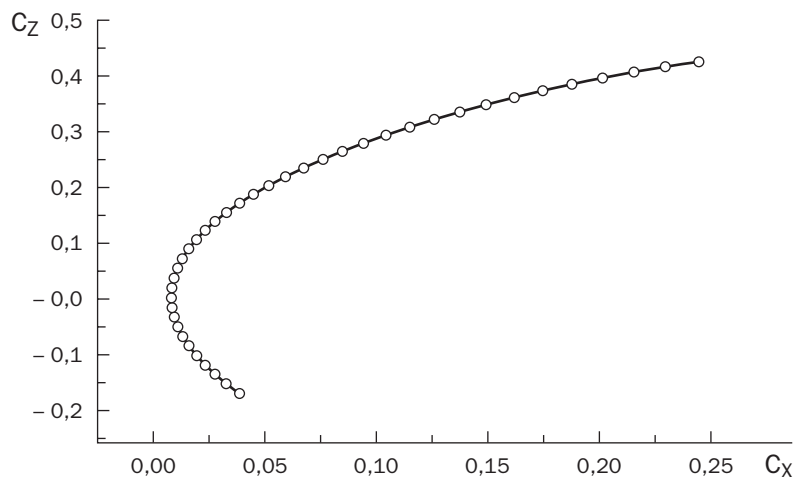
$$T = k_x \frac{\rho}{2} S (t_0 + \sin^2(i)) V^2 \quad \{3\}$$

$$P = k_z \frac{\rho}{2} S \sin(i) \cos(i) V^2$$

Le terme t_0 dans la définition de T correspond au fait que la pale ayant une épaisseur finie, un terme de traînée existe même pour une incidence rasante. On définit aussi les coefficients de portance et de traînée :

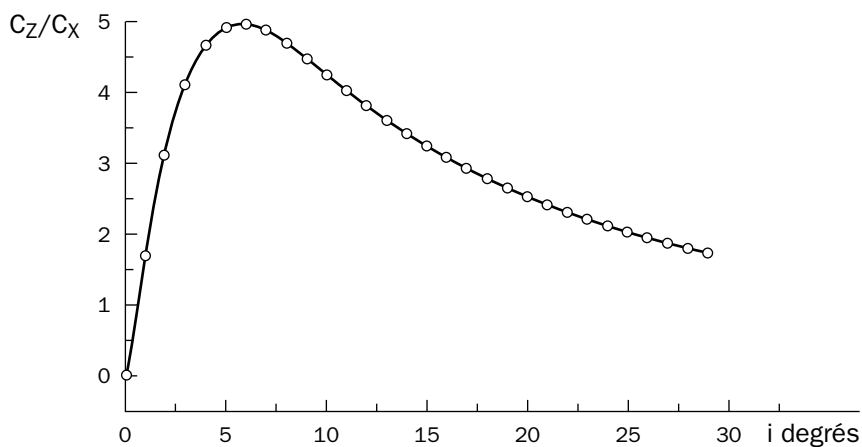
$$\begin{aligned} C_x &= k_x (t_0 + \sin^2(i)) \\ C_z &= k_z \sin(i) \cos(i) \end{aligned} \quad \{4\}$$

En principe k_z et k_x varient lentement avec i . La **figure 15.4** montre comment C_z varie en fonction de C_x pour des angles d'incidence compris entre -8 et 20° , dans le cas où $K_z = K_x = 1$. Pour les incidences négatives, la portance ramène la pale vers le bas. Pour l'incidence nulle la portance s'annule. Elle s'annule aussi pour l'incidence normale.



15.4 - Variation de C_z en fonction de C_x

Le rapport de la portance à la traînée reflète le rendement de la pale. Un exemple de la variation de ce rapport avec l'angle d'incidence est montré sur la **figure 15.5**. On y voit que le rendement passe par un maximum pour une angle d'incidence assez faible.



15.5 - Evolution du rendement de la pale en fonction de l'angle d'incidence du vent

15.2.2. CAS DE LA PALE EN MOUVEMENT

Dans ce qui précède nous avons supposé que la vitesse de déplacement de la pale était négligeable devant celle du vent. En réalité, la force de portance met en rotation la pale de l'éolienne et crée de ce fait un vent apparent en sens inverse. Ce vent s'ajoute au vent réel pour créer un vent relatif. Soit i l'angle d'incidence fait

entre la surface et le vent relatif. Soit α l'angle fait entre le plan de la pale et le plan perpendiculaire à la direction du vent réel (angle de calage). La vitesse relative $\vec{V}_{rel}$ s'exprime comme la somme du vent apparent $\vec{V}_{app}$ et du vent réel (physique) $\vec{V}_{phy}$.

$$\vec{V}_{rel} = \vec{V}_{app} + \vec{V}_{phy}$$

La vitesse apparente dépend à la fois de la vitesse angulaire ω de rotation de la pale et de la distance r à l'axe de rotation. En module on a :

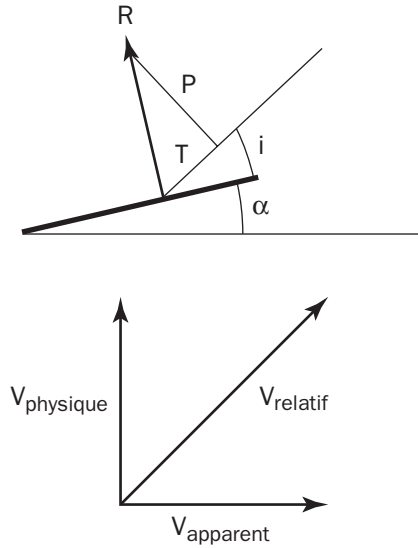
$$|V_{app}| = 2\pi\omega r \quad \{5\}$$

La **figure 15.6** définit les angles et forces mises en jeu dans ce cas. La pale fait un angle α avec son plan de rotation. Le vent relatif fait l'angle d'incidence i avec la pale. L'angle i est donné par :

$$\arctan(i + \alpha) = \frac{|V_{phys}|}{|V_{app}|}$$

avec la limite pour $|V_{app}| = 0$, $i + \alpha = \frac{\pi}{2}$.

15.6 - Définition des angles et forces dans le cas d'une pale en mouvement



On voit, d'après l'équation {5}, que $|V_{app}|$ et donc $i + \alpha$ dépendent de la distance à l'axe de rotation. Les considérations qui suivent s'appliquent donc à une portion de pale suffisamment petite pour qu'on puisse négliger cette variation.

Les mesures expérimentales fournissent P et T en référence à la direction du vent relatif et de la surface de la pale, comme indiqué par l'équation {3} et l'équation {4}. Mais, dans le cas de l'éolienne, la force orientée perpendiculairement au plan de rotation F_x ne joue pas de rôle et est analogue à la force de traînée définie dans le cas statique. Au contraire, la force F_z est responsable de la rotation et fournit la puissance. Utilisant l'équation {3}, on obtient l'expression de F_z .

$$F_z = S V_{rel}^2 (k_z \sin i \cos i \sin(i + \alpha) - k_x (t_0 + \sin^2 i) \cos(i + \alpha)) \quad \{6\}$$

Compte tenu de l'expression de F_z , on peut essayer de répondre aux questions suivantes :

- ▶ la pale atteint-elle une vitesse de rotation stable, et pour quelle vitesse, et donc quel angle d'incidence ?
- ▶ y a-t-il une valeur optimale de l'angle α ?

Pour répondre à ces questions, nous nous mettons dans l'hypothèse simplificatrice $k_z = k_x$.

Poser $\beta = i + \alpha$ permet de remplacer la variable i par une expression des vitesses physique $V = V_{\text{phys}}$ et apparente $U = V_{\text{app}}$, par exemple :

$$\sin \beta = \frac{V}{\sqrt{U^2 + V^2}}$$

On obtient alors l'expression de F_z :

$$F_z = Sk_z V^2 \frac{\sqrt{V^2 + U^2}}{V} \left[\sin \alpha \left(\cos \alpha - \frac{U}{V} \sin \alpha \right) - t_0 \frac{U}{V} \right] \quad \{7\}$$

15.2.3. CONDITION D'ÉQUILIBRE

A partir du repos la vitesse de la pale augmente sous l'effet de la force F_z , jusqu'au moment où elle devient égale à force de friction. Il faut donc exprimer cette force de friction. En tournant, la pale rencontre la résistance de l'air située sous le vent de la pale¹. La force de friction peut s'exprimer en s'inspirant de l'équation {3}, en remplaçant le vent physique par le vent relatif et l'angle α par son complément $\frac{\pi}{2} - \alpha$:

$$F_{\text{friction}} = Sk_z \frac{\rho}{2} U^2 \sin^2 \alpha \quad \{8\}$$

La condition $F_z = F_{\text{friction}}$ est obtenue lorsque la relation suivante entre α et U est satisfaite :

$$\left[\cos \alpha \sin \alpha - \frac{U}{V} (\sin^2 \alpha + t_0) \right] \sqrt{1 + \frac{U^2}{V^2}} - \frac{U^2}{V^2} \sin^2 \alpha = 0 \quad \{9\}$$

Si $\frac{U}{V} \gg 1$, on obtient la solution simple :

$$\frac{U}{V} = \frac{\cos \alpha \sin \alpha}{2 \sin^2 \alpha + t_0} \quad \{10\}$$

1 Ce point est un peu délicat. Pour mieux se représenter l'origine de la force de friction, il est commode de considérer que le mouvement de l'éolienne est créé par un moteur agissant sur son axe et lui communiquant sa rotation. L'air au repos est à l'origine de la résistance s'opposant alors au mouvement. Dans le référentiel attaché à une pale, tout se passe comme si elle était soumise à un vent de vitesse égale en valeur et de sens opposé au vent apparent. Ce vent est situé dans le plan perpendiculaire à la direction du vent physique et exerce son action sur la face de la pale sous le vent physique.

15.2.4. RENDEMENT OPTIMAL DE PALE

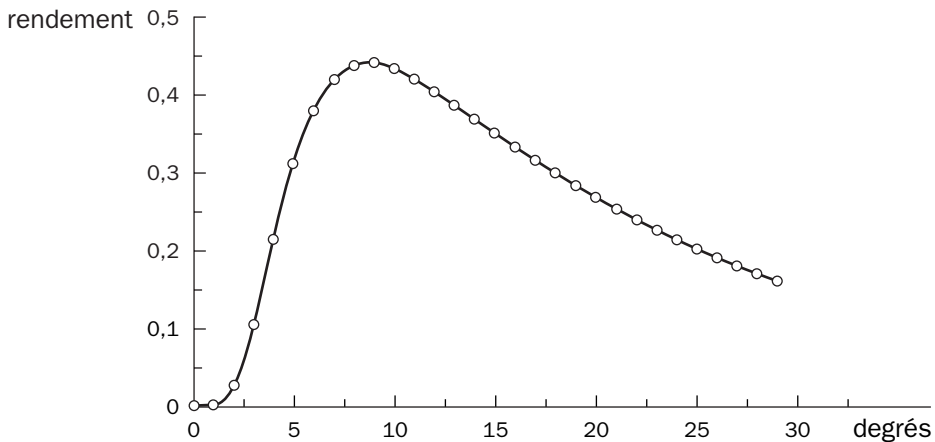
La puissance dissipée par la force de friction pour la valeur optimum de U vaut :

$$UF_{\text{friction}} = k_z SV^3 \frac{\cos^3 \alpha \sin^5 \alpha}{(2\sin^2 \alpha + t_0)^3} \quad \{11\}$$

La puissance du vent disponible est $k_z SV^3$, de telle sorte que le rendement maximum de la pale vaut

$$R = \frac{\cos^3 \alpha \sin^5 \alpha}{(2\sin^2 \alpha + t_0)^3} \quad \{12\}$$

La **figure 15.7** est un exemple de la variation du rendement maximum en fonction de l'angle de calage α , pour une valeur $t_0 = 0,01$.



**15.7 - Variation du rendement d'une pale
en fonction de l'angle de la pale par rapport au plan de rotation**

15.2.5. FORME OPTIMALE DES PALES

Comme la vitesse relative U est proportionnelle à la distance à l'axe de rotation (voir équation 5), la condition d'assortiment de la vitesse radiale à l'angle de la pale donnée par l'équation {10} exige que l'angle α dépende de la distance à la pale. En effet, la condition $F_z = F_{\text{friction}}$ doit être remplie sur l'ensemble de la pale. Si elle ne l'est que globalement et non localement, on aura $F_z < F_{\text{friction}}$ en bout de pale et, au contraire, $F_z > F_{\text{friction}}$ dans la région proche de l'axe puisque F_{friction} croît avec la distance à l'axe. Il s'ensuit qu'on peut alors optimiser le rendement de la pale en augmentant F_{friction} dans la région proche de l'axe. Les profils complexes des pales d'éoliennes modernes ont précisément pour but de remplir la condition donnée par l'équation {10} autant que faire se peut.

15.3. L'ÉOLIENNE

15.3.1. DE LA PALE À L'ÉOLIENNE

Alors qu'au paragraphe 15.1 on discutait de la puissance des éoliennes en terme de surface balayée par les pales, dans le paragraphe 15.2 la discussion se concentrait sur la physique de la pale individuelle et même, le plus souvent, d'une section étroite de pale. Comment des expressions faisant expressément et uniquement intervenir des caractéristiques des pales peuvent-elles conduire à une physique où celles-ci disparaissent, sauf sous une forme globale de surface balayée et de rendement ? Ce passage reflète la persistance des perturbations de l'air consécutives au passage de la pale. L'étude de la dynamique de la transition entre la physique de la pale et celle de la surface balayée fait appel à la mécanique des fluides compressibles et excède l'objet du présent chapitre. Il est toutefois possible de déterminer simplement les conditions conduisant à cette transition.

En effet, le mouvement de la pale crée un sillage qui peut interférer avec les passages suivants. Pour examiner qualitativement les effets du sillage, nous suivrons l'approche de LANDAU et LIFCHITZ². La vitesse relative de l'air vis-à-vis de la pale est supposée égale à l'opposé de la vitesse de rotation. La résistance de l'air se traduit par un ralentissement de ce mouvement sous le vent³ de la pale. Dans ce paragraphe, nous supposons que la vitesse relative de l'air est $U(r)$ (nous changeons la convention de signe par souci de simplicité). Derrière la pale on peut écrire que la vitesse relative est $\vec{V} = \vec{U} + \vec{u}$, où nous omettons aussi la dépendance en r . Dans le cas simple d'un sillage laminaire et lorsque la perturbation $\vec{u}$ est faible, l'équation de NAVIER et STOKES se simplifie sous la forme :

$$U \frac{\partial \vec{u}}{\partial x} = -\nabla \frac{p}{\rho} + \vec{u} \left(\frac{\partial^2 \vec{u}}{\partial^2 x} + \frac{\partial^2 \vec{u}}{\partial^2 y} \right) \quad \{13\}$$

Pour la composante de $\vec{u}$ dans la direction de la force de traînée, on peut négliger le terme dépendant de la pression dans l'équation {13}, soit :

$$U \frac{\partial \vec{u}_x}{\partial x} = \vec{u} \left(\frac{\partial^2 \vec{u}_x}{\partial^2 x} + \frac{\partial^2 \vec{u}_x}{\partial^2 y} \right) \quad \{14\}$$

On trouve alors la solution pour $\vec{u}_x$:

$$\vec{u}_x = -\frac{\Phi_x}{4\pi\rho\nu} \frac{1}{x} e^{-\frac{U}{4\nu} \frac{y^2+z^2}{x}} \quad \{15\}$$

² LANDAU L. & LIFCHITZ E., *Mécanique des fluides*, MIR, 1971.

³ Noter qu'ici le vent considéré n'est plus le vent physique mais le vent de résistance de l'air. Le côté sous le vent de l'un est le côté au vent de l'autre.

Φ_x est une force de traînée du type donné par l'équation {8}. ν est le coefficient de viscosité cinématique qui, dans le cas de l'air, vaut $0,15 \times 10^{-4} \text{ m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$. Le long de la portance, la composante de la vitesse dans la région du sillage est dominée par un terme similaire :

$$\bar{u}_x = -\frac{\Phi_x}{4\pi\rho\nu} \frac{1}{x} e^{-\frac{U}{4\nu} \frac{y^2+z^2}{x}} \quad \{16\}$$

La composante $\bar{u}_z$ de la vitesse s'oppose à la composante du vent incident défléchie par la pale et crée une zone de surpression le long du sillage de la pale. Cette zone de surpression est à l'origine de l'entretien du mouvement de la pale. Si donc le sillage a une longueur supérieure à la circonférence décrite par la pale, on conçoit qu'une approche globale du mouvement de cette dernière sera validée. Soit $l(r)$ la longueur du profil de la pale à la distance r de l'axe. La longueur de pale vue par le vent relatif vaut $l(r)\sin\alpha$. La largeur du sillage L_s à une distance x de la pale le long de la circonférence vaut donc approximativement :

$$L_s^2 = l^2(r)\sin^2\alpha + \frac{2\nu x}{U} \quad \{17\}$$

Lorsque le deuxième terme du second membre de l'équation {17} est inférieur ou égal au premier, on peut considérer que le sillage est encore bien établi. Une condition suffisante pour que la distribution de pression, le long de la circonférence, puisse être considérée comme stationnaire est donc que :

$$l^2(r)\sin^2\alpha = \frac{4\nu\pi r}{U}$$

Soit en remplaçant $U = 2\pi\omega r$ par sa valeur, on obtient une valeur de ω au-dessus de laquelle on peut considérer que l'approche globale du mouvement de la pale est valable :

$$\omega_{\text{lim}} = \frac{2\nu}{l^2(r)\sin^2\alpha} \quad \{18\}$$

D'après la **figure 15.7** une valeur typique de α est de l'ordre de 0,1 radian. On suppose une largeur de pale $l(r) = 1 \text{ m}$. En remplaçant la viscosité cinématique par sa valeur, on obtient donc une estimation de la vitesse limite $\omega > 0,3 \times 10^{-2} \text{ tour/s}$, soit environ 1 tour/minute, une faible valeur donc. Dans tous les cas de fonctionnement réels, on voit donc que la condition pour qu'une approche de la physique de l'éolienne en terme de surface brassée soit valable est bien remplie.

15.3.2. CHOIX DES CARACTÉRISTIQUES D'UNE ÉOLIENNE

Nous nous concentrons ici sur les éoliennes de forte puissance, utilisées pour la production d'électricité. Ces éoliennes sont calculées pour une puissance maximale déterminée par des effets de turbulence aux extrémités des pales. Cette puissance maximale est égale à une fraction de la limite de BETZ :

$$P_m = 0,29\varepsilon D^2 V_{nom}^3 \tag{19}$$

où P_m est la puissance nominale (watts) de l'éolienne, V_{nom} la vitesse (m/s) de référence du vent correspondant à la puissance nominale pour le rendement maximum de l'éolienne, ε le rendement de l'éolienne et D (m) le diamètre du rotor. La vitesse de référence du vent correspond au meilleur rendement, ainsi qu'à la limite acceptable de la vitesse de rotation. En utilisant l'équation {10}, on a

$$P_m = 0,29\rho D^2 U_{lim}^3 \left(\frac{2\sin^2 \alpha_{opt} + t_0}{\cos \alpha_{opt} \sin \alpha_{opt}} \right)^3 \tag{20}$$

α_{opt} est la valeur de l'angle de calage α maximisant le rendement de l'éolienne, comme on peut la déterminer, par exemple, sur la **figure 15.7**. U_{lim} est la vitesse tangentielle limite acceptable. On voit donc que la donnée de U_{lim} et de P_m conduit à celle du diamètre de pale D . La vitesse limite $U^{lim} = \frac{\omega_{lim} D}{2}$ (ω en tours/s), ce qui permet d'écrire :

$$P_m = 0,075\rho D^5 \omega_{lim}^3 \left(\frac{2\sin^2 \alpha_{opt} + t_0}{\cos \alpha_{opt} \sin \alpha_{opt}} \right)^3$$

Le **tableau I** montre quelques données pour des éoliennes de diamètre variable entre 1 et 100 m. Dans tous les cas, la vitesse en extrémité de pale est limitée à environ 100 m/s (360 km/h), vitesse au-delà de laquelle se produisent d'importantes instabilités des courants d'air. A cette vitesse limite correspond une vitesse nominale du vent de 18,5 m/s (66 km/h). Le rendement par rapport à la limite de BETZ est supposé égal à 0,25, caractéristique des grandes éoliennes.

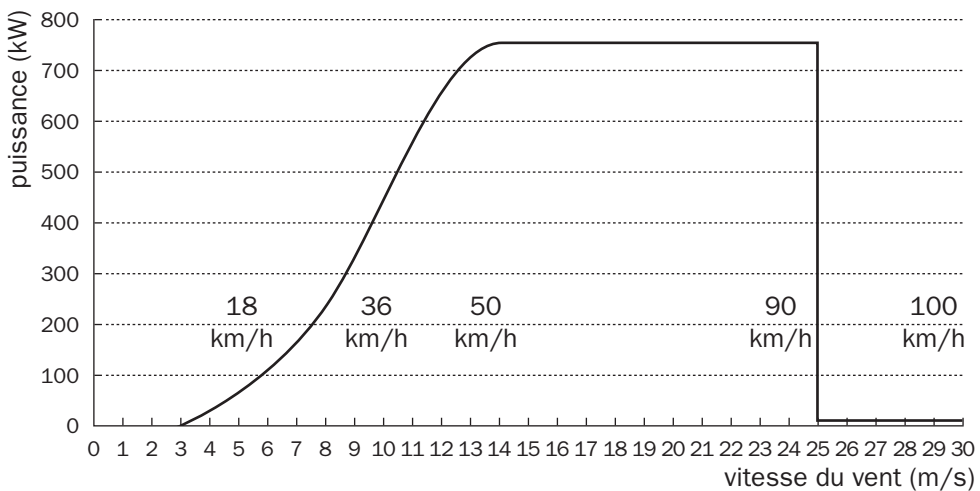
Tableau I - Vitesses de rotation et puissance nominale d'éoliennes de différents diamètres

D	Ω [t/s]	P_m [kW]
1	33,33	0,4
2	16,67	1,6
5	6,67	10,1
10	3,33	40,3
20	1,67	161,2
50	0,67	1007,2
100	0,33	4028,9

Au-delà de la vitesse nominale du vent, il est nécessaire de ralentir l'éolienne de manière à maintenir constante la vitesse d'extrémité de pale. Ceci se fait en faisant varier l'angle de calage de l'éolienne, soit en l'augmentant, soit en le diminuant par rapport à sa valeur optimale. Lorsque la vitesse du vent devient trop grande et qu'il

Il y a des risques de détérioration de l'éolienne, on amène l'angle de calage soit à 90° , c'est la mise en drapeau, soit, au contraire, à 0° , c'est le décrochage dynamique. La première solution est plus sûre mais moins précise en ce qui concerne le maintien de la vitesse de rotation à la valeur nominale avant la mise en drapeau ; pour des vents supérieurs à 130 km/h il est nécessaire de freiner le rotor. La deuxième solution, plus précise, entraîne de grands efforts sur la structure en cas de tempête. Les détails techniques permettant de contrôler l'orientation des pales peuvent se trouver dans l'ouvrage de G. CUNTY⁴.

En pratique, donc, l'éolienne ne fonctionne à sa puissance nominale que pour des vitesses de vent supérieures à la vitesse nominale, comprise entre 15 et 20 m/s et inférieures à la vitesse de mise en drapeau, comprise entre 25 et 30 m/s. Un exemple type du diagramme de la puissance délivrée en fonction de la vitesse du vent est montré sur la *figure 15.8*.



15.8 - Exemple d'évolution de la puissance fournie par une éolienne en fonction de la vitesse du vent

15.3.3. PUISSANCES INSTANTANÉE, NOMINALE ET MOYENNE

La *figure 15.8* laisse augurer du fait qu'il existe une grande différence entre la puissance nominale (maximum) délivrée par une éolienne et la puissance moyenne qu'elle est susceptible de fournir. Pour que puissance instantanée et puissance nominale soit égales, il faut, en effet, que la vitesse du vent soit comprise dans une fenêtre assez étroite. Étant donné une éolienne de puissance nominale donnée, on s'attend donc à ce que la puissance moyenne délivrée dépende de la distribution

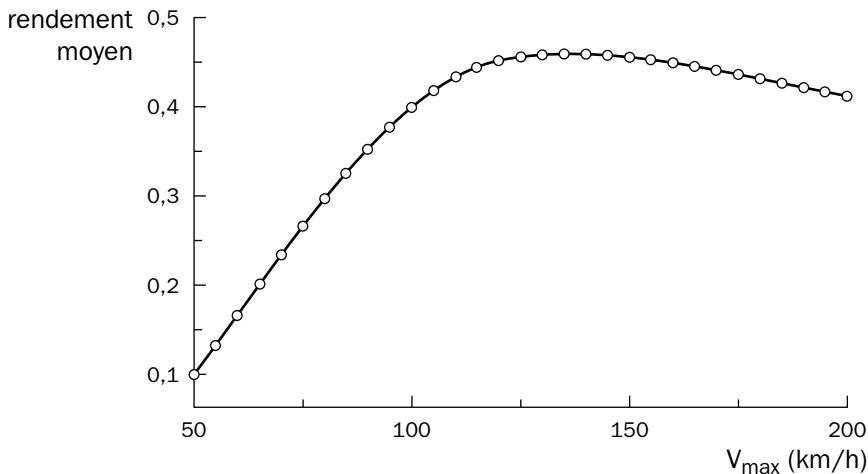
⁴ CUNTY G., *Eoliennes et aérogénérateurs*, Edisud, 2001.

des vitesses du vent mesurées sur l'année. A titre d'exemple nous considérons une distribution des vitesses linéaire caractérisée par une vitesse maximum v_m :

$$p(v) = 2 \frac{v_m - v}{v_m^2} \quad \{21\}$$

La valeur moyenne de la vitesse vaut donc $\frac{v_m}{3}$. La **figure 15.9** montre comment varie le rendement moyen de l'éolienne, défini comme le rapport de la puissance moyenne à la puissance nominale en fonction de la vitesse maximum du vent. Dans la pratique et compte tenu des distributions réelles des vitesses de vent, il est rare que la puissance moyenne excède le tiers de la puissance nominale. Il est donc très important, lorsqu'on discute d'un parc d'éoliennes, de ne pas se contenter de citer sa puissance nominale mais aussi la puissance moyenne annuelle. C'est ainsi que pour fournir autant d'énergie qu'une centrale nucléaire de 1000 MW électriques, il faut un parc de 3000 à 4000 MW d'éoliennes. Nous verrons plus loin qu'il est également important de tenir compte de la disponibilité de la puissance.

Enfin, la **figure 15.9** montre à quel point les sites géographiques peu venteux sont pénalisants.



15.9 - Variation du rendement de l'éolienne moyenné sur l'année en fonction de la valeur maximum atteinte par la vitesse du vent

15.3.4. DE LA PUISSANCE DU VENT À LA PUISSANCE ÉLECTRIQUE

Pour les petites puissances on associe souvent une dynamo au rotor, ce qui fournit du courant continu idéal pour charger des batteries. C'est la configuration type des installations décentralisées. Elles présentent de l'intérêt en l'absence de réseau.

Pour les puissances plus importantes on couple plutôt le rotor à un alternateur. Alors que les fréquences de rotation des rotors ne dépassent pas le tour par seconde, la fréquence du courant électrique est en général de 50 Hz. Même en utilisant des structures d'alternateur multipolaires, il est nécessaire d'intercaler un multiplicateur de fréquence entre le rotor et l'alternateur. Si l'on désire envoyer le courant sur le réseau, la précision de l'accord entre la fréquence du réseau et celle de l'alternateur n'est pas suffisante pour qu'on puisse accepter une injection directe du courant fourni par l'alternateur sur le réseau. Pour ce faire, on doit utiliser la combinaison d'un redresseur et d'un onduleur.

Les éoliennes de forte puissance font appel à des générateurs asynchrones. De ce fait il peut être utile de rappeler les principes de fonctionnement des génératrices asynchrones.

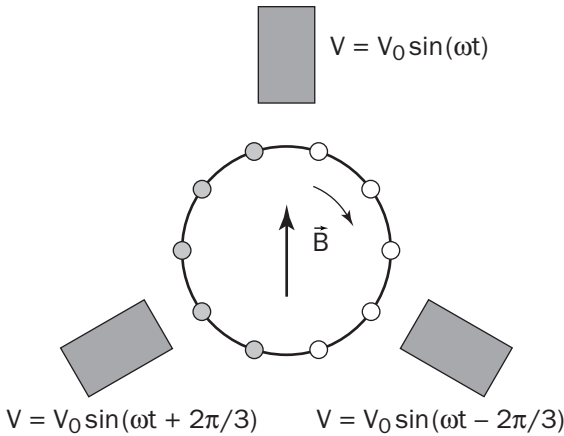
LES GÉNÉRATRICES ASYNCHRONES

Dans une génératrice asynchrone typique, le stator est constitué d'un certain nombre d'électro-aimants alimentés par le secteur de fréquence angulaire ω . La configuration bipolaire triphasée comporte trois électroaimants alimentés chacun par une phase différente. On dit que la configuration est bipolaire alors qu'il y a trois électro-aimants, car lorsque l'un des aimants est à la tension maximum, les deux autres sont à une tension moitié, mais de signe opposé, et se comportent comme un seul pôle de signe opposé. Le champ magnétique créé par cette configuration est donc de type bipolaire. De plus il est tournant avec une fréquence angulaire égale à celle du courant triphasé. Une configuration quadripolaire comporte six aimants et une configuration hexapolaire neuf. Si $2p$ est le nombre de pôles, la fréquence de rotation du champ tournant est $\frac{\omega}{p}$. Les éoliennes de puissance utilisent des configurations quadri- ou hexapolaires, ce qui permet à la génératrice de tourner à 1500 ou 1000 tours/min tout en fournissant du courant à 50 Hz.

Le rotor est une structure dans laquelle le champ tournant provoque des courants d'induction. A leur tour ces courants créent un champ magnétique induit. Dans les génératrices utilisées dans les éoliennes de puissance, le rotor est de type « cage d'écureuil ». Il s'agit d'un ensemble de barres conductrices parallèles à l'axe de la génératrice, reliées à leur extrémité par des cercles conducteurs. La **figure 15.10** représente schématiquement une génératrice asynchrone bipolaire.

On montre que la vitesse de rotation du champ induit est la même que celle du champ tournant. Les deux champs font donc un angle constant α entre eux. On démontre aussi qu'un couple est alors créé, tendant à aligner les champs d'une amplitude proportionnelle à $\sin\alpha$. Contrairement au champ induit, le rotor d'une génératrice asynchrone ne tourne pas exactement à la même fréquence que le champ tournant. Soit Ω la vitesse de rotation de la cage d'écureuil. Si $\Omega > \frac{\omega}{p}$, il se crée un couple tendant à ralentir le rotor au bénéfice d'une augmentation de la

puissance électrique circulant dans les électro-aimants. On a, effectivement, un fonctionnement en génératrice, ou plus exactement en amplificateur de puissance. Dans le cas où $\Omega < \frac{\omega}{p}$, le fonctionnement est celui d'un moteur, la puissance électrique se transformant en énergie de rotation du rotor.



15.10 - Représentation schématique d'une génératrice asynchrone bipolaire triphasée

Les rectangles représentent les électro-aimants du stator. Le cercle central et les petits cercles sur sa périphérie représentent la cage d'écurieul. Le courant d'induction va dans un sens à droite du champ et en sens inverse à gauche. Le champ magnétique est représenté pour $t = 0$.

15.4. LES PARCS D'ÉOLIENNES

L'implantation d'un champ d'éoliennes nécessite de répondre au moins à deux questions :

- ▶ comment doivent être disposées les éoliennes dans le parc ?
- ▶ où implanter le parc ?

15.4.1. DISPOSITION DES ÉOLIENNES D'UN PARC

La réponse à la première question est générique, en ce qu'elle ne dépend que de la physique de l'éolienne décrite dans les sections précédentes. L'équation {1} en particulier montre qu'en sortie d'éolienne la vitesse du vent est divisée par trois, ce qui implique (conservation du flux) que la surface du courant d'air est multipliée par trois. On peut alors estimer l'espacement nécessaire entre les éoliennes pour que la puissance du vent ne soit pas trop diminuée. A titre d'exemple, cherchons la condition pour que la vitesse moyenne du vent derrière la première rangée d'éoliennes du parc soit égale à 95% de la vitesse du vent incident. Soit r le rayon de l'éolienne et $2R$ la distance entre deux éoliennes. La vitesse du vent incident est V et celle derrière l'éolienne est $\frac{V}{3}$. La vitesse moyenne derrière la rangée d'éoliennes

vaut donc $\frac{V}{3} \left(\frac{r}{R} \right)^2 + V \left(1 - \left(\frac{r}{R} \right)^2 \right) = 0,95V$, ce qui donne la valeur $\frac{r}{R} = 3,65$. Dans la

pratique⁵, les distances entre éoliennes situées dans un plan perpendiculaire au vent dominant sont de l'ordre de trois à cinq diamètres d'éolienne. Les distances entre plans sont plutôt de l'ordre de trois à neuf diamètres.

15.4.2. LOCALISATION DU PARC

L'optimisation de l'implantation du parc conduit à prendre en compte la puissance moyenne du vent, mais aussi la rugosité h_0 du site. Celle-ci est définie comme l'altitude en dessous de laquelle la vitesse du vent s'annule. On peut paramétrer de façon plus pratique, par $\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{h_1}{h_2}\right)^\gamma$, la variation de la vitesse du vent en fonction de l'altitude. Les faibles valeurs de γ correspondent à de faibles valeurs de la rugosité, ainsi qu'à une stabilisation de la vitesse du vent à faible altitude, ce qui favorise un bon fonctionnement des éoliennes. Au contraire, pour les fortes valeurs de γ , la vitesse du vent est notablement plus faible pour les pales en position basse qu'en position haute, ce qui conduit à un déséquilibre gênant et à une efficacité réduite. La rugosité et l'exposant peuvent être reliés par une formule telle que :

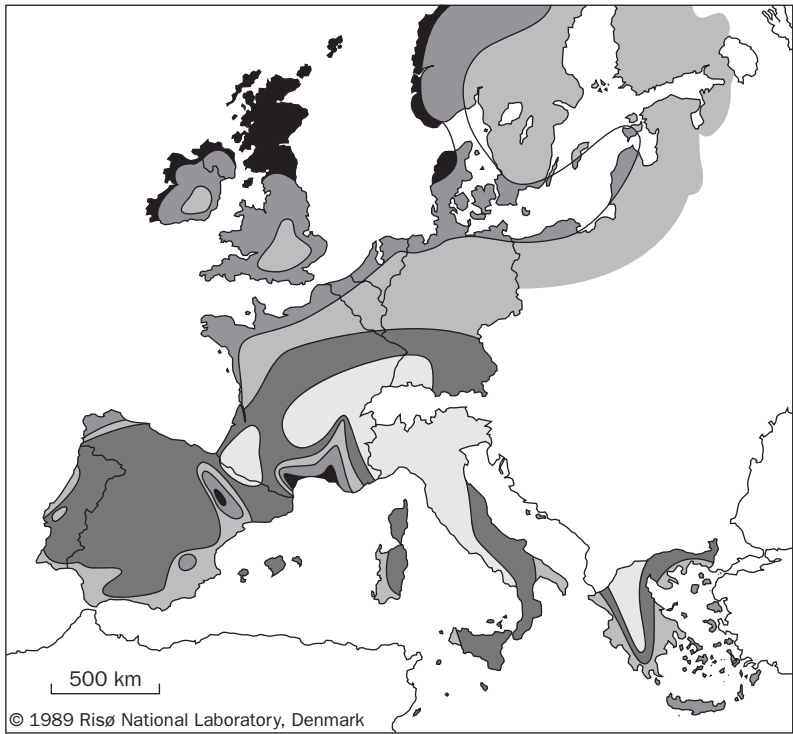
$$\gamma = 0,096\log h_0 + 0,016(\log h_0)^2 + 0,24$$

Tableau II - Caractérisation de différents terrains par leur rugosité h_0 et l'exposant γ , selon la note 4

Nature du terrain	Rugosité h_0 [cm]	Exposant γ
Plat (mer, herbes courtes...)	0 à 20	0,08 à 0,12
Peu accidenté (champs...)	20 à 200	0,13 à 0,16
Accidentés (bois...)	1000 à 1500	0,20 à 0,23
Très accidentés (villes...)	1000 à 4000	0,25 à 0,4

On voit qu'il y aura lieu de rechercher des implantations dans des endroits où le vent peut se déplacer avec le moins d'obstacles possibles. Il faut aussi rechercher des sites les plus ventés possible. La **figure 15.11** est une carte des vents observés en Europe occidentale. Les zones les plus favorables se trouvent dans le Nord des îles Britanniques et l'Ouest de la Scandinavie. La France est assez bien dotée avec les côtes de la Manche, celles de Bretagne, et surtout le couloir Rhodanien. On voit sur la figure à quel point la nature du terrain est importante pour le choix d'un site, les plus favorables se situant sur les hauteurs face à la mer.

5 Voir l'excellent site www.windpower.org qui explique de façon très pédagogique de nombreux aspects des éoliennes. Ce site émane d'ingénieurs danois.



Terrain abrité		Plaine ouverte		Bord de mer		Pleine mer		Crêtes	
<i>m.s⁻¹</i>	<i>W.m⁻²</i>	<i>m.s⁻¹</i>	<i>W.m⁻²</i>	<i>m.s⁻¹</i>	<i>W.m⁻²</i>	<i>m.s⁻¹</i>	<i>W.m⁻²</i>	<i>m.s⁻¹</i>	<i>W.m⁻²</i>
> 6,0	> 250	> 7,5	> 500	> 8,5	> 700	> 9,0	> 800	> 11,5	> 1800
5,0-6,0	150-250	6,5-7,5	300-500	7,0-8,5	400-700	8,0-9,0	600-800	10,0-11,5	1200-1800
4,5-5,0	100-150	5,5-6,5	200-300	6,0-7,0	250-400	7,0-8,0	400-600	8,5-10,0	700-1200
3,5-4,5	50-100	4,5-5,5	100-200	5,0-6,0	150-250	5,5-7,0	200-400	7,0-8,5	400-700
< 3,5	< 50	< 4,5	< 100	< 5,0	< 150	< 5,5	< 200	< 7,0	< 400

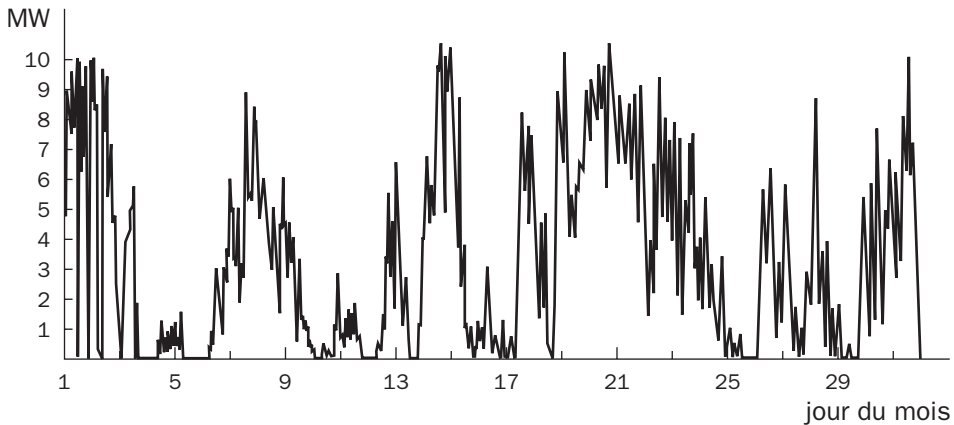
15.11 - Carte des vents dans l'Europe de l'Ouest

Cette carte a été établie par le laboratoire danois de Risø⁶. Le tableau situé sous la figure explique les conventions de couleur. Dans la même zone la vitesse du vent est d'autant plus grande que la rugosité est faible.

6 European Wind Atlas - © 1989 Risø National Laboratory, Denmark.

15.5. LA GESTION DES PARC D'ÉOLIENNES

La puissance moyenne du vent disponible sur les sites n'est pas la seule, ni même la principale caractéristique à prendre en compte dans la gestion d'un ensemble de parcs d'éoliennes. L'énergie éolienne est en effet fortement variable dans le temps, d'une façon assez peu prévisible. L'électricien doit donc pouvoir faire face à des variations importantes de la puissance fournie par le parc d'éoliennes qu'il exploite ou dont il achète la production. Un exemple de la variabilité du vent sur un parc d'éoliennes anglais est montré sur la *figure 15.12*.



**15.12 - Fluctuations du vent au mois de janvier 1997
sur un parc anglais de puissance nominale 10 MW**
La puissance était moyennée sur des périodes de 10 min.

La figure montre que les fluctuations du vent sur une courte période (un mois ici) peuvent être à la fois très fortes et chaotiques. Pour les fluctuations de très courtes durées, on peut envisager que les parcs localisés en différentes régions puissent ne pas être en phase, et donc que leurs variations se compensent les unes les autres. Par contre, les périodes de faible vent s'étendant sur quelques jours sont, en général, le reflet de passages de zones de hautes pressions qui affectent de vastes zones géographiques. Il faut donc disposer de sources de puissance électrique susceptibles de se substituer aux éoliennes défaillantes. L'investissement nécessaire pour que ces sources soient disponibles doit donc avoir été fait. Il s'ensuit que les éoliennes ne permettent d'économiser que le combustible qui serait utilisé sans elles par ces sources de complément. En fait, compte tenu de la faible disponibilité des éoliennes, au maximum de 30%, ce sont plutôt elles qui doivent être considérées comme des sources de complément dont l'intérêt essentiel est, précisément, d'économiser du combustible et de réduire les conséquences environnementales associées à leur usage. C'est vrai, en particulier, lorsque la source principale est une centrale thermique utilisant du gaz, et surtout du charbon. C'est le

cas pour un pays comme le Danemark qui produit l'essentiel de son électricité dans des centrales à charbon. Dans le cas de la France, un important programme d'éoliennes se heurterait à la relative rigidité de la production d'électricité par les centrales nucléaires. Il est donc probable qu'il devrait s'accompagner de la mise en œuvre de centrales à la fois plus souples et moins gourmandes en investissement, de façon préférentielle des centrales à gaz à cycle combiné. Dans ce cas, toutefois, les émissions de gaz à effet de serre augmenteraient d'autant.

16 - LES ASPECTS TECHNICO-ÉCONOMIQUES DU DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN DANS LE CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS ET EUROPÉEN

Jean-Marc AGATOR

L'énergie du vent est mieux utilisée au niveau mondial depuis quelques années, grâce aux évolutions techniques. L'industrie éolienne émerge également en France et son potentiel est rapidement analysé.

<i>16.1 La montée en puissance de l'éolien</i>	<i>343</i>
<i>16.2 Les défis de l'éolien offshore</i>	<i>344</i>
<i>16.3 Les évolutions technologiques majeures</i>	<i>345</i>
<i>16.4 L'émergence de l'industrie éolienne française</i>	<i>346</i>
<i>16.5 L'avenir de l'éolien en France</i>	<i>347</i>
<i>Annexe I - Le marché mondial pourrait être tiré par l'offshore</i>	<i>349</i>
<i>Annexe II - Le coût du programme français</i>	<i>350</i>

16.1. LA MONTÉE EN PUISSANCE DE L'ÉOLIEN

L'utilisation de l'énergie du vent connaît depuis plusieurs années une croissance spectaculaire dans le monde, tout particulièrement dans l'Union européenne (voir annexe I). La plupart des éoliennes installées dans le monde sont de conception classique, mais la forte croissance mondiale du marché des grandes installations terrestres s'accompagne, chaque année, d'une augmentation de la puissance moyenne des éoliennes nouvellement installées et, dans le même temps, d'une baisse des coûts de production.

La première raison à cette montée en puissance tient à la nécessité pour les porteurs de projets de limiter, pour un parc éolien de puissance donnée, le nombre d'éoliennes afin de réduire les coûts des fondations et du raccordement au réseau, et le nombre de voies d'accès au site, de même que le nombre de points de maintenance et le nombre d'interconnexions entre machines.

Mais une deuxième raison est d'ordre technique : une grande éolienne (avec une tour haute) tire mieux parti des ressources éoliennes dans des sites peu ventés. En effet, l'augmentation de la taille de l'éolienne se traduit par une augmentation du couple exercé sur les pales, donc de la puissance de la machine, tandis que la vitesse de rotation en bout de pale doit être limitée pour contenir le bruit aérodynamique dans des limites acceptables. C'est tout particulièrement le cas en Allemagne où la puissance moyenne des nouvelles machines installées s'est accrue de 780 kW en 1998 à 920 kW en 1999, puis de 1100 kW en 2000 à 1280 kW en 2001.

La plupart des grands fabricants d'éoliennes commercialisent déjà des machines de 1,25 à 2,5 MW. Par exemple, l'éolienne N80 de 2,5 MW de Nordex (Danemark/Allemagne) comporte un rotor de 80 m d'envergure (pales de 38,8 m) et une tour jusqu'à 80 m de hauteur (distance du sol au moyeu du rotor).

Le coût total d'investissement d'un parc éolien terrestre est de l'ordre de 1000 €/kW mais devrait décroître encore sensiblement avec l'expansion du marché. La durée moyenne de fonctionnement varie entre 2000 et 2500 h/an, soit un taux de disponibilité compris entre 22 et 28%. A titre de comparaison, le coût d'investissement d'un parc d'éoliennes produisant 8 TWh/an se monterait donc à une somme comprise entre 3,2 et 4 milliards d'euros. Une centrale nucléaire fournissant la même énergie coûterait environ 1,5 milliards d'euros, et une centrale à gaz 0,5 milliards. Le coût de production du kilowattheure éolien a aussi fortement diminué sous l'effet conjugué, d'une part de la baisse des coûts des matériels et d'installation, d'autre part des gains de productivité dus aux progrès techniques. Pour un bon site (vitesse moyenne de vent de 7 à 8 m/s), le coût du kWh est de l'ordre de 0,045 à 0,055 € (0,032 € pour le nucléaire).

La multiplication des grandes installations pose alors le problème délicat de la recherche de sites terrestres favorables de grande taille et de la nécessaire limitation de l'impact des éoliennes sur leur environnement naturel et humain, surtout en Europe dans les pays de petite superficie comme le Danemark ou les Pays-Bas.

16.2. LES DÉFIS DE L'ÉOLIEN OFFSHORE

Dans ce contexte, l'éolien *offshore* naissant semble beaucoup plus adapté à une croissance durable du marché. Les ressources en mer sont plus importantes que sur terre, mais surtout le vent y est plus fort et plus régulier, et les grandes installations ont beaucoup moins d'impact visuel et sonore sur les populations.

Toutefois, les projets *offshore* sont beaucoup plus coûteux que sur terre, notamment à cause des coûts plus élevés des fondations, de raccordement au réseau, d'installation et de maintenance, et leur rentabilité n'est envisageable qu'en utilisant des grandes machines de plusieurs mégawatts réunies dans de très grands parcs jusqu'à 100 MW ou plus. De nombreux parcs *offshore* sont en service ou

en projet, notamment en Suède, au Danemark, aux Pays-bas, au Royaume-Uni et en Allemagne : le plus grand en service est celui de Middelgrunden au Danemark (40 MW : vingt éoliennes de 2 MW).

Dans la perspective du développement du marché *offshore*, il apparaît que deux défis majeurs sont à relever pour contribuer aux ruptures technologiques nécessaires. Le premier défi est celui de la conception d'éoliennes de très grande taille (3 à 5 MW) performantes, à maintenance réduite, adaptées à l'environnement marin et économiquement compétitives, sachant que de telles machines n'existent actuellement qu'à l'état de projet ou de prototype. L'allemand ENERCON pourrait être le premier fabricant à mettre au point une éolienne *offshore* de 4,5 MW (envergure du rotor de 112 m et hauteur de tour de 130 m).

Les pales du rotor constituent un composant sensible de l'éolienne, en raison de leur très grande taille et du très petit nombre de fabricants (étrangers) sur le marché libre. L'entreprise danoise LM Glasfiber (n°1 mondial) détenait 45% du marché des pales en 2000, en capacité de puissance nouvellement installée. De plus, faute de retour d'expérience suffisant, il n'est pas possible d'évaluer aujourd'hui avec précision la durée de vie de l'éolienne en mer (environ 15 ans sur terre), à cause des problèmes de corrosion et des difficultés de maintenance.

Le deuxième défi est donc bien celui de l'installation des éoliennes en mer et de leur connexion au réseau, à des coûts compétitifs. Il faut alors se poser la question de la régulation de la puissance délivrée par les grands parcs éoliens et de la transmission fiable et économique de l'énergie, sous forme de courant alternatif (*via* un transformateur) ou de courant continu après redressement du courant alternatif. La valeur ajoutée des industriels français intervenant sur ce marché (ALSTOM, Total-FinaElf, ABB France...) se situe notamment au niveau de la connexion au réseau (en incluant la génératrice de courant et l'électronique de puissance) et de l'ingénierie *offshore* (en incluant la maintenance préventive à distance).

16.3. LES ÉVOLUTIONS TECHNOLOGIQUES MAJEURES

Le développement des éoliennes de grande taille constitue assurément un défi technologique majeur à relever, qui s'accompagnera d'efforts importants de recherche et de développement, notamment dans les domaines des matériaux composites, de la mécanique des fluides, de la mécanique des structures et des interactions fluides-structures, et des automates de contrôle. Mais l'apparition des génératrices multipolaires à « attaque directe et vitesse variable », à la place des génératrices asynchro-nnes classiques, pourrait également s'avérer déterminante sur le marché du grand éolien.

Les génératrices à « attaque directe » fonctionnent à la vitesse basse du rotor, ce qui permet de supprimer le multiplicateur, composant lourd et coûteux, et présente

l'avantage de donner des machines plus compactes, avec des charges de maintenance réduites. En complément, le concept de vitesse variable du rotor, en lieu et place du concept de vitesse fixe (le plus répandu), optimise la production d'électricité, la vitesse du rotor s'adaptant en permanence à la vitesse du vent. Le courant est ensuite redressé et ondulé en aval par une électronique de puissance.

Très peu de constructeurs utilisent, à ce jour, des grandes éoliennes qui intègrent ces deux concepts. C'est le cas notamment d'Enercon (Allemagne) et d'ABB France. Mais c'est aussi le cas de Jeumont SA (groupe Areva), seul fabricant français de grandes éoliennes, dont l'arrivée sur ce marché est récente et qui met à profit sa créativité et sa technicité dans le secteur électromécanique au travers d'une nouvelle génération de machines électriques : les machines discoïdes.

Jeumont SA a ainsi développé une éolienne de 750 kW à « attaque directe et vitesse variable », équipée d'une génératrice synchrone innovante de technologie discoïde à aimants permanents et d'un convertisseur électronique qui permet le couplage au réseau et autorise le fonctionnement à la vitesse variable du rotor. Cette technologie de pointe unique permet d'obtenir des machines plus performantes et se distingue aussi de ses concurrentes par le concept de contrôle de puissance par décrochage aérodynamique (au lieu du calage variable) (voir annexe II).

Jeumont SA fabrique cette machine en série dans le cadre du programme national EOLE 2005 qui a soutenu, depuis 1996, l'industrie éolienne française. Mais Jeumont SA manque surtout de retour d'expérience en exploitation et, malgré son retard sur ses concurrents étrangers, s'oriente cependant vers les plus grandes puissances (1,5 MW et plus), et vers les marchés étrangers où se situent les plus larges débouchés.

ABB France offre une large palette d'options technologiques adaptées à toutes les situations : présence ou absence de multiplicateur de vitesse, génératrice asynchrone, génératrice synchrone. Le groupe ABB a récemment développé, en Suède, une technologie innovante de génératrice synchrone à aimants permanents à flux radial (par opposition à la génératrice à aimants permanents de Jeumont SA qui est à flux axial), la technologie Windformer, qui permet à une éolienne de fonctionner en s'adaptant à la vitesse du vent (vitesse variable), sans multiplicateur de vitesse (attaque directe) et sans transformateur de tension (production d'un courant continu à haute tension qu'il est prévu de transmettre sur le continent de façon fiable et économique par une liaison dite « légère »).

16.4. L'ÉMERGENCE DE L'INDUSTRIE ÉOLIENNE FRANÇAISE

Avec une capacité installée qui reste aujourd'hui inférieure à 100 MW, la France est encore peu équipée en éoliennes. Pourtant son industrie dans ce domaine est en bonne santé et de nombreux fabricants français sont reconnus sur le plan inter-

national, mais surtout dans les secteurs des composants d'éolienne comme la génératrice, les pales du rotor ou les couronnes utilisées pour la rotation du rotor, l'orientation des pales et celle de la nacelle (voir annexe II). Il est donc essentiel que l'industrie éolienne française continue de miser sur sa différenciation technologique qui fait d'elle une référence internationale dans ces secteurs, tout particulièrement dans celui des génératrices de courant, avec notamment ALSTOM et ABB France.

De plus, en complément de Jeumont SA qui se positionne sur le marché des grandes éoliennes, la PME française Vergnet SA est un leader mondial du marché des petites éoliennes non-connectées au réseau et souhaite maintenant développer, sur le marché français, l'éolien de proximité, c'est-à-dire de faible puissance et raccordé à un réseau électrique local.

Dans le cadre du grand marché éolien terrestre qui connaît un véritable emballement en Europe (voir annexe I), le marché français (deuxième potentiel éolien européen), actuellement très restreint, devrait être stimulé par l'obligation d'achat à prix fixe bonifié du courant éolien produit, adoptée par les pouvoirs publics en juin 2001, lors de la publication du premier arrêté tarifaire de ce type en faveur des énergies renouvelables. Ce nouveau tarif d'achat bonifié permet de poursuivre et d'amplifier, au moins à court terme, en changeant d'échelle, l'élan du programme EOLE 2005.

16.5. L'AVENIR DE L'ÉOLIEN EN FRANCE

La directive européenne pour la promotion de l'électricité produite à partir des énergies renouvelables, entrée en vigueur en octobre 2001, prévoit pour la France un objectif indicatif de production d'électricité « verte » en 2010 (grande hydraulique comprise) correspondant à 21 % de la consommation intérieure d'électricité (contre 15 % actuellement).

Dans le même temps, un premier rapport au Parlement français sur la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité a été publié en février 2002, en application de la loi française du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. Selon ce rapport, l'énergie éolienne pourrait contribuer à hauteur de 20 à 35 TWh supplémentaires, selon les scénarios, à l'objectif fixé à la France pour 2010, ce qui consisterait à installer de 7 000 à 14 000 MW éoliens sur le territoire (contre moins de 100 MW aujourd'hui).

Un objectif national aussi ambitieux paraît délicat à réaliser compte tenu des résistances locales et des contraintes de sites, notamment au regard de la protection de l'environnement, même si le potentiel éolien français a pu être évalué, comme cité par le rapport, à 66 TWh pour 30 000 MW sur terre et 97 TWh pour 30 000 MW en mer. Par ailleurs, le réseau électrique de transport et de distribution français doit

être très significativement renforcé, pour absorber une telle capacité de production supplémentaire (jusqu'à 14 000 MW d'ici 2010), aux endroits où ce renforcement est nécessaire.

En novembre 2001, le RTE (gestionnaire du Réseau de Transport de l'Électricité) avait déjà enregistré un grand nombre de demandes de raccordement au réseau correspondant à un volume total de projets éoliens de l'ordre de 13 000 MW, généralement situés dans des zones de faible consommation d'électricité, suite à la publication, en juin 2001, de l'arrêté tarifaire avantageux pour l'achat du kWh éolien. Le RTE avait alors estimé le coût total de raccordement à 3,3 G€ (22 GF), correspondant à un coût additionnel de 25% par rapport au coût d'investissement d'une éolienne de 1 MW (1 M€)¹.

A ce coût pourrait s'ajouter, à la charge des consommateurs d'électricité, selon la CRE (Commission de Régulation de l'Électricité), un surcoût induit par les tarifs d'achat bonifiés de l'ordre de 17 G€ (111 GF) dans l'hypothèse d'une application de ces tarifs à une capacité installée de 12 000 MW, en 2010, sur le territoire national.

Cette capacité supplémentaire nécessiterait cependant aussi des besoins d'ajustement importants pour sécuriser le réseau, en raison de la difficulté, pour le gestionnaire du réseau, de prévoir la production éolienne, inhérente à la difficulté de faire une prévision météorologique suffisamment fiable. Mais les besoins d'ajustement (ou de mutualisation des aléas) seraient moins importants dans les zones bénéficiant de vents réguliers comme les alizés. De même, le raccordement d'installations éoliennes *offshore* devrait être privilégié, car leur production est sensiblement supérieure, à puissance installée donnée, à celle des installations terrestres, à condition qu'elle soit, dans le même temps, plus régulière et plus prévisible.

L'avenir de l'énergie éolienne en France dépendra donc de la PPI qui sera retenue par les pouvoirs publics, notamment en termes de capacité éolienne, de renforcement du réseau et de moyens d'ajustement, et surtout de ses modalités d'application sur le territoire, compte tenu des nombreux problèmes à résoudre au niveau local.

La loi du 10 février 2000 prévoit, en fonction du rythme et de la nature des investissements spontanés, la possibilité de procéder à des appels d'offre ou de suspendre l'obligation d'achat, mais il faudra aussi très vite tenir compte de l'impact de la mise en place d'un système d'échange de certificats verts (système de traçabilité et de garantie de l'électricité verte) entre Etats membres de l'Union européenne, voire d'un véritable marché européen de l'électricité verte pour lequel les certificats verts seraient bien adaptés.

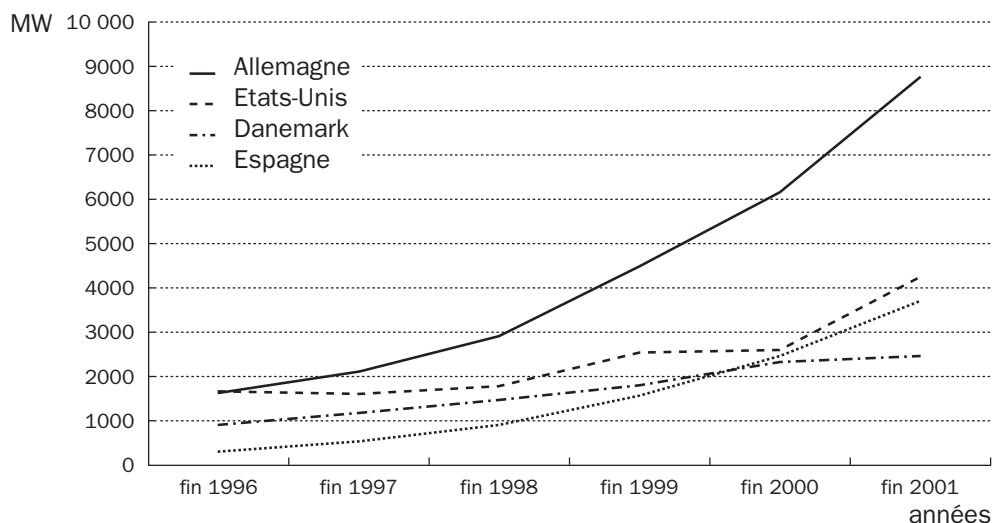
1 BIRAUX C. & LE DÉAUT J.Y. *L'état actuel et les perspectives techniques des énergies renouvelables. Rapport de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et techniques*, **3415**.

ANNEXE I

LE MARCHÉ MONDIAL POURRAIT ÊTRE TIRÉ PAR L'OFFSHORE

Le marché éolien mondial est aujourd'hui essentiellement un marché d'installations terrestres raccordées à un réseau électrique. C'est un marché très concurrentiel et évolutif, soutenu par les aides publiques mais proche de la rentabilité.

Il connaît une forte croissance depuis plusieurs années, surtout dans l'Union européenne, dont trois Etats membres comptent parmi les quatre leaders mondiaux par la capacité installée (voir la *figure 16.1*). Les capacités installées de l'Allemagne, de l'Espagne et du Danemark représentaient ainsi au total, fin 2001, 60% de la capacité éolienne mondiale. La capacité installée de l'Allemagne représentait à elle seule plus du tiers de la capacité mondiale, ce qui s'explique par la politique volontariste de l'Allemagne de création de marchés par une loi très favorable aux énergies renouvelables.



16.1 - Capacités éoliennes dans le monde (en MW)

[source : les baromètres de l'éolien de la revue *Systèmes Solaires*]

Le marché mondial des éoliennes est largement dominé par les constructeurs européens (danois, espagnols et allemands). En 2000, l'industrie danoise détenait la moitié du marché mondial, le premier constructeur mondial étant la société danoise Vestas. La stratégie danoise a consisté à progresser par incrémentation, à partir du début des années 1980, en misant sur une technologie aujourd'hui très répandue, celle des éoliennes à multiplicateur de vitesse (voir annexe II).

Les petites installations terrestres de moins de 300 kW non-connectées à un réseau constituent un marché de niche rentable et prometteur, destiné en particulier à l'électrification rurale ou aux télécommunications. Le marché des grandes installa-

tions terrestres de 5 à 100 MW ou plus, qui utilise des éoliennes jusqu'à 1,5 MW ou plus, connaît la croissance la plus forte, mais celui des grandes installations *off-shore*, qui se développe en Europe du Nord, sera probablement aussi le grand marché de demain.

ANNEXE II

LE COÛT DU PROGRAMME FRANÇAIS

Le décret du 22 juin 2001 a fixé les tarifs de rachat de l'électricité d'origine éolienne. Ces tarifs sont donnés dans le **tableau I**. Ces tarifs sont à rapprocher de la valeur du coût évité pour EDF lorsqu'elle rachète ce courant. Le coût évité est, essentiellement, celui du combustible économisé puisque les investissements sont faits de toute façon, et doivent l'être pour faire face à la demande en absence de vent. On trouve alors que, s'il s'agit de remplacer de l'électricité d'origine nucléaire, le coût évité est de 9 €/MWh. Dans le cas des turbines à gaz il est de 25 €/MWh. A partir de ces données, la Commission de Régulation de l'Electricité calcule qu'un parc de 5000 MW conduira à un surcoût cumulé d'ici 2025 de 7,2 milliards d'euros dans le cas d'une substitution au gaz et de 11,4 milliards dans le cas d'une substitution au nucléaire. Pour un programme de 12 000 MW on obtient 17,4 et 25,9 milliards respectivement. Une telle puissance installée fournirait une énergie de l'ordre de celle produite par quatre réacteurs nucléaires de 1000 MW, correspondant à un investissement de 6 milliards d'euros. Une autre manière de voir les choses est de constater qu'avec les milliards investis dans ce programme éolien, on pourrait construire entre douze et dix-sept réacteurs de 1000 MW, capables de fournir quatre fois plus d'énergie que celle obtenue avec le parc d'éoliennes.

Tableau I - Tarifs de rachat de l'électricité éolienne
Au-delà de 1500 MW le tarif sera diminué de 10%. De plus, le tarif de rachat doit diminuer de 3% par an pour tenir compte des évolutions techniques.

Heures/an	Années 1 à 5 [€/MWh]	Années 6 à 15 [€/MWh]	Années 16 et au-delà deuxième contrat [€/MWh]
<i>h < 2000</i>	83	83	44
<i>2000 < h < 2600</i>	83	interpolation	44
<i>h = 2600</i>	83	59	44
<i>2600 < h < 3600</i>	83	interpolation	44
<i>h > 3600</i>	83	30	44

Le financement du programme d'éoliennes doit se faire par une augmentation des tarifs d'EDF d'environ 0,3 c€/kWh, soit 3% pour les particuliers et 15% pour les entreprises.

17 - LE PHOTOVOLTAÏQUE : LES FILIÈRES, LES MARCHÉS, LES PERSPECTIVES

Patrick JOURDE

Avec le solaire photovoltaïque en autonome s'ouvre la perspective d'apporter de l'énergie électrique relativement bon marché à des régions du monde éloignées d'un réseau de distribution, c'est-à-dire à quelques 2,5 milliards de personnes qui dépendent actuellement du kérosène pour s'éclairer, de groupes électrogènes et de piles pour leur électricité. C'est le stockage de cette électricité qui pose actuellement le plus de difficultés et sur lequel il faudrait d'importants efforts de R&D, alors que c'est plutôt sur les cellules qu'ont porté les efforts. Il conviendrait également de développer des appareils à faible consommation, fonctionnant au courant continu pour ces installations non-raccordées au réseau. D'autre part, plusieurs pays industrialisés subventionnent la production d'électricité photovoltaïque raccordée au réseau (toits photovoltaïques), afin de développer la filière et de réduire les coûts des cellules. Mais le prix du kilowattheure photovoltaïque raccordé au réseau est encore très élevé par rapport au nucléaire, ou même à l'éolien. Le solaire photovoltaïque (autonome et raccordé au réseau) est en développement rapide, mais sa production reste marginale : l'ensemble des modules existant actuellement produit autant d'énergie que 20% d'une tranche nucléaire. L'utilité des installations autonomes ne doit pas être jugée à cette aune, cependant près de 200 000 bouées, phares ou balises maritimes sont ainsi alimentés, sans alimentation de secours.

<i>17.1 Introduction : l'énergie solaire</i>	<i>351</i>
<i>17.2 Le principe et les filières du photovoltaïque</i>	<i>353</i>
<i>17.3 Les applications, les marchés</i>	<i>362</i>
<i>17.4 Bilan et perspectives</i>	<i>367</i>
<i>17.5 Conclusions</i>	<i>369</i>

17.1. INTRODUCTION : L'ÉNERGIE SOLAIRE

L'énergie solaire est disponible partout sur Terre. Notre planète reçoit 15 000 fois l'énergie que l'humanité consomme. Chaque mètre carré reçoit en moyenne 2 à 3 kWh/jour en Europe du Nord, 4 à 6 kWh/jour en région PACA, ou entre les tropi-

ques. Les variations saisonnières été/hiver sont de 20% entre les tropiques, mais sont d'un facteur 2,5 dans le nord de la France par exemple. L'exploitation de cette énergie peut se faire de trois manières :

La thermique

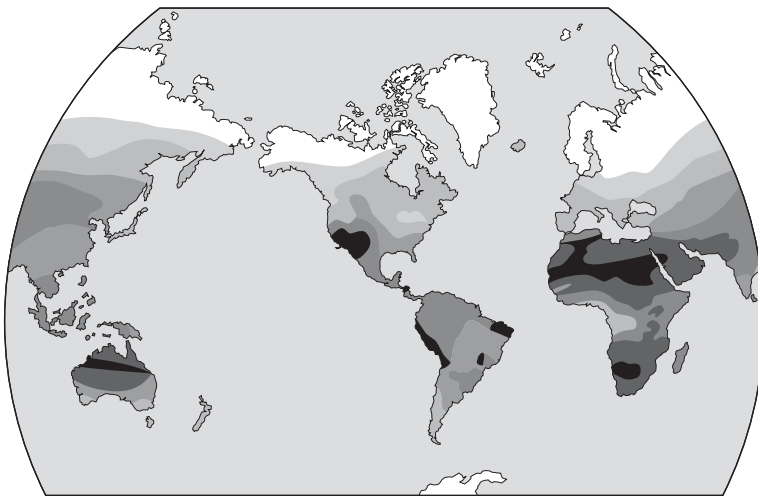
L'énergie solaire est récupérable sous forme de chaleur par des capteurs plans à eau, ou parfois à air. On chauffe ainsi l'eau sanitaire, les maisons, les piscines... Les rendements sont de 30 à 60% et les températures atteignent 60 à 80°C.

La thermodynamique

Avec des capteurs plans perfectionnés, à absorbants sélectifs ou sous vide, des températures de 80 à 120°C permettent d'alimenter des machines à absorption pour la climatisation, ou même pour alimenter des turbines à vapeur. Les rendements sont d'autant meilleurs que l'écart de température avec la source froide est élevé (loi de CARNOT). Aussi, des miroirs cylindro-paraboliques concentrent 30 à 50 fois l'image du Soleil pour obtenir des températures de 300°C, et des miroirs paraboliques jusqu'à 1000 fois l'image du Soleil pour atteindre 1000°C.

Le photovoltaïque

Le module photovoltaïque, quant à lui, convertit sur place et très simplement entre 3% et 30% de cette énergie en courant électrique continu. La ressource est abondante (5% des déserts suffiraient pour alimenter la planète), mais la source (le Soleil) n'est pas toujours disponible (nuit, nuages), ce qui implique un stockage, maillon faible du système.



17.1 - Carte d'ensoleillement journalier (déserts 7 kWh - Europe 3 kWh)

C'est pourquoi une autre voie, sans stockage, est le toit photovoltaïque raccordé au réseau électrique. La maison est alimentée par le toit ou le réseau selon l'ensoleillement et vend son surplus d'énergie au réseau.

Tableau I - Electricité photovoltaïque annuelle produite par une surface de 10 m² (1 kWc) en toit ou façade selon le site, en kWh/an [source : EDF]

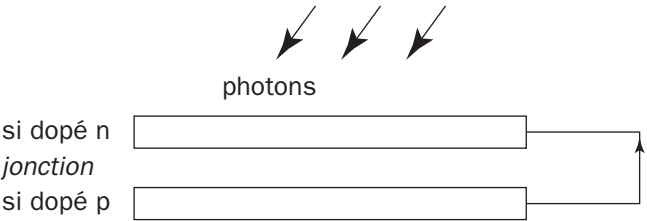
Site	Inclinaison	Façade
Lille	914	673
Nice	1486	1078
Antilles	1488	890

17.2. LE PRINCIPE ET LES FILIÈRES DU PHOTOVOLTAÏQUE

17.2.1. L'EFFET PHOTOVOLTAÏQUE

L'effet photovoltaïque a été découvert par Antoine BECQUEREL en 1839, 57 ans avant que son petit-fils Henri ne découvre la radioactivité. L'effet photovoltaïque est obtenu par absorption des photons dans un matériau possédant au moins une transition possible entre deux niveaux d'énergie (semi-conducteur).

Pour pouvoir transférer un électron de la bande de valence à la bande de conduction, en créant un trou dans la première, une énergie de 1,1 eV par exemple pour le silicium cristallin, ou 1,7 eV pour le silicium amorphe est nécessaire. Les photons absorbés d'énergie supérieure à ce gap peuvent créer une paire d'électron-trou, l'électron dans la bande de conduction et un trou dans la bande de valence. Pour obtenir un courant, on sépare l'électron et le trou en créant un champ électrique dans un semi-conducteur, une diode p-n. La zone n comporte un excès d'électron, la zone p un excès de trou, donnant naissance à un champ électrique séparant les charges créées par l'effet photovoltaïque. Une différence de potentiel s'établit aux bornes de la cellule photovoltaïque. Pour le silicium, on obtient une zone p en le dopant avec du bore et une zone n en le dopant avec du phosphore.



17.2.2. LES FILIÈRES

De nombreux semi-conducteurs peuvent être choisis. En pratique, quatre types principaux de semi-conducteurs sont utilisés :

- ▶ silicium cristallin,
- ▶ silicium amorphe,
- ▶ couches minces type AsGa, CdTe, CIS,
- ▶ matériaux organiques.

LE SILICIUM CRISTALLIN

Il domine le marché à plus de 80%. Les lingots de silicium, monocristallin ou multicristallin, sont sciés en tranche de 2 à 300 μ , par des scies à fil coupant 2000 cellules à la fois en quelques heures. Les 756 MWc¹ produits en 2003 représentent 400 à 500 millions de cellules traitées et assemblées par 36, puis connectées pour constituer des modules de 50 à 150 Wc sous 12 V. Les nombreuses manipulations nécessaires de cellules ultraminces, les importantes quantités de silicium utilisées condamnent à terme ce mode de fabrication, pourtant fiable et performant, pour les très grosses unités de production futures. La taille des lingots et cellules augmentent : les 10×10 cm initiaux passent à 15×15, et bientôt 20×20. Le silicium cristallin en lingot est annoncé depuis 20 ans comme condamné à court terme, mais se développe depuis bien plus vite que toute autre filière, et dominera encore pendant une à deux décennies.

Le silicium « solaire » : un frein à la baisse des prix

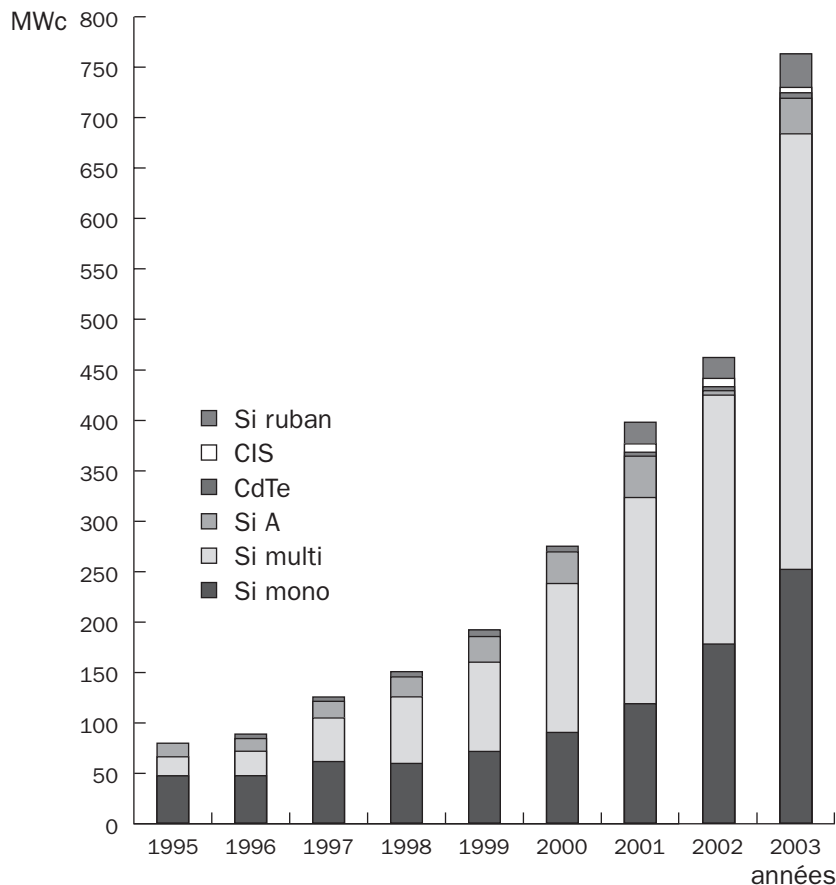
Le silicium provient des chutes de l'industrie électronique, source devenant depuis peu insuffisante. En 2003, pour 9200 tonnes de silicium cristallin utilisées, seulement 2200 tonnes provenaient des rebuts de l'industrie des semi-conducteurs. La crise de cette dernière, en 2001, permettait de trouver du Si de qualité électronique à prix cassé (25 à 30 €/kg), mais seul un fabricant investit dans la production de silicium solaire (Scan Wafer en Norvège). En effet, l'industrie du photovoltaïque annonce en même temps le développement des techniques qui utiliseront à terme deux à cinquante fois moins de matière.

Les filières Si à faible épaisseur

Diverses solutions sont étudiées pour diminuer l'épaisseur des couches de silicium : le dépôt sur ruban est une solution testée de longue date et industrialisée par certains fabricants (RWE et Evergreen). La consommation de silicium est divisée par deux (8 g/Wc contre 16 g).

¹ Wc : Le watt crête est l'unité normalisée donnant la puissance maximum d'un module, atteinte à la température de 25°C sous un éclairage de 1kW par m², correspondant à l'ensoleillement reçu à midi sur une surface perpendiculaire au Soleil.

D'autres voies utilisent des techniques réduisant les épaisseurs, ou facilitant la constitution de tranche. Le procédé « *smart cut* » de fragilisation de couche d'une vingtaine de microns, puis transfert sur substrat bon marché, existe en microélectronique et est en cours de mise au point au CEA pour les dimensions, beaucoup plus importantes, des cellules photovoltaïques.



17.2 - Production annuelle des différentes filières en mégawatts crêtes

LES COUCHES MINCES

Les filières couches minces principales sont le silicium amorphe (Sia), utilisé depuis de longues années dans les montres et calculatrices notamment, le CdTe (hétéro jonction cadmium telluride, sulfure de cadmium), le CIS (hétéro jonction de disélé-nure cuivre indium/sulfure de cadmium). Elles ouvrent donc d'autres voies, sans que l'on sache laquelle dominera. La fabrication se réalisera en automatique, avec tunnels pour les dépôts divers de couches et connexions par laser. Elle est adaptée aux grosses productions.

Une tendance est aux couches tandem Si amorphe Si microcristallin et aux multicouches associant deux semi-conducteurs de sensibilité spectrale complémentaire pour augmenter les rendements.

L'arséniure de gallium, qui permet de très hauts rendements (33% en laboratoire), est réservé aux applications spatiales.

CELLULES ORGANIQUES ET PLASTIQUES

Les cellules organiques, encore au stade du laboratoire, comprennent la voie des cellules « humides » dites « Graetzel » ou la voie des polymères organiques dites aussi cellules plastiques. Les progrès sur ces dernières sont rapides. Leur avenir industriel n'est pas encore établi, mais ils ouvriraient la voie à des modules de très faible coût. Les rendements actuels sont de 3,5% au mieux, ce qui suffit à certains marchés. Mais la stabilité des performances n'est pas encore maîtrisée.

Cette nouveauté assez récente montre la diversité des filières et l'ouverture du débat scientifique. Une grande force du photovoltaïque est de reposer sur des technologies microélectroniques et couches minces, objet d'importants efforts pour d'autres applications. On est proche des limites technologiques pour d'autres énergies renouvelables comme les aérogénérateurs. Ce n'est pas le cas du photovoltaïque.

17.2.3. L'INDUSTRIE

La production est dominée par le Japon, les USA et l'Europe. Les filiales de pétroliers ont un rôle important. Les investissements en cours triplent cette capacité de production (+100 MWc en Europe), en SiC d'abord mais aussi CIS et Sia. L'organique demeure absent (*figure 17.3*).

L'industrie du module photovoltaïque est en très rapide évolution :

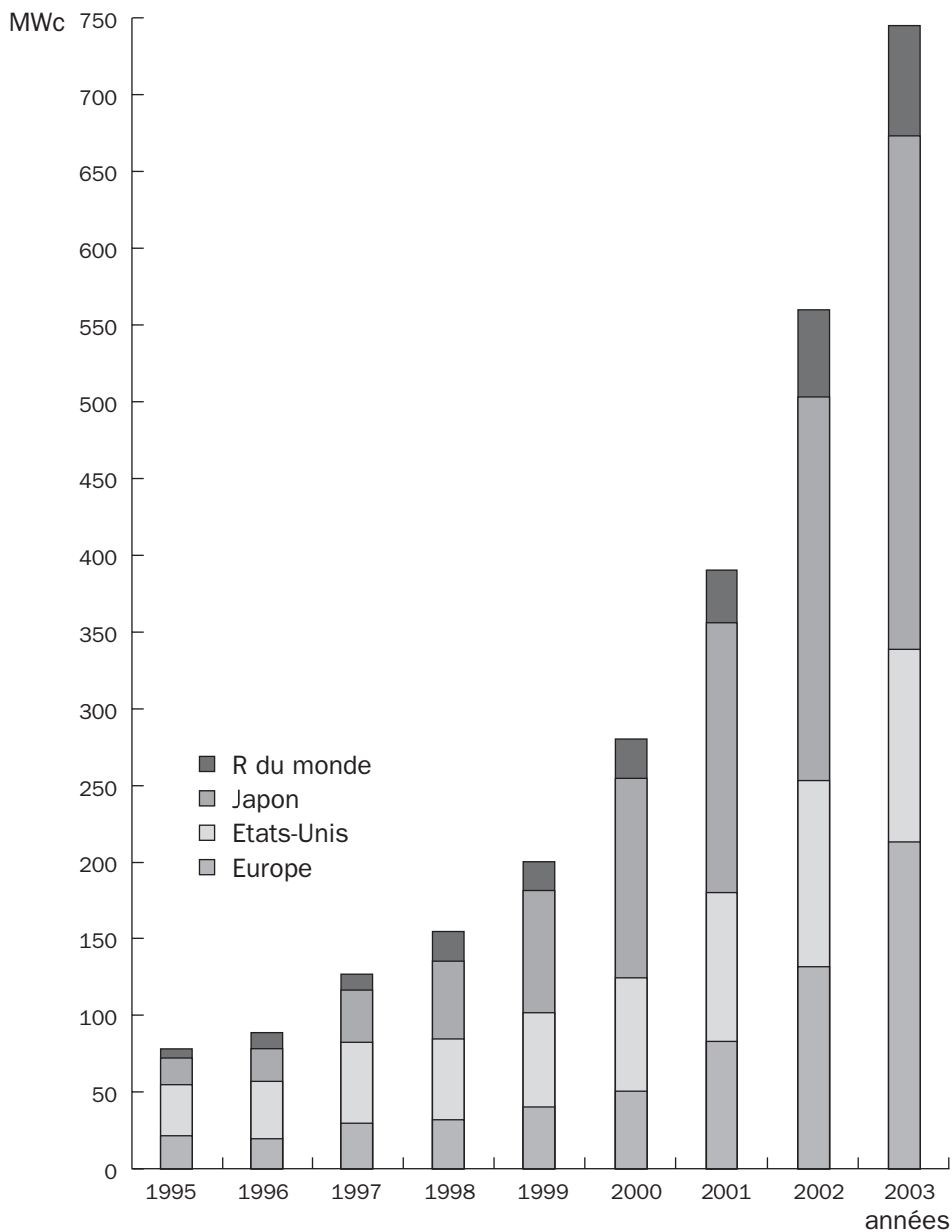
- ▶ les électroniciens japonais, Sharp, Kyocera, Sanyo, Mitsubishi, ont 43% du marché mondial et ont augmenté leur production de 46% en 2000, et 33% en 2001 ;
- ▶ la production américaine couvre 27% du marché et a augmenté de 29% en 2000, et 40 % en 2001. Elle est assurée par Astropower, Shell, (ex Siemens, ex Arco) et BP Solar (ex Solarex) ;
- ▶ la production européenne couvre 20% du marché et est menée par Isophoton (+89% en 2001), RWE (+64% en 2001), Photowatt (+0%) et BP Solar Espagne (+71%).

La production dans le reste du monde représente 8% du marché et est réalisée principalement par BP Solar en Inde et en Australie.

Les pétroliers BP et Shell dominent les marchés occidentaux. Ils ont racheté divers producteurs ces dernières années (Solarex pour BP Solar, Siemens pour Shell). Total, pionnier avec Solems dans les cellules (Sia) et avec Total Energie, 2^e systémier au monde en 2001, démarre en Belgique une usine de production avec Electrabel.

Les verriers sont également actifs. Schott a racheté RWE en mars 2002, St Gobain Solar Glass fabrique des modules intégrés au toit...

Profitant du dynamisme du marché allemand, divers producteurs se lancent dans la fabrication de modules, parfois sur des filières type Sia (Kaneka), CdTe (Antec), ou assurent la simple encapsulation des cellules.



17.3 - Répartition des productions par région

Tableau II - Répartition des productions par société
 [source : PV news, mars 2004]

<i>Sociétés</i>	<i>Pays</i>	<i>Technologie</i>	<i>Ventes 2001 [MW]</i>	<i>Ventes 2003 [MW]</i>
<i>Sharp</i>	Japon	xSi	75	198
<i>BP Solar</i>	USA	Si, xSi, cm	58	69
<i>Kyocera</i>	Japon	xSi	54	72
<i>Shell</i>	USA/Allemagne	Si	39	62
<i>Astropower</i>	USA	Si	26	30
<i>RWE Solar</i>	USA/Allemagne	Ruban	23	44
<i>Sanyo</i>	Japon	Si	19	35
<i>Isophoton</i>	Espagne	Si	18	35
<i>Photowatt</i>	France/Canada	xSi	14	17
<i>Mitsubishi</i>	Japon	Si	14	42
Total			340	604

17.2.4. LA BAISSÉ DES PRIX DES MODULES

La baisse des prix des modules est de l'ordre d'un facteur 2 tous les 10 ans (voir la courbe d'apprentissage ci-dessous) :

Cette baisse dépend d'amélioration et d'automatisation des fabrications et, pour les filières du futur, de sauts technologiques pouvant l'accélérer.

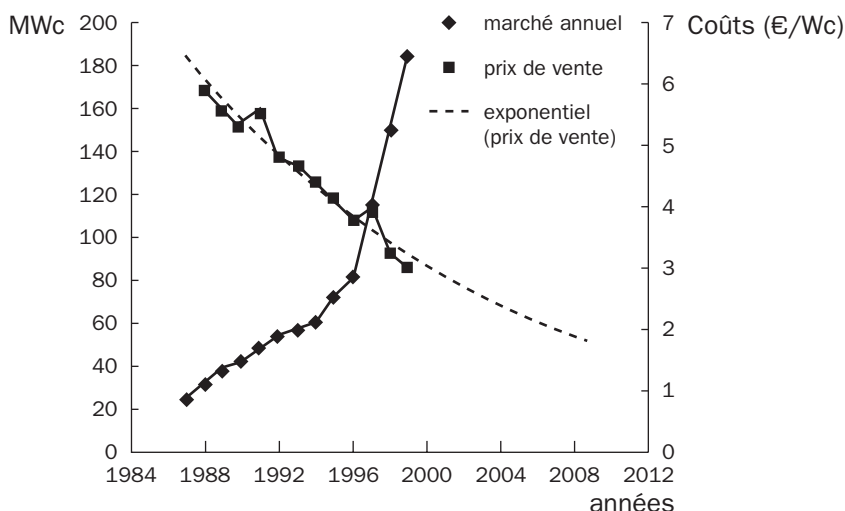
Cette capacité de diminution permanente des coûts est un avantage beaucoup plus marquée pour la filière photovoltaïque que pour toute autre.

Pour le silicium cristallin, les voies permettant une baisse des coûts sont :

- ▶ amélioration du rendement de conversion : celle-ci est lente mais permanente,
- ▶ baisse du coût des lingots de silicium, et augmentation de leur taille : les cellules passent progressivement de 10×10 cm à 15×15, et bientôt 20×20.
- ▶ réduction de l'épaisseur des plaques, présentée plus haut.

Les moyens d'actions sont :

- ▶ les lingots : modélisation des fours et creusets,
- ▶ les plaquettes : optimisation du sciage, des fils, de l'abrasif et du nettoyage,
- ▶ les cellules : amélioration de l'optique, de la passivation et de la sérigraphie,
- ▶ les modules : automatisation généralisée, encapsulation.



17.4 - Evolution du coût des modules et de la production annuelle

17.2.5. DE LA CELLULE AU SYSTÈME : LES COMPOSANTS ET LE DIMENSIONNEMENT

En assemblant des cellules (36 en général), un module est fabriqué, qui prend place dans un système composé typiquement :

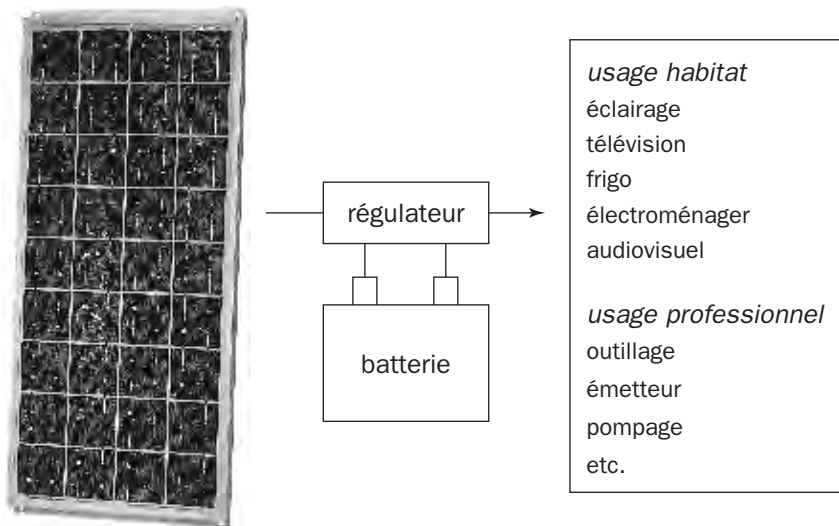
- ▶ d'un ou d'une série de modules placés sur des supports orientés vers le sud, à une inclinaison correspondant à la latitude $+10^\circ$;
- ▶ d'un stockage (application autonome) dans des batteries au plomb permettant d'assurer une autonomie énergétique complète. Pour les installations importantes, un générateur diesel est parfois prévu pour réduire la taille du stockage (système dit hybride) ;
- ▶ d'un régulateur limitant les charges et décharges excessives des batteries et optimisant la gestion de l'énergie ;
- ▶ d'une application, qui correspond progressivement à tous les besoins, familiaux ou professionnelles, de faible à moyenne puissance, rencontrés en utilisation autonome.

Le photovoltaïque raccordé au réseau débite en direct sur le réseau, à travers un onduleur transformant le courant continu en courant alternatif 220 V. Il n'y a pas besoin de batterie et régulateur.

Les données importantes à retenir sont les suivantes :

- ▶ la cellule Sic fournit un courant continu (0,8 V-1 à 3 Wc) proportionnel à l'éclairement reçu,
- ▶ un assemblage « série/parallèle » donne les courants et tensions souhaités : typiquement 12 V-50 Wc pour un module de 1 m $\times$ 0,4 m, composé de 36 cellules,

- ▶ un module photovoltaïque (0,4 m²) 12 V 50 Wc délivre :
 - ▶ environ 40 W en plein Soleil (rendement 10%)
 - ▶ entre 100 (autonome-sud) et 250 Wh (raccordé-nord) par jour
- ▶ le temps équivalent de fonctionnement à puissance crête est de 2 à 5 heures/jour,
- ▶ un module coûte (prix usine par quantité) 150 € (1 Wc coûte 3 €),
- ▶ un stockage batterie au plomb typiquement d'une semaine est associé, soit 80 Ah 12 V par module 50 Wc.



17.5 - Principe d'utilisation autonome d'un panneau photovoltaïque

17.2.6. LE STOCKAGE

Ce thème n'est pas l'objet central de ce chapitre, axé sur le « photovoltaïque ».

Cependant le stockage en photovoltaïque apparaît actuellement comme le maillon faible et le plus coûteux, sur le long terme, d'un système photovoltaïque autonome. Le stockage en photovoltaïque présente des conditions d'utilisation spécifiques, qui conduisent au renouveau de la technologie des batteries au plomb, solution dominante pour ces stockages.

LA BATTERIE AU PLOMB DOMINE ET DOMINERA

Pourquoi la batterie au plomb est-elle choisie systématiquement ?

- ▶ Le prix du kilowattheure stocké, le rendement, la facilité de gestion et de maintenance et la durée de vie sont les caractéristiques les plus importantes d'un stockage photovoltaïque ;

- ▶ la capacité par kilogramme de la batterie au plomb (30 à 40 Wh/kg) est plus faible que les autres techniques (CdNi : 50 à 70 Wh/kg, lithium-ion : 150 Wh/kg), mais ce n'est pas un inconvénient pour les applications stationnaires ;
- ▶ en revanche, le prix d'achat des batteries plomb est deux à quatre fois moins cher par kilowattheure stocké que le CdNi et dix à vingt fois moins cher que le NiMh ou lithium.

DES CONDITIONS D'UTILISATION SPÉCIFIQUES

Les conditions typiques d'utilisation d'une batterie solaire sont très différentes de celles d'une batterie de démarrage de voiture, ou d'une batterie pour énergie secourue (ordinateurs...). Ces dernières travaillent constamment à pleine charge. L'usage en solaire est également différent des usages en transport pour les chariots élévateurs et véhicules électriques, caractérisés par des cycles de décharge puis recharge complets.

La batterie solaire oscille lentement entre des niveaux de pleine charge et de décharge, où elle peut rester assez longtemps selon les saisons.

Les indicateurs de charge, et la tension en particulier, ne sont pas parfaitement représentatifs : une journée ensoleillée fait ainsi passer la tension au seuil de coupure protégeant contre les surcharges, alors que la batterie n'est de fait pas encore complètement chargée. Pour réduire cet inconvénient, qui fait perdre typiquement plus de 20% de l'énergie produite par le générateur, diverses astuces ont été développées

Une connaissance plus complète du mode d'utilisation et des phénomènes de vieillissement des batteries à usage solaire permet progressivement de développer des batteries de coût réduit et durée de vie beaucoup plus importante.

LA BATTERIE TUBULAIRE : UNE GARANTIE POUR LE PRÉSENT

Il existe en effet, au départ, deux types de technologie pour les batteries :

- ▶ les batteries à plaques planes, dont les durées de vie en usage solaire sont réduites (3 à 4 ans). Pour les batteries les plus diffusées, celles automobile dite de démarrage, et souvent utilisées, notamment dans les pays en développement, ces durées peuvent se réduire à moins d'un an, leur conception n'étant pas adaptée à cet usage. Leur prix par kilowattheure stocké varie de 50 € (démarrage) à 80 € (solaire) ;
- ▶ les batteries stationnaires à plaques tubulaires, dont les durées de vie en usage solaire sont de 8 à 12 ans. Leur prix par kilowattheure stocké est de 150 €. Elles sont systématiquement utilisées pour les grosses installations solaires.

Les travaux sur les batteries visent à obtenir les performances des batteries tubulaires au prix des batteries à plaques planes.

LES AUTRES VOIES

Des études sont également réalisées sur d'autres formes de stockage :

- ▶ supercapacités et volants d'inertie (usage en appoint ponctuel),
- ▶ couple zinc-air (performant, mais non ou difficilement réversible),
- ▶ rédox (long terme),
- ▶ pile à combustible,
- ▶ air comprimé,
- ▶ lithium (petits stockages, applications portables).

UN SECTEUR OUBLIÉ DE LA RECHERCHE ET L'INDUSTRIE EUROPÉENNE

Il est peu probable toutefois que l'une de ces voies remplace la batterie au plomb, sinon pour quelques applications spécifiques.

Cette dernière représente donc un enjeu industriel aussi important que le module. Pour autant, l'industrie française et européenne a été rachetée progressivement par le groupe US Exide. Ce dernier rapatrie également peu à peu la recherche, bien conscient que la batterie au plomb est au cœur de deux gigantesques marchés futurs : le photovoltaïque, mais aussi la voiture hybride à faible autonomie électrique.

17.3. LES APPLICATIONS, LES MARCHÉS

17.3.1. L'HISTORIQUE

- ▶ A partir de 1960, les premiers générateurs photovoltaïques furent implantés dans les **satellites**, qui depuis utilisent quasiment exclusivement cette énergie. Les modules spatiaux sont légers, à très haut rendement (AsGa, SiC) et doivent résister aux rayonnements spatiaux ;
- ▶ à partir de 1970, les premières applications terrestres alimentaient des **électroniques** et **émetteurs isolés**. Cette application s'est progressivement généralisée depuis. Près de 200 000 bouées, phares ou balises maritimes sont ainsi alimentés, sans alimentation de secours, comme toutes les autres solutions le nécessitant. Le photovoltaïque dans un matériel de qualité professionnelle est extrêmement fiable ;
- ▶ à partir de 1975, les **pompages** solaires se sont développés, en particulier pour le Sahel ;
- ▶ à partir de 1980, des **maisons photovoltaïques** et des **électrifications rurales** ont été faites, en Polynésie d'abord, puis au Kenya, en Inde, en République dominicaine... Ces électrifications ont pris de l'ampleur depuis 1990, et touchent en 2002 plus d'un million de maisons ;
- ▶ à partir de 1995, des programmes de toits photovoltaïques raccordés au réseau ont été lancés, au Japon et en Allemagne, et se généralisent depuis 2001.

17.3.2. DEUX MARCHÉS PRINCIPAUX POUR DES APPLICATIONS TRÈS VARIÉES

La diversité des applications présentées au paragraphe 17.3.1 est garante de l'avenir du développement du photovoltaïque, qui peu à peu envahit le paysage quotidien de nombreux pays, et bientôt de la France.

Actuellement, deux applications dominent à égalité le marché :

- ▶ les électrifications autonomes (professionnelles, habitat isolé, électrification des pays en développement),
- ▶ les maisons raccordées au réseau (en toit, façade...).

Pourtant, à 1,5 €/kWh, le photovoltaïque autonome est compétitif (voir § 17.3.3), voire sans concurrence, même si le plus grand marché potentiel, le Tiers Monde, est difficilement solvable.

Le raccordé au réseau, à 0,4 €/kWh, n'est pas compétitif, à court terme au moins. Mais il bénéficie de grands programmes nationaux (DE, JP, SP...) subventionnés, et il le deviendra à moyen terme.

17.3.3. LE MARCHÉ DES PAYS EN DÉVELOPPEMENT

UNE SOLUTION DÈS AUJOURD'HUI COMPÉTITIVE

L'énergie photovoltaïque alimente, dans chaque maison, en autonome l'éclairage, une petite télévision, une radiocassette. Il est dès maintenant sans concurrence là où le réseau n'existe pas actuellement, soit pour 2,5 milliards d'habitants. Trois raisons justifient cet avantage sur les autres solutions :

- ▶ l'économie d'un réseau, en fait très coûteux (20 à 30 000 €/km) : le photovoltaïque révolutionne la distribution de l'électricité en permettant de rendre autonome des maisons, des villages, des équipements techniques.
- ▶ Le remplacement de solutions archaïques et polluantes. Dans les zones non-électrifiées du Tiers Monde, le photovoltaïque se substitue au kérosène des lampes et aux piles chimiques des radios ou batteries des petites télévisions noir et blanc.

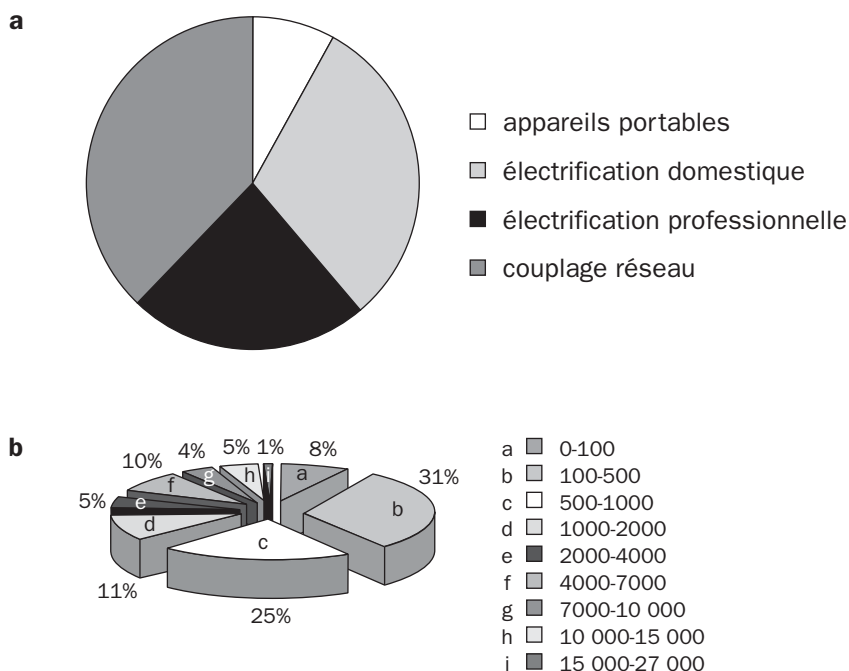
Ces solutions sont archaïques, coûteuses et polluantes. Le kilowattheure d'une pile chimique est par exemple à 500 €.

Les dépenses en kérosène, piles, bougies... sont typiquement de 10 €/mois pour chaque famille.

Ceci rembourserait, en 30 mois au prix aujourd'hui, en 1 an en 2020, l'achat d'un petit générateur photovoltaïque délivrant un service 10 à 50 fois meilleur en terme de quantité d'énergie et de confort.

Le photovoltaïque revient en coût moyen, sur la durée de vie, à 2,5 €/mois. Chaque famille économiserait 7,5 €/mois. Ces sommes amélioreraient sensiblement les conditions de vie de ces personnes, parmi les plus déshéritées de la planète.

- L'extension d'un réseau n'est pas une solution compétitive lorsque la consommation annuelle est inférieure à 500 kWh/an, ce qui est le cas de 42% de la population mondiale (*figure 17.6*) ; les frais d'entretien des lignes et prélèvement de factures variables, donc demandant des relevés de compteurs, ne sont pas amortissables.



17.6 - (a) répartition des marchés - (b) répartition de la population mondiale en fonction de la consommation d'électricité (en kWh)

ELECTRIFIER LA PLANÈTE : UN FAIBLE BUDGET COMPARÉ AUX ÉNORMES RETOMBÉES

Electrifier les pays en développement apparaît de plus en plus comme une priorité peu coûteuse à l'échelle mondiale, si l'on utilise les générateurs photovoltaïques.

Chaque maison rembourse en 5 ans le prêt pour le générateur (coût de 300 € en 2002, 100 € en 2020). Le programme coûte 5 G€/an sur 30 ans, soit 150 G€. Il ferait économiser 7,5 € par famille et par mois à ces familles, soit 450 G€ au total. Le processus en outre s'auto-alimente (*revolving process*). Il faut financer les cinq premières années. Les remboursements financent la suite.

Changer la vie de 2,5 milliards d'habitants demande un prêt remboursable de 5 G€/an pendant 5 ans, soit l'équivalent d'un prêt pour 30 000 appartements à Paris ! C'est en théorie plus qu'attrayant, mais c'est plein d'obstacles pour la mise en œuvre.

Les conséquences du processus d'électrification étendu à 500 millions de maisons sont énormes. L'électrification des écoles, infirmeries, pompages, en plus des maisons, garantit les conditions minima de confort, éducation, santé, et favorise un développement économique local en alimentant les activités villageoises. Elle diminue l'écart nord/sud et stabilise les populations.

LES PROGRAMMES ACTUELS ET FUTURS DANS LES PAYS EN DÉVELOPPEMENT

La France a été la pionnière en lançant, dès 1978, dans le Pacifique, le premier programme d'électrification, puis en développant des programmes dans les DOM, soutenus par les lois PONS, puis PAUL.

Deux millions de maisons sont actuellement électrifiées, en Inde, Philippines, Indonésie, Mexique, Kenya, Maroc, Bolivie, Chine... Les programmes se développent sous des formes très variées, dont les principales sont :

- ▶ programme nationaux : Inde, Chine,
- ▶ sociétés de service : EDF en Argentine, Madagascar, Afrique du Sud...,
- ▶ collaboration bilatérale : France + Indonésie ou Maroc, USA + Brésil, Philippines + Australie...,
- ▶ organismes de développement : Banque mondiale, Europ Aid, en Inde, Chine, Maroc, Zimbabwe...,
- ▶ privés : Kenya, Maroc...

17.3.4. LES TOITS PHOTOVOLTAÏQUES

Si les programmes destinés à l'électrification d'un tiers de la planète demeurent lents à se mettre en place, des aides considérables sont progressivement mises en place pour favoriser la diffusion de toits photovoltaïques.

PRINCIPE

Un générateur PV de 1 à 5 kWc est installé sur le toit photovoltaïque et est raccordé au réseau électrique. La maison est alimentée par le toit ou le réseau selon l'ensoleillement et vend son surplus d'énergie au réseau. Le photovoltaïque est moins adapté aux situations préexistantes, comme celles des grands réseaux de distribution de nos pays. Dans un site raccordé au réseau, le kilowattheure photovoltaïque à 0,4 € est aujourd'hui confronté au kilowattheure nucléaire à 0,03 € ou éolien à 0,06 €.

Les programmes allemands ou japonais de toits photovoltaïques ont pour objet de subventionner le développement du photovoltaïque pour faire atteindre un stade industriel à cette filière et en baisser les prix.

LES MODES D'INTERVENTION

Les moyens d'intervention sont de quatre ordres :

- ▶ des appels d'offres,
- ▶ des subventions, crédits d'impôts, taux bonifiés à l'investissement,
- ▶ un prix de rachat du kilowattheure garanti,
- ▶ un système de bourse d'électricité verte.

Le Japon, les Pays-Bas et l'Allemagne ont été les précurseurs depuis 1995-2000. L'Espagne, l'Italie, les USA et la France les rejoignent en 2002. Citons deux exemples : l'Allemagne et la France.

L'Allemagne

L'Allemagne avait mené en 1995 un premier programme de 1000 toits solaires. En avril 2000, un programme a été lancé combinant un rachat à 0,5 €/kWh et des prêts à taux zéro. Très incitatif, ce dernier rencontre un grand succès. Près de 100 MWc ont été installés les deux premières années, entraînant une pénurie des modules photovoltaïques sur le marché mondial.

La France

La France a mis en place fin 2001 et en mars 2002 des incitations également très intéressantes :

- ▶ prix de rachat du kilowattheure à 0,15 € en métropole, 0,3 € en Corse et dans les DOM,
- ▶ subventions sur les installations photovoltaïques intégrées au bâtiment de 4,6 € ou 6,1 €/Wc, soit près des 75% du coût,
- ▶ déduction fiscale de 15%,
- ▶ dans les DOM, la loi PAUL porte la déduction à 50%.

Ces politiques de subvention sont fort coûteuses lorsque de nombreuses installations sont à financer. Elles sont toutefois amenées à disparaître progressivement ensuite. Ce sera le cas au Japon dès 2005.

En France, une autre stratégie a été proposée par l'Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Techniques². C'est le plan « Face Sud ». Il vise à réduire le surcoût d'une maison « zéro émission », avec une toiture occupant toute la face sud et combinant les fonctions couverture, production d'électricité et chauffage de la maison. Une fois cet habitat innovant au point, il sera diffusé à large échelle sans surcoût pour l'utilisateur ou la collectivité. Pour un surcoût à terme de moins de 3% sur le total de la construction, la maison produit plus d'énergie qu'elle n'en consomme.

² BIRRAUX C. & LE DÉAULT J.Y., *Etat actuel et perspectives techniques des énergies renouvelables*, PECSST décembre 2001, Assemblée nationale n° 3415.

17.4. BILAN ET PERSPECTIVES

17.4.1. LES POINTS FORTS DU PHOTOVOLTAÏQUE

Les forces du photovoltaïque sont :

- ▶ de reposer sur des technologies microélectronique et couches minces, en conservant une bonne marge de progrès et d'innovations. Le photovoltaïque envahit progressivement certaines niches, en progressant en volume de plus de 30% chaque année depuis 1999 ;
- ▶ de pouvoir s'intégrer un peu partout, pour fournir sur place de petites puissances (de 1 à 5000 W), domaines où aucune autre filière ne peut entrer en compétition avec le photovoltaïque ;
- ▶ d'être un générateur simple et très fiable. Les modules sont garantis pendant 25 ans par la plupart des constructeurs. Ils ont une durée de vie bien supérieure, aucune pièce n'étant en mouvement. L'entretien concerne essentiellement la batterie. Ainsi la quasi-totalité des bouées et balises maritimes est passée au photovoltaïque. Contrairement à toutes les solutions utilisées auparavant (diesel, piles, éoliennes), aucune énergie de secours n'est prévue, la fiabilité du fonctionnement dépassant 99,9% ;
- ▶ de pouvoir s'intégrer facilement, sans gênes particulières (bruit, esthétique si certains progrès sont réalisés). Il se substitue notamment à des toits ou façades, comme élément de bâtiment en verre produisant de l'énergie ;
- ▶ d'avoir un potentiel illimité. 5% de la surface des déserts suffiraient pour alimenter la planète entière ;
- ▶ plus que le prix du kilowattheure, c'est le coût de la substitution à une autre solution qui est important. Le photovoltaïque se substitue à la création d'un réseau électrique et est moins cher en zone rurale que ce réseau. Il se substitue au toit classique, qui vient en diminution du coût.

17.4.2. LES POINTS FAIBLES

Le développement du photovoltaïque est rapide, mais représente encore peu de choses dans le bilan énergétique mondial. L'ensemble des modules existant en 2004 produit autant d'énergie qu'une tranche nucléaire. Ce n'est notamment pas une solution significative pour répondre immédiatement aux enjeux nationaux actuels : passer de 15 à 21% la contribution des énergies renouvelables dans la production d'électricité nationale entre 2000 et 2010.

Le stockage est le maillon faible. La solution est d'allonger la durée de vie des batteries pour la rendre proche de celle des modules. C'est un objectif atteignable en 2010-2015. Le temps de retour énergétique de la batterie est un autre point faible.

Le module rembourse en 2 à 4 ans l'énergie dépensée pour sa fabrication, soit en 1/10 de la durée de vie. En revanche, le temps de retour des batteries est de 2 à 4 ans, soit équivalent sinon supérieur à la durée de vie de certaines batteries.

La R&D se focalise sur le module, et a ainsi longtemps ignoré le stockage et curieusement oublié les équipements alimentés. Énergie durablement la plus chère par kilowattheure, produisant et stockant du courant continu, le photovoltaïque est tributaire du développement d'équipements en courant continu à très faible consommation. Ce développement sera lent et est aujourd'hui à peine amorcé.

Le photovoltaïque est sans concurrence pour fournir une faible énergie à la verticale même du besoin. Il faut donc répondre aux besoins individuellement, multiplier les générateurs. Ceci est plus facile en terrain vierge, où une nouvelle approche est possible.

Les problèmes non-techniques, l'adaptation aux usagers, les limites de fourniture d'énergie liées notamment à la météorologie, la modification des approches classiques bouleversent tellement les habitudes que seules des crises, pétrolières par exemple, accélèrent les adaptations nécessaires.

17.4.3. LES MARCHÉS POTENTIELS

Les perspectives à long terme pourraient être vues comme sans limite :

- ▶ marché captif de 2,5 milliards d'habitants du Tiers Monde, qui seront 4 milliards dans 40 ans,
- ▶ marché de toits photovoltaïques, qui pourraient devenir le toit standard à terme, équipant chaque nouvelle maison pour contribuer à respecter le protocole de Kyoto.

Dans le domaine de l'énergie, l'échelle de prix du kilowattheure part de la grande hydraulique ou la centrale nucléaire de 1400 MW à 0,03 €/kWh pour aller jusqu'aux piles chimiques sèches fournissant 1 Wh au prix de 600 €/kWh. Les débats sont surtout concentrés sur les générateurs de fortes puissances, où l'on retrouve les centrales hydrauliques, fuel, turbine gaz, et même les fermes d'éoliennes. Toutes supposent l'existence d'un réseau, souvent fort coûteux au demeurant. Le photovoltaïque couvre, sans avoir de concurrent sinon les piles à combustible, le domaine de puissance situé entre les petits générateurs diesels de quelques kilowatts et les piles chimiques de quelques watts.

17.4.4. UN PROBLÈME COMPLEXE : LES MÉCANISMES FINANCIERS

Les difficultés sont d'abord non-techniques et concernent la mise en place des prêts et leur remboursement. Les formules sont variées : banques vertes, coopératives, prépaiement par cartes ou compteurs... Les clients peuvent être proprié-

taires. Mais une autre formule se développe rapidement : la société de services louant les matériels.

17.4.5. PERSPECTIVES LOINTAINES

Rapport de l'EPIA³

(Association Européenne des Industriels du Photovoltaïque) - mars 2002

Ce rapport est réalisé par les industriels du domaine. Il est parmi les plus optimistes. Les chiffres annoncés sont stupéfiants. Mais la réalité a parfois dépassé les prévisions dans le domaine des énergies renouvelables.

En 2020 :

- ▶ 207 GWc d'installations photovoltaïques fonctionneront,
- ▶ le photovoltaïque alimentera un milliard d'habitants, dont 30% des habitants africains,
- ▶ 2,3 millions d'emplois seront créés par cet industrie,
- ▶ l'investissement sera de 75 milliards d'euros par an,
- ▶ 82 millions d'habitants des pays développés, dont 35 millions en Europe, auront des installations photovoltaïques connectés au réseau.

Centrale dans les déserts

Un groupe de travail de l'AIE (Tâche 8) associe 10 pays pour l'étude de centrales couvrant la surface des déserts en photovoltaïque. Nous l'avons dit : 5% de ces surfaces suffiraient pour alimenter la planète, mais il faut ensuite transporter ou stocker cette énergie.

Centrales spatiales

Un module produit jusqu'à huit fois plus d'énergie dans l'espace. Des centrales solaires sont envisagées, avec renvoi de l'énergie par faisceaux micro-ondes.

17.5. CONCLUSIONS

Le marché est en expansion, le contexte énergétique, politique et environnemental est très favorable, les applications et les innovations se multiplient, la ressource est quasi illimitée.

3 *Solar generation, EPIA, février 2002.*

Le photovoltaïque a deux handicaps surmontables à moyen terme par des efforts de R&D :

- ▶ le stockage en application autonome, pour lequel il faudra améliorer la durée de vie des batteries au plomb,
- ▶ le coût en raccordé au réseau, pour lequel il faudra baisser le coût de modules et développer des versions hybrides thermique + photovoltaïque.

Il devrait être d'ici 20 ans une filière énergétique importante, et pourrait à long terme dominer dans les pays en développement. Il est en effet imbattable :

- ▶ en terrain vierge, non-électrifié, pour de puissances inférieures à 2 kW,
- ▶ pour tout usager consommant moins de 10 kWh/mois, même sur un réseau

Dans un réseau : le photovoltaïque sera-t-il un jour le toit standard ?

Dans les pays en développement : le photovoltaïque sera-t-il un jour l'énergie standard ?

18 - LE SOLAIRE THERMODYNAMIQUE

Bruno RIVOIRE

Les techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le Soleil en chaleur à température élevée, puis en énergie mécanique et électrique, sont rangées sous le terme « solaire thermodynamique ». Plusieurs projets de centrales à tour ont été mis en œuvre. Quelques-uns, en particulier en Californie, produisent de l'électricité, mais les réalisations ont eu surtout un caractère expérimental. Les problèmes spécifiques à cette technologie sont ceux de la concentration des rayons solaires, de la transformation du rayonnement concentré en chaleur, du transport et du stockage de la chaleur. Ces centrales fonctionnant avec un ensoleillement direct, la limite inférieure des zones utilisables se situe vers 2500 heures par an de présence du Soleil, ce qui donne un gisement confortable. Ces centrales ne sont pas polluantes, elles ne représentent pas de danger particulier, leur impact sur l'environnement est surtout visuel. On peut escompter une production annuelle d'environ 70 kWh/m² en climat français, et 100 kWh/m² en zone aride. Les perspectives sont bonnes, mais il faudra encore des efforts de recherche publique pour arriver à des systèmes économiquement viables.

<i>18.1 Introduction</i>	<i>371</i>
<i>18.2 Les aspects techniques</i>	<i>373</i>
<i>18.3 Gisement et impact environnemental</i>	<i>392</i>
<i>18.4 Le résultat des expériences et les perspectives</i>	<i>393</i>
<i>18.5 Conclusion</i>	<i>399</i>

18.1. INTRODUCTION

On désigne par « solaire thermodynamique » l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le Soleil en chaleur à température élevée, puis celle-ci en énergie mécanique (et électrique) à travers un cycle thermodynamique.

Ces techniques sont encore, pour l'essentiel, dans un état expérimental. Le présent chapitre a pour objet de décrire et de commenter l'importante campagne de travaux de développement qui a été menée sur ces sujets depuis 1980 dans les pays industrialisés.

Après un bref historique, nous passerons en revue les techniques explorées, puis nous exposerons rapidement les caractéristiques du gisement à exploiter et les données environnementales concernées. Enfin nous commenterons le résultat des expériences et les perspectives qu'elles offrent.

Donc, au début des années 1980, dans l'inquiétude générale des pays industrialisés de manquer de pétrole à bon marché, plusieurs projets de centrales électro-solaires voient le jour, lancés par des états ou par des organismes internationaux :

- ▶ CRS à Almeria (Espagne), centrale à sodium liquide construite par l'AIE (1981 - 3700 m² de miroirs)¹,
- ▶ SUNSHINE à Nio Town, centrale à eau-vapeur (Japon - 1981 - 12 900 m² de miroirs),
- ▶ EURELIOS à Adrano (Sicile), centrale à eau-vapeur (CEE - 1981 - 6200 m² de miroirs),
- ▶ SOLAR ONE à Barstow, centrale à eau-vapeur (Californie, USA - 1982 - 71 500 m² de miroirs),
- ▶ THEMIS à Targassonne, centrale à sel fondu (France - 1982 - 11 800 m² de miroirs),
- ▶ CESA 1 à Almeria, centrale à eau-vapeur (Espagne - 1983 - 11 900 m² de miroirs),
- ▶ SPP-5 à Shchelkino, centrale à eau-vapeur (Crimée, Ukraine, URSS à l'époque - 1985 - 40 000 m² de miroirs).

Tous ces projets mettent en œuvre des « centrales à tour » (voir ci-dessous) et ont pour objet d'explorer les possibilités technico-économiques de cette filière imaginée depuis longtemps mais jamais expérimentée auparavant.

A la même époque (1979) est constituée une société privée, Luz, à l'aide de capitaux israéliens, qui se propose de construire et d'exploiter en Californie, à la faveur de règles fiscales avantageuses, plusieurs centrales électro-solaires de grande taille avec appoint de combustible fossile (du gaz en l'occurrence). Celles-là seront basées sur la technique des miroirs cylindro-paraboliques d'orientation nord-sud et utiliseront les champs de miroirs les plus importants (de 106 000 à 480 000 m²).

Enfin, divers organismes de recherche des pays industrialisés lancent des actions variées dans le domaine de l'utilisation des miroirs paraboliques (de 50 à 400 m²), utilisés individuellement (ou quasi individuellement) pour la génération d'électricité par des unités de faible puissance.

Vingt ans plus tard, après que « Solar One » ait été transformée en centrale à sel fondu à l'image de Thémis et ait fonctionné sous le nouveau nom de Solar Two pendant 3 ans (1996-1999), il n'existe plus de centrale à tour en fonctionnement, tandis que les centrales « Luz » continuent à produire de l'électricité partiellement solaire,

¹ Dans cet exposé, nous caractériserons toujours la taille d'une installation par sa surface de miroirs qui donne la mesure de l'énergie productible, et jamais par la puissance électrique installée qui, elle, dépend de multiples facteurs et ne représente donc rien de précis. Ce faisant, nous ne faisons qu'imiter les hydro-électriciens qui sont les inventeurs de ce langage bien adapté à leur problématique et à la nôtre.

bien qu'elles aient changé de main après la faillite de la société. Les expériences d'utilisation des paraboles élémentaires continuent (USA, Espagne, Allemagne, Australie), principalement sous la forme de générateurs à moteur « Stirling » mais restent, comme ce générateur, au stade de rêve d'ingénieur.

Toutes ces réalisations ont eu un caractère expérimental prononcé et leur production est restée très modeste (centrales Luz), sinon marginale (centrales à tour).

18.2. LES ASPECTS TECHNIQUES

Toute installation thermodynamique solaire doit remplir les mêmes fonctions pour transformer l'énergie du rayonnement incident en énergie électrique avec la meilleure efficacité possible. On les examine ci-après dans l'ordre suivant :

- ▶ la concentration du rayonnement sur l'entrée du récepteur,
- ▶ son absorption sur les parois du récepteur et la transformation de son énergie en chaleur,
- ▶ le transport et, éventuellement, le stockage de cette chaleur,
- ▶ sa délivrance à un cycle thermodynamique associé à un alternateur pour la production d'électricité.

18.2.1. LA CONCENTRATION

Pour transformer le rayonnement solaire en chaleur, il suffit en principe de le réceptionner sur une plaque noire. Mais un tel capteur, même parfaitement absorbant, doit supporter les pertes que son propre échauffement provoque au bénéfice de l'air ambiant. Ces pertes sont, en première approximation, proportionnelles à cet échauffement et à la surface développée.

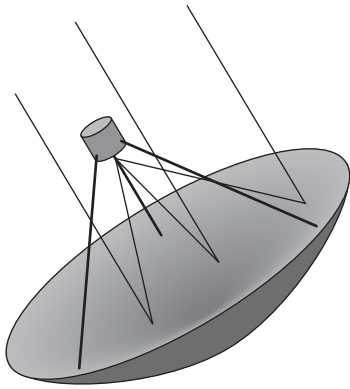
Pour travailler à température élevée, ce qui est nécessaire ici pour alimenter un cycle thermodynamique performant, il faut diminuer fortement la surface de réception pour maintenir, en proportion, ces pertes à un niveau raisonnable. C'est ce que l'on fait en disposant devant le récepteur une optique qui concentre sur celui-ci le rayonnement capté sur une surface bien supérieure. On caractérise la performance du système par le chiffre de sa « concentration » qui est le rapport de la surface de collecte sur la surface du capteur.

Dans la pratique, cette optique est systématiquement constituée de miroirs. C'est la nature géométrique des surfaces réfléchissantes mises en œuvre qui va définir la « filière » utilisée.

LA FILIÈRE PARABOLIQUE

Les principes

Cette filière est un peu la référence, en ce sens qu'elle met en œuvre la meilleure surface réfléchissante possible : une parabole de révolution. Avec ce miroir, tout rayon incident parallèle à l'axe optique passe, après réflexion, par un même point. On appelle ce point le « foyer ». Pour fonctionner correctement, un tel miroir doit viser en permanence le Soleil (dont l'image se forme alors au foyer). On y parvient en animant son axe d'une double rotation. Mais ceci implique, on s'en doute, une limitation de taille, la surface de collecte ne pouvant guère dépasser ici quelques



centaines de mètres carrés dans des conditions économiques raisonnables. C'est là que réside la spécificité de la filière qui n'a d'intérêt que si l'on parvient à utiliser le faible débit de chaleur récolté dans une installation compacte, mobile avec le miroir (et si possible sans liaison avec l'extérieur, autre qu'électrique) et installée dans une position voisine du foyer.

18.1 - Réflecteur parabolique

L'optique peut ici, théoriquement, délivrer des concentrations supérieures à 10 000, ce qui est énorme. Dans la pratique, on réalise éventuellement des miroirs moins performants (en s'autorisant des marges d'erreur sur la qualité géométrique des surfaces mises en œuvre). Ils peuvent alors être économiques tout en délivrant des concentrations d'un excellent niveau. Plusieurs réalisations récentes de qualité délivrent ainsi des concentrations de l'ordre de 4000.

La technologie

Il y a de tout dans les réalisations de ces vingt dernières années en matière de surface réfléchissante, de structure, ou de contrôle-commande. Nous ne parlerons pas de ces deux derniers points qui seront traités au titre des héliostats des centrales à tour (la problématique est la même dans ce dernier cas).

Par contre, la réalisation de surfaces réfléchissantes paraboliques de révolution pose des problèmes particuliers auxquels il est possible d'apporter des réponses variées. Presque toutes sont aujourd'hui basées sur la mise en œuvre de verre argenté en face arrière comme surface réfléchissante. C'est de loin celle qui présente le meilleur rapport qualité-prix : excellent coefficient de réflexion, bonne tenue aux intempéries, prix modéré d'un produit industriel d'utilisation massive et ancienne.

La mise en œuvre de ce matériau en vue de réaliser une parabole de révolution peut être effectuée selon deux voies principales :

- ▶ juxtaposition de nombreux trapèzes plans pour approcher au mieux la surface parabolique théorique,
- ▶ utilisation de verre mince, cintré en double courbure qui permet, théoriquement, d'obtenir une parabole parfaite.

La première solution n'est valable que si elle est plus économique car elle est obligatoirement moins performante.

Dans les deux cas, un problème central sera le collage des miroirs élémentaires sur la surface support qui leur imposera la géométrie et le positionnement adéquat. En effet, il y a de difficiles problèmes de compatibilité chimique entre les colles et les vernis qui protègent l'argenteure des miroirs.

Une alternative apparemment séduisante et bon marché à cette solution a souvent été étudiée. Il s'agit de mettre en œuvre comme matériau réfléchissant une feuille ultramince de mylar aluminisé. Il est aisé de la mettre en forme de parabole en la tendant sur un tambour, et en la soumettant à un vide partiel sur sa face arrière. On tient là une solution ultralégère, très bon marché, et en principe performante dans la mesure où la géométrie obtenue est très proche de l'idéal théorique. Le prix qu'il faut malheureusement payer ces qualités est une fragilité telle qu'elle en devient rédhibitoire.

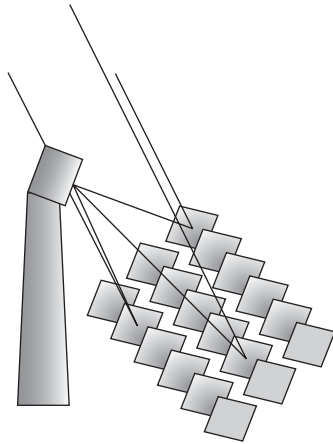
Une variante intéressante de cette technique a toutefois été développée plus récemment : on met en forme parabolique par dépression arrière (ou par surpression avant) une tôle mince d'acier inoxydable et on la recouvre de miroirs minces, cintrés et collés. On bénéficie ainsi d'une mise en forme précise obtenue par des moyens simples et de la bonne tenue aux intempéries des miroirs en verre.

Les recherches technologiques en la matière, encore foisonnantes aujourd'hui, en sont toutes restées au stade expérimental et il n'est pas facile de projeter le type de solution qui serait optimal en cas de développement industriel. On peut toutefois prédire l'abandon des solutions à facettes planes car la mise en œuvre de verre mince, cintré en double courbure, ne pose pas de problème particulier tant que les rayons de courbure dépassent les 5 m, ce qui est le cas général. Elle ne devrait donc pas être plus chère que l'alternative en conditions industrielles, tout en amenant à des performances meilleures. On peut ajouter qu'elle présenterait probablement une longévité plus importante dans la mesure où les miroirs élémentaires sont beaucoup plus grands que dans la solution alternative, diminuant d'autant la longueur des frontières entre miroirs qui sont le siège de toutes les fragilités (dégradation de la colle, dégradation de l'argenteure).

LA FILIÈRE « CENTRALE À TOUR »

Les principes

Ici on ambitionne d'emblée de déployer des surfaces de miroir très importantes. On renonce donc à utiliser une vraie parabole (qui devrait être mobile, ce qui est inimaginable en grande taille) et on la remplace par une pseudo-parabole, à foyer fixe, d'une taille pouvant atteindre plusieurs centaines de milliers de mètres carrés, et constituée de centaines ou de milliers de miroirs plans orientables. On appelle ces miroirs « héliostats » (en grec, *qui fixe le Soleil*). Leur ensemble constitue le « champ d'héliostats ». On utilise ici l'image de la pseudo-parabole parce que, à chaque instant, les rayons solaires atteignant le centre de chaque héliostat sont réfléchis par le dispositif en direction d'un point unique, fixe dans le temps, et qui joue donc le rôle du foyer de la parabole. La surface réfléchissante de cette « parabole » étant fatalement déployée au sol, son « foyer » se trouve en altitude. Pour y disposer le récepteur, on est amené à construire une tour de grande hauteur qui donne son nom à la filière.



18.2 - Schéma d'une centrale à tour

Pour faire fonctionner ce dispositif, il faut réaliser un « tir croisé » des héliostats et, pour cela, animer chaque miroir d'un mouvement particulier de suivi du Soleil. Comme dans le cas précédent, ce mouvement peut être obtenu par la combinaison de deux rotations.

Il faut encore avoir optimisé la position des miroirs (ou plutôt la distribution de leur densité sur le terrain), la hauteur du foyer (qui conditionne la hauteur de tour, et donc son coût) et la géométrie de l'ouverture du récepteur. A travers un calcul difficile, on minimise le rapport coût d'investissement/rendement thermo-optique de l'ensemble champ d'héliostats-récepteur. Les optima trouvés, en particulier en ce qui concerne l'altitude du foyer, se traduisent par des courbes très plates qui laissent pas mal de liberté au concepteur (autrement dit, il peut faire varier dans une large fourchette la hauteur de tour sans dégrader gravement le rendement).

Si ce travail a été bien mené, et si l'ouverture du récepteur est située dans le plan focal de l'optique, on peut obtenir par ce moyen des concentrations de l'ordre de 700 (cas de Thémis par exemple, à 42,5° de latitude). Cette dernière condition n'est pas facilement remplie dans le cas de champs circulaires (la tour est située au milieu du champ d'héliostats et non au sud comme à Thémis). Dans ce cas, les concentrations atteintes sont plus faibles (235 à Solar One par exemple), mais la formule a d'autres avantages (essentiellement une hauteur de tour diminuée pour

une taille de champ donné) qui peuvent être déterminants aux basses latitudes. C'est la solution mise en œuvre à Barstow ou à Nio pour des latitudes proches de 35°, mais également à Shchelkino implantée plus haut que Thémis en latitude (à 45°), ce qui montre bien que les optima recherchés ne sont pas déterminés avec une rigueur mathématique.

La technologie

On va donc mettre en œuvre ici des héliostats qui sont des miroirs plans animés d'un mouvement continu obtenu à partir d'une double rotation.

La première question qui se pose lors de leur conception est celle de leur taille. Sur le plan optique, on peut démontrer que les performances d'une pseudo-parabole s'améliorent avec la finesse de son découpage en miroirs élémentaires. On a donc de ce point de vue intérêt à construire des héliostats de petite taille. Du point de vue structurel, les petits héliostats sont également avantageux dans la mesure où les efforts qu'ils supportent (et qui sont essentiellement ceux dus au vent) sont proportionnels au cube des dimensions linéaires de l'appareil : cela signifie qu'ils augmentent proportionnellement plus vite que la surface développée, et donc que la rigidité de la structure (pour une tolérance donnée sur sa déformation relative) doit augmenter avec la taille. Autrement dit, les petits héliostats peuvent être construits plus « souples » que les grands et mettre en œuvre moins de matériau au mètre carré. De ce point de vue, ils devraient être plus économiques.

Comme souvent, ce point de vue ne peut guère s'exprimer dans la pratique car il est contrarié par deux séries de contraintes : le coût relatif (rapporté au mètre carré de miroir) de l'héliostat est au contraire bien plus favorable aux grandes tailles en ce qui concerne leur fondation, et plus encore leur motorisation et leur commande. Dans la pratique, depuis 25 ans, c'est la recherche des grandes tailles d'héliostat qui a primé (on propose en général des tailles supérieures à 50 m²), justifiée surtout par le fait qu'on n'a pas trouvé le moyen de mettre en œuvre des motorisations et des commandes bon marché. Des innovations sur ce plan pourraient amener à un renversement de tendance et à la conception de petits héliostats (c'est-à-dire de moins de 10 m²) à manœuvre rapide et à commande simplifiée (c'est-à-dire sans les gestions de trajectoire qu'il est indispensable de prévoir pour gérer les transitions des grands héliostats lents à la manœuvre).

Ce choix étant fait, on détermine le système d'axes de l'héliostat. Théoriquement toutes les configurations sont possibles. Dans la pratique seule la configuration « altazimutale » (un axe vertical et un axe horizontal) a été utilisée en raison de sa facilité de construction. La configuration « équatoriale » (un axe parallèle à l'axe du monde et un axe perpendiculaire) garde néanmoins des partisans dans la mesure où elle simplifie le mouvement (une rotation de vitesse uniforme de l'axe principal et une rotation très lente, qui peut à la rigueur rester manuelle, de l'autre).

On choisit ensuite le type de miroir à utiliser. Le choix est à peu près le même que dans le cas précédent. On veillera à ce que le coefficient de réflexion soit le plus élevé possible en choisissant d'utiliser du verre mince en face avant du miroir (quitte à rigidifier ce dernier en le contre-collant sur un verre arrière, constituant ainsi un miroir sandwich). On pourra aussi améliorer le coefficient de réflexion en utilisant, toujours en face avant, un verre sans fer, plus coûteux, mais plus transparent. C'est qu'en effet le paramètre principal du coefficient de réflexion du miroir est ici la transparence du verre. Il peut le faire varier de 80% (verre ordinaire de 6 mm d'épaisseur) à près de 95% (verre sans fer de 1 mm d'épaisseur).

On conçoit alors les structures adaptées aux choix faits (soit celle du « pied » et celle du panneau mobile). Ces structures sont le plus couramment réalisées en construction mécanosoudée et sont plus ou moins rigides selon les constructeurs. C'est la conséquence du manque de maturité d'un domaine technique où l'on ne sait pas poser les termes d'un calcul d'optimisation technico-économique de la rigidité de l'héliostat.

On peut encore noter l'expérience unique faite à Thémis d'un héliostat réalisé en béton moulé (avec les méthodes de la préfabrication lourde en BTP). Cette technique très performante (rigidité exceptionnelle de l'héliostat et absence de jeu des articulations « posées » de l'appareil constitué de pièces lourdes posées les unes sur les autres) pourrait aussi se révéler particulièrement économique pour des niveaux de production industriels. Elle garde toute sa pertinence tant qu'existent de grands industriels capables de la maîtriser (et c'est tout particulièrement le cas en France), même si l'expérience n'a pas été reprise ailleurs.

Il reste maintenant à motoriser et à piloter les axes. En dépit de l'utilisation de vérins hydrauliques dans la première réalisation d'héliostats modernes (four solaire d'Odeillo, 1968), cette technique n'a pratiquement plus été utilisée par la suite. Les héliostats de toutes les centrales à tour ont en effet été équipés de mouvements électriques à réducteurs et à moteurs à courant continu ou pas à pas. C'est une solution sûre et performante, mais coûteuse.

Le pilotage de ces axes est aujourd'hui systématiquement effectué en « boucle ouverte » par coordonnées calculées. On entend par là que l'automate de pilotage calcule la position que doit avoir l'axe de l'héliostat sur la seule base de l'heure qui lui est donnée par son horloge interne, et qu'il ne contrôle pas le résultat obtenu en vérifiant la direction du rayon réfléchi (d'où l'expression « boucle ouverte »). S'il commande des moteurs à courant continu, il se contente de vérifier l'exécution de ses ordres par l'intermédiaire d'un codeur de position angulaire de l'axe. S'il dialogue avec des moteurs pas à pas, le comptage de ses ordres suffit pour effectuer ce contrôle. L'axe est alors dépourvu de codeur de position.

Cela fonctionne bien mais coûte cher comme nous venons de le dire. C'est la raison principale pour laquelle on construit des héliostats de plus en plus grands.

Il reste à évoquer les problèmes, généraux et mal résolus, de la salissure des miroirs et de leur résistance aux agressions météorologiques en général (et des vents de sable en particulier). Ils ne se sont pas posés avec beaucoup d'acuité lors de la période expérimentale qui vient de s'écouler. Mais ils prendraient une réelle importance si des champs de miroirs de tous types devaient être installés sous tous les climats favorables, incluant en particulier les zones arides soumises à des vents de sables violents, sinon fréquents. Pour les héliostats plans, il existe une solution radicale à ces problèmes : elle consiste à concevoir des miroirs pliants comme un livre et dont la surface réfléchissante peut être mise à l'abri de toute agression si nécessaire (pluie ou vent poussiéreux). Une telle solution, à coup sûr efficace, poserait cependant de difficiles problèmes de complexité et donc de coût. Son existence constitue néanmoins un avantage important pour les miroirs plans, les seuls à pouvoir être perfectionnés de la sorte, et donc pour la filière « centrale à tour ». Elle n'a jamais encore été expérimentée.

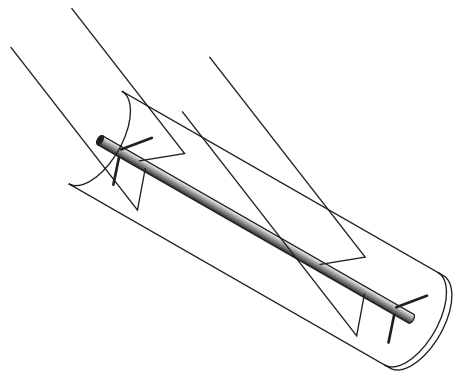
LA FILIÈRE CYLINDRO-PARABOLIQUE

Les principes

On va donc mettre en œuvre ici des miroirs cylindro-paraboliques d'orientation est-ouest (dans ce cas le mouvement de suivi du Soleil se limite à une rotation si lente qu'elle peut être assurée sans automatisme), ou nord-sud, ce qui suppose toujours une rotation unique, mais à plus grande vitesse et qui doit donc être automatisée.

Les avantages recherchés portent surtout sur la simplification de la motorisation et de la commande du mouvement. En substance, le passage de deux axes à un seul.

Les inconvénients de la formule sont cependant importants. En premier lieu, le passage d'une focalisation ponctuelle telle que réalisée dans les deux filières précédentes à une focalisation linéaire fait chuter la concentration aux environs de 80 (au mieux, c'est-à-dire dans les réalisations de Luz les plus récentes). En second lieu, la surface des miroirs est plus inclinée par rapport au vecteur Soleil quand celui-ci est bas sur l'horizon, et ce qu'on appelle le « rendement cosinus » du champ de miroirs en est dégradé².



18.3 - Capteur parabolique

² On peut combattre ce défaut, dans le cas d'une orientation nord-sud, en inclinant les lignes de miroirs par rapport à l'horizontale. Mais ce remède est coûteux et a été peu utilisé.

C'est surtout le premier de ces éléments qui caractérise la filière. On l'utilisera de ce fait à des températures modérées, quitte à perdre en rendement de conversion thermomécanique.

La technologie

Là encore, tout est envisageable en matière de surface réfléchissante et de pilotage de l'unique axe. Nous décrivons ici les techniques utilisées dans les dernières centrales « Luz » qui sont les plus abouties.

Le miroir cylindro-parabolique est ici constitué de panneaux en verre sans fer relativement épais, cintrés en forme à chaud, et argentés et vernis en face arrière. Ils sont largement autoportants, ce qui permet de les assembler sur une charpente relativement légère. Celle-ci est supportée par des pylônes en charpente métallique fondés au sol. Dans leur dernière version, la plus évoluée et la moins chère, ces miroirs sont assemblés par éléments de 99 m de long et de 5,76 m d'ouverture, présentant une surface frontale de réflexion de 545 m². Ce « bloc » est mis en mouvement par des motorisations hydrauliques réparties sous le contrôle d'un senseur solaire unique.

La performance technico-économique est ici surtout le fait du verrier allemand qui a réussi à produire à bas coût (on peut tout au moins le supposer) et en grandes quantités des panneaux de miroirs de très belle qualité (ils sont donnés pour un coefficient de réflexion de 94%).

18.2.2. LA RÉCEPTION DU RAYONNEMENT

Il faut maintenant absorber le rayonnement concentré sur une surface noire (ou dans un volume semi-transparent, noir dans son épaisseur), et de ce seul fait absorbante pour le spectre visible (et donc pour le spectre solaire qui en est énergétiquement très proche), et transférer la chaleur ainsi générée à un fluide caloporteur.

LA FILIÈRE PARABOLIQUE

Nous nous limiterons ici à quelques exemples des solutions développées pour la filière à générateur Stirling.

Dans ce cas, le récepteur est une chaudière à gaz (hydrogène ou hélium) fonctionnant entre 600°C et 800°C. Plusieurs réalisations mettent en œuvre de telles chaudières à ouverture étroite (autorisée par le haut niveau de concentration de l'optique) et à surface d'échange généreuse, condition indispensable au transfert des calories des parois de réception du rayonnement vers le gaz, même si le coefficient d'échange convectif de ce dernier est d'un niveau exceptionnellement élevé pour du gaz à cause de sa haute pression et de sa grande vitesse. Les plus classiques, qui sont aussi les plus au point, sont des chaudières à tubes métalliques de tout

petit diamètre (typiquement 3 mm). Mais des recherches portant sur l'utilisation de caloducs au sodium sont en cours. Ils introduisent un fluide intermédiaire entre le Soleil et le gaz du cycle mais autorisent une bien meilleure tolérance aux inégalités de température des différentes parties du récepteur en cas de moteur multicylindres (ce qui est le cas général). Cette technique est aujourd'hui considérée comme celle de l'avenir.

Il existe encore des réalisations expérimentales portant sur la mise au point d'une chaudière céramique « volumétrique » derrière un hublot en quartz. Cette solution sophistiquée est relativement facile à mettre en œuvre en petite taille et consiste à réchauffer le gaz par léchage d'une céramique poreuse et semi-transparente soumise au flux solaire, le tout se produisant dans l'enceinte étanche fermée par le hublot. On devrait y gagner une température de surface du récepteur abaissée, et donc des pertes diminuées. Malheureusement, ce principe, bien adapté à l'alimentation d'une turbine à gaz, ne l'est pas *a priori* à celle d'un générateur Stirling qui met en œuvre un gaz à très haute pression (couramment supérieure à 100 bars). Certains néanmoins ne désespèrent pas de parvenir à l'utiliser ici aussi.

LA FILIÈRE « CENTRALE À TOUR »

Dans cette filière, au moins quatre fluides caloporteurs sont susceptibles d'être utilisés : l'eau-vapeur, les sels fondus, les métaux liquides et l'air. Les récepteurs à utiliser sont différents dans ces quatre cas et nous les passons en revue.

Le récepteur à eau-vapeur

Dans ce cas, on utilise un récepteur à tubes qui est alimenté en eau à haute pression. Cela pose déjà un problème de sollicitation mécanique des tubes bien connu dans le cas des chaudières à vapeur classiques : leur entretien est coûteux car l'éclatement, et donc le changement d'un tube de chaudière, est ici un événement courant. De plus, les possibilités d'extraction des calories sont très différentes dans les parties des panneaux qui sont « en eau » et dans celles qui sont « en vapeur ». La conduite d'un tel récepteur est donc délicate car elle implique que la cartographie des flux solaires soit contrôlée en permanence, une mauvaise répartition de ceux-ci entraînant une surchauffe et une fusion du tube. Dans la pratique elle impose une conduite sophistiquée des héliostats impliquant le calcul et la mise en œuvre de dépointages fins en permanence. Voilà deux des raisons de l'abandon aujourd'hui avéré du recours à l'eau-vapeur.

Notons aussi la nécessité de disposer de tubes le plus « noir » possible pour assurer le niveau d'absorptivité le plus élevé. Ce problème est général et concerne tous les récepteurs surfaciques, mais il est plus aigu pour les chaudières « ouvertes » (celles qu'on met en œuvre le plus souvent dans le cas de la formule optique du champ circulaire). Il est au contraire moins important dans les cas d'utilisation de chaudières en cavité telles que celles qui viennent d'être étudiées au paragraphe

précédent : dans ce cas, l'« effet cavité » est efficace et a vite fait d'augmenter le coefficient d'absorption apparent du récepteur dès lors que la surface développée par ses panneaux est nettement plus grande que la surface de son ouverture. Dans tous les cas, on met en œuvre une peinture noire « haute température » qui n'est en rien sélective et se dégrade assez facilement : le problème de ce revêtement absorbant n'est donc que partiellement résolu aujourd'hui.

Le récepteur à sel fondu

On utilise ici des solutions qui ressemblent à la précédente (chaudières à tubes) avec les différences suivantes :

- ▶ le sel est toujours liquide et sans pression, ce qui sollicite peu la résistance mécanique des tubes (ils peuvent donc être fins) ;
- ▶ il doit parcourir son circuit à grande vitesse pour que soient favorisés les échanges thermiques avec la paroi, ce qui provoque de fortes pertes de charge ;
- ▶ les tubes sont soumis à une corrosion qui peut devenir galopante si leur température n'est pas maintenue au-dessous d'une valeur critique ;
- ▶ ils doivent être réchauffés à une température suffisante avant leur remplissage par le sel toujours figeable (au-dessus de 140°C à Thémis et de 220°C à Solar Two).

Le récepteur à sel fondu est un appareil robuste car, étant parcouru sur toute sa surface par un liquide à grande vitesse, il est assez tolérant aux variations naturelles de la cartographie des flux. La rupture d'un de ses tubes peut être considérée comme un événement tout à fait exceptionnel, d'où un entretien *a priori* peu coûteux. De plus, le contrôle de cette cartographie peut être abandonné, surtout dans le cas d'une chaudière en cavité à la surface de réception génèreuse (cas de Thémis). Il est donc facile à conduire.

Il doit être réchauffé avant remplissage. Il l'est par « traçage » électrique. Cette technique est bien adaptée et a donné de bons résultats quand elle était bien réalisée. *A contrario*, des malfaçons dans la réalisation peuvent provoquer des surchauffes corrosives galopantes. Ainsi des pannes sont advenues tant à Thémis qu'à Solar Two. Dans les deux cas, elles étaient dues à des surlongueurs anormales de traçeurs électriques.

Par contre, son fonctionnement entraîne des pertes de charge sévères qui nécessitent la mise en œuvre de pompes de circulation puissantes. Celles-ci entraînent une consommation électrique interne importante qui pénalise le rendement de conversion de la centrale.

A cet égard, il serait bien préférable d'absorber le rayonnement solaire dans la masse même du fluide en circulation plutôt que sur une paroi métallique intermédiaire : il serait alors inutile de provoquer ces coûteuses pertes de charge. Un prototype de récepteur à sel de ce type a été essayé par les « Sandia Laboratories » sur leur site d'Albuquerque. Il s'agissait d'un récepteur dans lequel on créait une lame de sel

épaisse quasi verticale par écoulement en cataracte sur une tôle légèrement inclinée par rapport à la verticale. Cette tentative n'a pas eu de suite, sans doute du fait de la dégradation chimique du sel provoqué par son contact cyclique avec de l'air neuf lors de sa traversée du récepteur.

Le récepteur à métal fondu

L'intérêt d'utiliser un métal fondu comme fluide caloporteur vient de ce qu'il est très bon conducteur de la chaleur et qu'en conséquence il présente des coefficients d'échange thermique avec la paroi particulièrement favorables. De ce fait, un récepteur à métal liquide (typiquement le sodium) peut présenter au flux une surface bien moindre que celle nécessaire à un récepteur à sel. Il pourra par exemple s'inscrire directement dans le plan focal sans avoir besoin de se développer en cavité pour augmenter ses surfaces d'échange. Une des conséquences de ce fait est que, à puissance thermique égale, un récepteur à sodium présentera bien moins de pertes de charge qu'un récepteur à sel. La théorie indique également qu'il devrait être plus économique à construire. Malheureusement, la pratique d'un métal aussi facilement inflammable impose de tels dispositifs de sécurité que les conclusions de la théorie s'avèrent tout à fait exagérées. Si on y ajoute le fait que le développement en cavité de la chaudière, qui renchérit le coût de l'appareil, peut néanmoins présenter un avantage du point de vue de son absorptivité et que le sodium est un calostockeur très médiocre en comparaison du sel fondu, on peut conclure que cette solution aux atouts brillants n'est guère prometteuse.

C'est à peu près l'opinion générale aujourd'hui, après qu'une centrale de ce type ait été étudiée et construite à Almeria (centrale CRS de l'AIE), et qu'elle ait été partiellement détruite par un incendie de sodium.

Au-delà de toutes ces différences, la conception d'une telle chaudière répond aux mêmes critères que dans le cas précédent et met en œuvre à peu près les mêmes solutions.

Le récepteur à air

Aucune centrale à tour n'a été construite autour de ce choix. Mais de nombreuses propositions de chaudière à air haute température ont été faites dans l'ambition de rendre possible la mise en œuvre d'un cycle combiné et de pouvoir profiter de ses hauts rendements.

La plus élaborée de ces propositions, et de loin, est le concept « GAST » devenu plus tard « PHOEBUS », étudié par les équipes allemandes de la DLR et ayant donné lieu à l'étude détaillée d'au moins un projet. De plus, des expérimentations poussées d'éléments de sa chaudière volumétrique ont été réalisées par l'équipe germano-espagnole d'Almeria. Bien que jamais mise en œuvre, cette variante de la filière est souvent considérée comme une alternative crédible à la centrale à sel fondu et mérite donc qu'on s'y arrête.

Le récepteur doit ici réchauffer de l'air à une température très élevée (typiquement 800°C). Des tentatives ont été menées à bien pour obtenir ce résultat à partir d'un absorbeur métallique à paroi (citons en particulier l'expérience « Sirocco » entreprise par le CNRS au grand four solaire d'Odeillo, au début des années 1980, et qui mettait en œuvre une paroi métallique gaufrée en « boîte à œufs » pour augmenter sa surface d'échange). C'était d'ailleurs l'option envisagée lors des premières esquisses de Gast. Mais de telles solutions, chères et fragiles, présentent en plus l'inconvénient d'offrir des surfaces de pertes à température plus élevée que celle de l'air chaud produit (du fait du gradient de température existant dans la paroi métallique).

Les concepteurs de Phoebus ont été d'emblée plus ambitieux en prévoyant d'utiliser une chaudière volumétrique dont le principe a été précisé plus haut. Mais comme il est irréaliste de prétendre fermer une telle chaudière de grande taille par une fenêtre en quartz, ce choix les contraignait à alimenter leur cycle thermodynamique par de l'air aspiré, à pression atmosphérique, depuis la face avant de l'absorbeur (on parle ici de récepteur volumétrique « ouvert » ou de chaudière « à aspiration »). Dans le projet Phoebus de 1994, ce récepteur est tout simplement constitué d'un volume de laine métallique suffisamment lâche pour que le rayonnement solaire y pénètre profondément et y soit progressivement absorbé sur toute l'épaisseur. La température de l'air chaud produit est limitée à 750°C. Par la suite, d'autres formules ont été testées mettant en œuvre par exemple des volumes en nid d'abeille de céramique, ces matériaux permettant de produire de l'air encore plus chaud puisque les 1000°C ont été atteints.

On verra plus loin que cette solution présente de graves inconvénients, mais elle est la seule qui permette d'abaisser significativement les pertes chaudière (qui risquent ici d'atteindre un niveau élevé à cause de la haute température de travail), en diminuant sensiblement la température apparente du récepteur.

LA FILIÈRE CYLINDRO-PARABOLIQUE

Le récepteur est ici complètement différent des précédents à beaucoup de points de vue, et d'abord parce qu'il est linéaire au lieu de surfacique. Ensuite parce que, disposé au foyer d'un système optique peu performant, on le fait travailler, comme nous l'avons déjà signalé, à température modérée (inférieure à 400°C), ce qui permet d'utiliser comme fluide caloporteur une huile de synthèse (l'avantage de ce fluide étant qu'il n'est pas figeable et ne nécessite donc pas de dispositif de traçage). Enfin parce que, pour la même raison, il est protégé de pertes thermiques par deux dispositions originales et efficaces :

- ▶ l'enfermement de l'absorbeur dans un tube de verre sans fer vidé de son air, ce qui supprime radicalement les pertes convectives et limite les pertes radiatives ;
- ▶ le revêtement du tube chaudière d'une couche de cermet (il s'agit d'un composite céramique/métal projeté par plasma) qui joue le rôle d'un absorbeur sélectif (96% d'absorptivité pour 20% d'émissivité à la température de travail), bien plus

performant que la peinture utilisée dans les cas précédents ; cette disposition est rendue possible ici par la mise sous vide de l'environnement du tube chaudière (le cermet ne résisterait pas à la présence d'oxygène). Cet ultime perfectionnement n'est présent que sur la dernière version des centrales Luz, celles qui sont équipées des capteurs LS3.

On a là un système sophistiqué, *a priori* cher et fragile, qu'il est tout à l'honneur de la société Luz d'avoir développé à un point tel qu'on peut supposer qu'il est devenu solide et bon marché. Il a en effet été construit et mis en œuvre dans ses versions successives en très grandes quantités en Californie et donne apparemment satisfaction à ses exploitants depuis 15 ans.

La mise au point de l'enveloppe à vide est particulièrement remarquable en ce qu'elle suppose la mise en œuvre de quantités impressionnantes de joints d'étanchéité et de joints de dilatation (soufflets inox), qui tous assurent leurs fonctions dans un environnement météorologique non-protégé.

18.2.3. LE TRANSPORT ET LE STOCKAGE DE LA CHALEUR

LA FILIÈRE PARABOLIQUE

Ces fonctions sont réduites au minimum ici puisque le fluide caloporteur se confond avec le fluide thermodynamique (sauf dans le cas d'emploi de caloducs) et que la fonction de stockage n'est pas assurée.

LA FILIÈRE « CENTRALE À TOUR »

Là encore il nous faudra distinguer les cas des différents fluides caloporteurs utilisés.

Cas de l'eau-vapeur

On est encore dans le cas où le fluide caloporteur et le fluide thermodynamique se confondent et il n'y a donc pas de commentaire particulier à faire à propos du transport de la chaleur. Mais, contrairement à ce qui vient d'être dit pour la filière parabolique, on ne peut ignorer ici la fonction de stockage qui doit être assurée avec un minimum d'autonomie pour permettre un fonctionnement correct de la turbine à vapeur (elle ne supporterait pas un régime de fonctionnement trop haché). C'est là l'autre gros problème de la filière car le stockage de la vapeur vive est particulièrement malaisé. Son contenu énergétique volumique est dramatiquement faible, ce qui oblige à mettre en œuvre des réservoirs à pression de grande taille. On conçoit qu'on atteigne vite les limites raisonnables de capacité de ce stockage. On utilisera donc cette technique pour réaliser des stockages dits « nébulaires » qui sont dimensionnés au plus juste : ils assurent uniquement les conditions de régularité à très court terme de la production de vapeur qui garantissent un fonctionnement correct de la turbine.

Si l'on veut aller plus loin en autonomie, on est tenu de concevoir une boucle de stockage séparée, réalisée avec un fluide plus approprié qui échangera ses calories soit avec la vapeur pour en épuiser le contenu énergétique, soit au contraire avec l'eau pour la vaporiser en cas d'absence de Soleil. Un tel concept a été utilisé à Solar One. La boucle de stockage y a été réalisée avec une huile de synthèse comme fluide caloporteur et un lit de cailloux pour le stockage proprement dit. Cette installation, qui dégradait le rendement thermodynamique du cycle en cas de déstockage (à cause de la température relativement basse à laquelle était assuré le stockage, 304°C, au lieu de 515°C pour la vapeur produite en chaudière), a fonctionné pendant le temps d'expérimentation de Solar One. Mais celle-ci s'est précisément arrêtée le jour où le bac de stockage a pris feu, détruisant évidemment toute la boucle. Cet événement a sans doute signé l'arrêt de mort de cette formule au niveau international car depuis cette date (1988), on n'a plus entendu parler de projet de centrale à tour à eau-vapeur.

Cas du sel fondu

Cette filière résout particulièrement bien le problème du stockage de l'énergie. Le sel fondu présente en effet une bonne capacité calorifique volumique (2,4 J/°C cm³ pour le Hitec de Thémis, à comparer aux 4,18 de l'eau) et ne présente pas de difficulté particulière de manipulation si l'on excepte la nécessaire mise en œuvre d'un réchauffage par traçage électrique lors du remplissage des tuyauteries. Il assure aussi le transport de la chaleur récoltée dans de bonnes conditions, bien que sa haute densité puisse apparaître comme un inconvénient (elle rend en effet coûteux en énergie le transport du sel froid en haut de tour). Il faut cependant noter les différences qui séparent le sel à trois composants utilisé à Thémis (« Hitec ») du sel à deux composants de Solar Two (« Draw-salt ») : le Hitec fond à 140°C mais ne peut guère être chauffé à plus de 500°C, tandis que le Draw-salt fond à 220°C et peut être utilisé jusqu'à 570°C.

Deux formules de stockage sont envisageables : celle qui met en œuvre un seul bac vertical de grand allongement (c'est le stockage dit « à stratification » où le sel chaud flotte sur le sel froid), et celle qui utilise deux bacs ayant chacun la pleine capacité de rétention du sel en circulation. Dans ce cas, l'un des bacs contient le sel « froid » (aux alentours tout de même de 200°C à Thémis, de 290°C à Solar Two) et l'autre le sel chaud. La première formule est en tout point préférable (capacité géométrique et surface de pertes divisées pratiquement par deux). Elle présente pour certains l'inconvénient de permettre le mélange thermique des couches chaude et froide : à leur interface, il se crée une couche « tiède » dont l'épaisseur augmente avec le temps. Cet inconvénient est toutefois plus apparent que réel car il n'entraîne pas en lui-même de perte thermique mais seulement une légère baisse de capacité de stockage par rapport à sa capacité géométrique.

Elle n'a pourtant été choisie ni à Thémis ni à Solar Two, essentiellement en raison de la difficulté de construire un bac vertical de grande hauteur pour contenir un

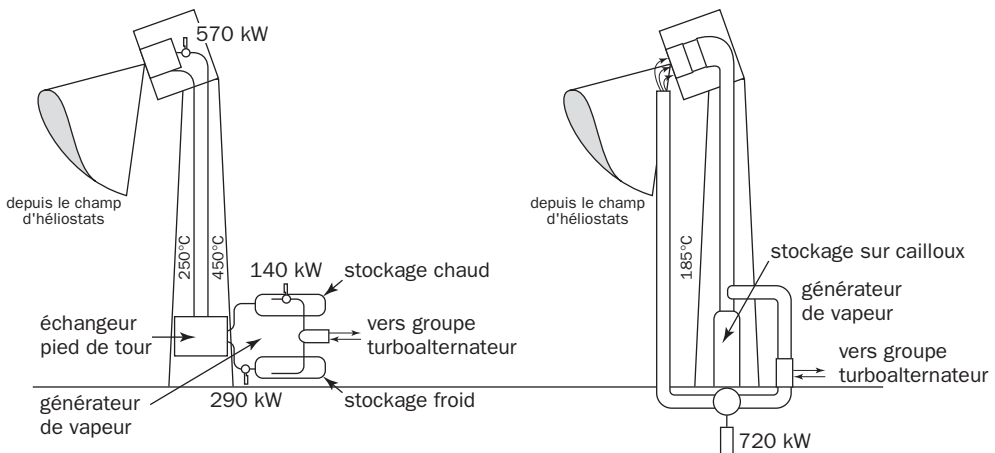
liquide dense (la densité du Hitec utilisé à Thémis atteint presque 2). On peut probablement y ajouter la raison plus conjoncturelle que l'analyse de la situation énergétique de la machine est plus facile dans le cas d'un stockage en deux bacs et que, pour une centrale expérimentale, cela constitue un avantage.

Cas du sodium

On a dit plus haut que le sodium, excellent caloporteur, était un mauvais calostocqueur. On peut en effet évaluer sa capacité calorifique dans les conditions de température adéquates aux environs de $1,2 \text{ J/}^\circ\text{C cm}^3$, soit à la moitié de celle du sel fondu.

A cette importante différence près, un stockage de sodium sera conçu selon les mêmes principes qu'un stockage de sel fondu.

Cas de l'air



18.4 - Schémas comparés d'une centrale à sel fondu et d'une centrale à air

L'air ne constitue pas un caloporteur très efficace dans la mesure où sa capacité calorifique volumique est très faible. On calcule par exemple que le débit volume d'air chaud ($185\text{-}800^\circ\text{C}$) nécessaire pour transporter l'énergie thermique récoltée par un récepteur est environ 2000 fois plus grand que celui du sel fondu à $250\text{-}500^\circ\text{C}$ qui assurerait la même fonction. On calcule également, dans le cas étudié, que les tuyauteries à sel de 32 cm de diamètre devraient être remplacées, pour véhiculer l'air, par des conduites de 4,60 m de diamètre [2]. C'est là une très réelle faiblesse des filières à air qui entraîne coût et déperditions. Mais il en est une autre, plus subtile, qui affecte le circuit d'air non dans sa partie chaude, mais dans sa partie froide. On a vu plus haut qu'une grande chaudière volumétrique ne pouvait guère être fermée et qu'on était donc contraint de l'alimenter en air extérieur. Par ailleurs, dans la filière Phoebus comme dans toute autre filière à air, les calories dont se charge le caloporteur lors de son passage dans le récepteur ne peuvent pas être

épuisées par les besoins du cycle thermodynamique : il doit être renvoyé vers la chaudière à une température encore notable (185°C par exemple et il contient encore à cette température 22% de l'enthalpie acquise en chaudière). Si cette chaudière est ouverte, et c'est la seule alternative envisagée aujourd'hui, il sera impossible de recycler complètement cet air tiède (bien que dans les projets en cause on s'efforce de le « cracher » dans l'ouverture de la chaudière), et on aura à subir là une nouvelle perte qu'on peut chiffrer au minimum à 4% de l'énergie rayonnée par le champ d'héliostats. En conséquence de ces deux remarques, il faut considérer que le transport des calories constitue le point faible des centrales à air.

Par contre, même si l'air à haute température ne se stocke pas facilement, il est facile et bon marché de le débarrasser de ses calories et de les stocker sur un lit de billes de céramiques ou même de cailloux. On tient là un solide avantage pour la même filière.

LA FILIÈRE CYLINDRO-PARABOLIQUE

Les différentes réalisations classées dans cette filière ont toutes, jusqu'à aujourd'hui, utilisé comme fluide caloporteur (et éventuellement calostockeur) des huiles de synthèse ou des huiles minérales de différentes provenances et de différentes performances. Toutes ces huiles ont en commun les qualités suivantes :

- ▶ état liquide pour toutes les températures utiles,
- ▶ capacité calorifique convenable autorisant le stockage à chaleur sensible dans de bonnes conditions,
- ▶ viscosité suffisamment faible pour un pompage aisé sous climat chaud.

Par contre, elles présentent les défauts suivants :

- ▶ conductivité thermique faible entraînant des capacités modestes au transfert thermique depuis les parois chaudes,
- ▶ inflammabilité dangereuse comme l'incendie du stockage en huile de Solar One l'a illustré,
- ▶ viscosité parfois gênante pour le pompage en climat froid (climat d'altitude),
- ▶ température de travail limitée par la décomposition de l'huile,
- ▶ prix élevé.

Pour illustrer les performances des différents produits disponibles, le paramètre le plus intéressant est celui de la température chaude admise : 295°C pour le Santhotherm utilisé pour le DCS d'Almeria au début des années 1980, 310°C pour l'ESSO 500 utilisé dans les premières centrales Luz (1983), 340°C pour le Gilotherm mis en œuvre sur les expériences « maquette » d'Odeillo en 1979 et « THEK » de Targassonne en 1983, 393°C pour l'huile Dowtherm A utilisée dans les dernières réalisations de Luz (1988).

Ces remarques faites, il n'y a rien à ajouter à ce qui a déjà été dit, en particulier au sujet des stockages en sel fondu, stockage à chaleur sensible comme ceux qui ont été mis en œuvre ici, et donc soumis aux mêmes règles.

Mais dans l'esprit des artisans de cette filière, l'avenir doit être recherché dans l'envoi de l'eau-vapeur directement dans le tube récepteur. On y gagnerait l'économie des échangeurs huile-eau ou huile-vapeur, mais surtout on échapperait à la limitation des conditions de vapeur imposées par la mise en œuvre de l'huile. La difficulté de cette solution réside dans le transport de l'eau-vapeur sous forme diphasique qu'elle suppose, problème bien connu et dont la solution est difficile. Un important travail d'expérimentation et de mise au point sur ce sujet était en cours chez Luz, à Jérusalem lorsque, en 1991, cette société a dû déposer son bilan. Il s'agissait de la mise au point du collecteur LS4.

18.2.4. LA TRANSFORMATION THERMO-ÉLECTRIQUE DE L'ÉNERGIE RÉCOLTÉE

Cette transformation se fait le plus souvent de manière tout à fait conventionnelle grâce à une turbine à vapeur d'eau couplée à un alternateur. Nous avons cependant signalé la voie originale du générateur Stirling, étudiée pour les petites unités autonomes, et fait allusion à l'utilisation possible d'un cycle combiné dans la filière « centrale à tour » à air. Il faut encore signaler la tentative faite à la fin des années 1970, en France, de mettre en œuvre une turbine à vapeur de fréon (centrale à capteurs « COS » de Vignola, près d'Ajaccio).

Nous allons ici passer en revue la signification et les potentialités de ces différentes voies. Toutes sont avant tout à la recherche du rendement. En principe, celui-ci augmente avec la température haute du cycle (c'est-à-dire avec la température de travail du récepteur solaire), mais la réalité n'est pas si simple.

LE CYCLE À VAPEUR

Ce cycle qui, en eau, est limité en température haute à 565°C (au-delà, des problèmes d'incompatibilité chimique apparaissent entre la vapeur et les aciers) est néanmoins capable d'excellents rendements. C'est certainement le transformateur thermomécanique le mieux connu parce que le plus anciennement mis en œuvre par l'industrie moderne. Il a été utilisé exclusivement dans les réalisations dont il est question ici, aux paragraphes sur les filières « centrale à tour » et cylindro-parabolique.

Les performances atteintes ne sont cependant pas toutes du même niveau. En effet, elles dépendent beaucoup des conditions de vapeur mises en œuvre (pression, température), de la sophistication du cycle (resurchauffe de la vapeur ou non) et encore, et peut-être surtout, de la taille du groupe. Cela est en effet moins connu, mais les performances de ce genre de machine sont dégradées par les fuites de vapeur entre étages. Celles-ci sont elles-mêmes provoquées par les indispensables jeux mécaniques qu'il faut ménager entre rotor et stator pour autoriser les dilata-

tions différentielles lors de la mise en température de la machine. Or ces jeux sont proportionnellement moins importants pour les grosses machines que pour les petites et entraînent la chute des performances de ces dernières³. C'est ce type de dégradation qu'envisageait de combattre la société Bertin en proposant la mise en œuvre, à Vignola, d'une turbine à vapeur de toute petite puissance (500 kW) où l'eau était remplacée par le fréon.

Pour illustrer ces propos, on peut passer en revue les caractéristiques et les performances de quelques-uns des groupes qui ont été utilisés dans les centrales solaires en cause ici :

- ▶ Thémis : 2,5 MWe - vapeur surchauffée à 430°C sous 50 bars - rendement nominal 28%,
- ▶ Solar One : 12,5 MWe - vapeur surchauffée à 515°C sous 100 bars - rendement nominal 35%,
- ▶ SEGS VII de Luz : 30 MWe - vapeur resurchauffée à 371°C sous 100 bars - rendement nominal 37,5%,
- ▶ SEGS IX de Luz : 80 MWe - vapeur resurchauffée à 371°C sous 100 bars - rendement nominal 37,6%.

On voit que la taille du groupe est un paramètre essentiel puisque celui de Solar One, alimenté en vapeur d'excellente qualité, est moins performant que ceux des centrales Luz alimentés en vapeur médiocre, mais beaucoup plus puissants (et, il est vrai, à resurchauffer).

On peut pronostiquer un rendement supérieur à 40% pour le groupe d'une centrale à tour à Draw-salt, produisant de la vapeur au meilleur niveau de performance (soit à 565°C), dotée d'un circuit de resurchauffer, si sa taille peut atteindre ou dépasser les 30 MW.

LE CYCLE COMBINÉ

Le cycle combiné est constitué par une cascade des deux cycles suivants :

- ▶ un cycle à gaz (cycle de BRAYTON) qui épuise les calories du caloporteur entre la température maximum, supposée élevée, et une température intermédiaire compatible avec les exigences du cycle suivant ;
- ▶ un cycle à vapeur apte à épuiser au mieux les calories restantes en même temps que de recycler les pertes du cycle de tête.

Un tel cycle est capable d'atteindre des rendements dépassant les 50% s'il dispose d'une source de chaleur à plus de 700°C. On reconnaît là des caractéristiques qui

3 Notons ici l'existence des turbines coplanaires au lieu de coaxiales proposées par le groupe ABB, qui présentent sur ce plan un net avantage par rapport aux turbines classiques. Malheureusement, elles fonctionnent selon le mode contrarotatif et, de ce fait, mettent en œuvre deux alternateurs au lieu d'un. En conséquence, elles sont chères et peu utilisées.

pourraient être celles du projet Phoebus. Ce serait en effet la logique d'utiliser un cycle combiné dans ce dernier cadre taillé sur mesure pour lui. Si les équipes allemandes qui étudient cette filière n'ont pas, jusqu'à ce jour, franchi le pas et en sont restées à l'utilisation du seul cycle à vapeur (ce qui, en pratique, disqualifie la formule par manque de performance), c'est que l'introduction d'un cycle à gaz de tête et son alimentation par l'air caloporteur à pression atmosphérique posent bien des problèmes dont le moindre n'est pas l'échange des calories entre le caloporteur et l'air du cycle.

Le cycle combiné, à cause de son excellent rendement, est donc l'avenir de la filière « centrale à tour », mais on peut légitimement se demander si, comme dit l'humoriste, il n'est pas destiné à le rester.

LE CYCLE STIRLING

Comme on le sait, ce transformateur thermomécanique est considéré depuis plus d'un siècle comme le meilleur des moteurs thermiques tant son rendement théorique est élevé. C'est ainsi que la première tentative de construire une « parabole Stirling » date de 1887. Il s'agit d'un moteur à piston à chauffage externe, utilisant couramment l'hélium ou l'hydrogène comme fluide thermodynamique.

Dans la pratique, ce générateur conserve bien des atouts dont celui de pouvoir être réalisé en petite taille sans perdre trop en rendement. C'est ce qui en fait le candidat idéal pour l'exploitation des calories récoltées avec une excellente efficacité, mais à faible débit, par les concentrateurs paraboliques (on met en œuvre aujourd'hui aux foyers de telles paraboles des générateurs Stirling qui se situent dans la gamme des 5-50 kWe et dont les rendements thermomécaniques varient de 30 à 45%). En conséquence, l'inertie thermique de l'appareil est faible et on peut envisager de soumettre son alimentation en calories aux caprices météorologiques. C'est une caractéristique importante de ces générateurs installés au droit de foyers mobiles qu'il n'est pas question d'équiper d'un stockage thermique. Le résultat est là puisque, dans un exemple récent (10 kWe), on obtient un rendement instantané net (Soleil-réseau électrique) de 22%, ce qui peut être considéré comme excellent. A plus grande puissance (25 kWe), on friserait les 30%.

Malheureusement, le défaut congénital de ces machines réside dans l'improbable tenue des joints d'étanchéité de leurs pistons soumis à des conditions très dures. Ce problème peut probablement être surmonté mais a interdit jusqu'à aujourd'hui le développement industriel de la machine (c'est-à-dire son utilisation par l'industrie automobile). Sans doute faut-il voir là un des freins principaux au développement de cette filière solaire.

18.3. GISEMENT ET IMPACT ENVIRONNEMENTAL

Toutes ces techniques devraient permettre d'accéder à un gisement solaire réputé immense et surtout inépuisable. La deuxième assertion est indiscutable. Que faut-il penser de la première ?

On peut calculer (en se basant sur les performances attendues, en moyenne, des techniques qui viennent d'être passées en revue) que la production française d'électricité pourrait largement être assurée par l'équipement en centrales solaires de 5000 km² de zones arides. Cela ne représente guère qu'un carré de 70 km de côté mis à disposition en zone inhabitée. Si l'humanité entière devait être approvisionnée en électricité avec le même niveau de confort, il en faudrait 100 fois plus. Ces surfaces sont certes importantes, mais nullement démesurées par rapport aux terres arides et inhabitées, disponibles sur la planète, qui sont bien plus vastes. Il s'agit là d'une remarque particulièrement simpliste, mais qui a l'avantage de situer le problème.

En pratique il n'y a pas de raison pour que seules les zones arides soient concernées. Elles reçoivent de l'ordre de 2700 kWh/m²/an de rayonnement solaire et sont à cet égard les meilleures de la planète. Mais les expérimentations dont nous parlons ici se sont aussi déroulées sous des climats moins favorables, et on considère généralement qu'un développement du solaire thermodynamique concernerait des régions plus variées, jusqu'à inclure le climat méditerranéen du Sud de la France par exemple qui ne reçoit que 1700 kWh/m²/an.

On peut présenter autrement, et d'une manière plus opérationnelle, le problème. Les centrales solaires à concentration dont nous parlons ne peuvent valoriser que le rayonnement issu du disque solaire lui-même (soit le « direct » et non le « diffus »). C'est dire qu'elles ne sont productives que durant les heures de beau temps. On peut en déduire sans trop d'erreur que leur productibilité est proportionnelle au nombre d'heures annuel de présence du Soleil. Ce paramètre est classiquement mesuré dans la quasi-totalité des stations météorologiques. Il est donc disponible partout et peut être un bon point de départ pour une réflexion sur l'étendue du gisement, ou plus simplement sur l'implantation d'un projet de centrale thermodynamique solaire. Vis-à-vis de ce critère, la limite inférieure des zones utilisables se situe vers 2500 heures annuelles de présence du Soleil.

Le gisement est donc pour le moins confortable. Qu'en est-il des conséquences environnementales qu'aurait sa mise en valeur ?

Par définition, les centrales à mettre en œuvre ne sont pas polluantes. Elles ne présentent pas non plus de danger particulier. La ponction qu'elles opèrent localement sur le rayonnement est transformée en chaleur (ce qui est le sort normal du rayonnement solaire), en partie localement (pertes du cycle) et en partie sur une zone plus vaste (qui pourrait être éloignée, c'est la zone de consommation de l'élec-

tricité produite). On ne voit pas très bien quel inconvénient présenterait ce transport d'énergie de régions très ensoleillées vers d'autres qui le sont moins. Par contre, on a déjà remarqué que cette ponction locale, en pays chaud, pouvait être mise à profit par l'agriculture : elle présente les mêmes avantages que ceux procurés par les palmeraies artificielles du Sahara qui ont précisément pour fonction, au moins en partie, de protéger les cultures d'un rayonnement solaire trop vigoureux. La culture sous héliostats est peut-être pour demain !

La véritable gêne environnementale ne vient donc pas des effets physiques de l'implantation des centrales. Elle peut par contre être provoquée, en zone peuplée, par ses effets esthétiques. Le problème ressemble à celui posé par l'implantation d'éoliennes, et c'est celui de la pollution visuelle dont on se rend bien compte qu'elle deviendrait problématique si elle était trop massive. Au stade où en est le développement des centrales solaires, on ne peut guère en dire plus sur le sujet.

18.4. LE RÉSULTAT DES EXPÉRIENCES ET LES PERSPECTIVES

Les opinions exprimées au sujet de l'avenir de ces filières sont si divergentes qu'il est bien difficile au non-spécialiste de se faire une opinion. On peut voir là l'influence du caractère idéologique très marqué du dialogue afférent à ce genre de sujet. Mais il faut aussi mettre en cause la qualité des commentaires des expériences faits, par les expérimentateurs eux-mêmes, dans un genre littéraire où l'exposé des rêves tient beaucoup plus de place que l'analyse des échecs. Cette variante du mensonge pieux se cache souvent derrière des données chiffrées fort impressionnantes mais dont, à la réflexion, il est impossible de faire usage tant leurs définitions sont imprécises. C'est tout particulièrement le cas des rendements dont on a vite fait de tirer des conclusions imprudentes si on n'a pas précisé avec beaucoup de soin leurs définitions. C'est encore celui de la plupart des commentaires à caractère économique qui perdent de leur pertinence si on n'a pas précisé les conditions de leur élaboration, ce qui n'est quasiment jamais fait. En réalité, au stade où en est le développement de ces techniques (et si on excepte le cas des centrales Luz), il est le plus souvent tout à fait hasardeux d'en projeter les performances technico-économiques. Il est bien plus sage de considérer qu'on en est encore, pour ces sujets, dans une phase de tâtonnements, et qu'un long travail sera nécessaire avant que puissent être précisés les données techniques exactes, les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et d'entretien, et donc finalement le prix de revient potentiel des kilowattheures qui seront produits.

Cela ne veut pas dire qu'il n'y ait rien à dire des expériences passées et qu'on soit complètement démuni pour distinguer les voies de progrès. C'est ce que nous allons tenter ici avec toute la prudence nécessaire.

18.4.1. UNE EXPÉRIENCE AVÉRÉE : CELLE DES CENTRALES LUZ

Ces centrales, qui cumulent une puissance nette électrique de 354 MW et qui, pour les plus anciennes, sont couplées au réseau depuis 1985, représentent l'expérience la plus importante et la plus achevée de toutes celles dont il est question ici. Le fait qu'elle ait été menée par des entreprises privées sans intervention directe de la puissance publique impressionne. Cela laisse augurer que le procédé est d'ores et déjà compétitif par rapport aux sources alternatives. En réalité, il n'en est rien, bien que les conditions de leur mise en œuvre aient été idéales.

En effet, ces centrales, qui sont contractuellement tenues de fonctionner avec un apport fossile limité à 25% (pour bénéficier d'une fiscalité incitative), fournissent leurs kilowattheures essentiellement au rythme de l'apport solaire. Or, miracle d'un pays opulent vivant en zone aride, la pointe est provoquée ici par la mise en marche des climatiseurs : c'est dire qu'elle est naturellement coordonnée avec l'abondance du Soleil. Si on ajoute que celui-ci délivre une énergie annuelle qui se situe au plus haut niveau mondial, on comprend que ces installations soient en mesure de soulager efficacement les moyens de production alternatifs et d'écarter systématiquement l'appel de puissance qu'ils doivent couvrir (et ceci, sans faire appel exagérément à l'apport fossile). La Southern California Edison, qui est liée par contrat avec les exploitants pour acheter leur production, la paye donc très cher (par exemple, en 1990 [3], 35 cents le kWh de pointe qui représente 40% de la production, 6,5 cents le kWh d'heures pleines et 2,7 cents le kWh d'heures creuses).

Malgré ces conditions tout à fait exceptionnelles, le promoteur de la formule, la société Luz, a fait faillite en 1991, revendant toutes ses installations à de nouveaux investisseurs (dans des conditions qu'on peut soupçonner proches de la braderie). Ceux-là continuent logiquement à exploiter l'existant acquis dans des conditions si intéressantes. Mais aucun ne s'est engagé dans de nouveaux investissements, bien que l'efficacité de l'exploitation des centrales ait continué de progresser régulièrement sous l'effet de l'expérience acquise [5]. Des projets prometteurs basés sur la mise en œuvre des nouvelles technologies (utilisation de LS4, capteur à eau-vapeur) avaient pourtant été élaborés et poussés très avant par Luz avant sa faillite [3]⁴.

Un rapport d'audit américain, rédigé en 2001 à la demande des Sandia Laboratories, qui représentent la puissance publique dans le système américain, et donc l'impartialité, déclare en effet que « le problème de base (sous-entendu : des centrales Luz) était que le coût de la technologie était trop élevé pour être concurrentiel sur le marché » [4]. Il n'y a donc pas eu de miracle Luz, et la filière cylindro-parabo-

⁴ Les coûts de construction de ces centrales étaient parvenus à l'époque aux environs de 3500 dollars le kW_e installé [3]. Mais, s'agissant de centrales de pointe, ce chiffre est trompeur. Celui qui est significatif est le coût d'investissement à consentir pour une installation produisant un kW_he annuel : il ressort ici à 1,5 dollar.

lique n'est pas encore une solution démontrée bien que, au moins dans les conditions exceptionnelles du marché californien de l'énergie, sa compétitivité puisse être considérée comme à portée de main [3].

C'est que, malgré un travail de mise au point industriel dont nous avons dit tout le sérieux, la formule technique utilisée reste plombée par une focalisation linéaire peu efficace. Bien que ses défauts soient largement atténués par l'excellente conception du tube récepteur, bien que la piètre qualité de la vapeur produite soit corrigée par l'utilisation d'un très bon groupe de forte puissance, la performance de l'installation en rendement solaire/électricité net annuel⁵ reste confinée à des niveaux modestes (8% pour SEGS V entre 1987 et 1997 [5], près de 14% attendus de SEGS VIII [3]). En effet, les pertes secondaires, dont il est rarement fait état, sont ici importantes. On peut soupçonner par exemple que les dépenses de pompage du fluide caloporteur dans l'immense réseau des lignes focales (qui doivent être parcourues avec de fortes pertes de charge pour compenser la faiblesse du coefficient d'échange convectif de l'huile) sont énormes et donc affectent le bilan d'une manière très négative. Et puis il faut redire que les miroirs animés d'une seule rotation « travaillent » moins bien que les héliostats et que leur surface efficace moyenne est bien moins bonne.

En conclusion, on dira que ces centrales mettent en œuvre une formule technique *a priori* peu prometteuse mais dont la mise au point a été poussée très loin. Elles sont les seules à avoir produit massivement des kilowattheures solaires. Elles l'ont fait à un prix encore trop élevé bien qu'inférieur à celui des solutions solaires concurrentes. On verra que des progrès sont encore possibles et qu'on ne peut donc pas tirer de conclusion définitive de l'aventure.

18.4.2. UNE FORMULE PROMETTEUSE : CELLE DES CENTRALES À TOUR À SEL FONDU

Parmi les huit expériences de centrales à tour effectivement menées à bien, cinq ont fonctionné avec de l'eau-vapeur, une avec du sodium et deux avec du sel fondu. On a vu que celles-là sont considérées aujourd'hui comme les plus prometteuses, bien que le concept Phoebus (centrale à air alimentée par une chaudière à aspiration) reste un compétiteur possible (bien qu'encore tout à fait théorique).

5 Ce rendement est le rapport de l'énergie électrique nette produite (c'est-à-dire effectivement délivrée au réseau dans l'année) sur l'énergie rayonnée par le Soleil sur une surface égale à celle des miroirs, considérée comme toujours perpendiculaire au rayonnement. Dans le cas des miroirs paraboliques ou cylindro-paraboliques, on remplace la surface des miroirs par leur surface frontale. Ce chiffre n'a pas en soi d'importance particulière, mais il donne une première image de la performance technico-économique de la filière, dans la mesure où la surface de miroirs déployée (ou leur surface frontale) est une bonne image du coût de la centrale.

En effet, la centrale à tour à sel fondu semble cumuler beaucoup d'avantages. Son récepteur travaille à des températures proches de celles de la vapeur produite pour son cycle, ce qui limite ses pertes thermiques au strict nécessaire (ce qui n'est pas le cas de Phoebus équipée du seul cycle à vapeur). Dans le cas où c'est le Draw-salt qui est utilisé, les conditions de vapeur peuvent être du meilleur niveau (cas de Solar Two). Dans le cas où une porte isolante équipe le récepteur, la technique de « l'arrêt à chaud » peut être utilisée : elle consiste à laisser à l'arrêt les boucles (récepteur compris) pleines de sel, quitte à combattre leur refroidissement par de courtes séances de pompage cycliques qui renouvellent leur contenu depuis le stockage froid. Dans ces conditions, la centrale est toujours prête à démarrer si le Soleil apparaît, et ce sans la moindre préparation (cas de Thémis). C'est là un avantage particulièrement important qui autorise une exploitation à la fois performante et automatisée, même en climat difficile (c'est-à-dire partout où les centrales solaires pourraient être implantées à l'exception des zones arides qui bénéficient, elles, d'un climat idéalement régulier).

On a dit que le stockage du sel chaud pouvait être assuré dans de bonnes conditions. On peut ajouter que, bien que limité en capacité dans les expériences passées (une journée de Soleil à Thémis, quelques heures à Solar Two), rien n'interdirait d'augmenter sa taille, surtout si on utilisait un stockage à stratification. La géométrie de la tour permettrait d'y implanter sans problème un stockage de l'ordre de la semaine de Soleil.

A toutes ces qualités, il faut ajouter qu'elles sont acquises sans que se posent de difficiles problèmes de matériaux qui sont le lot quasi obligatoire des filières à plus haute température. Ici, il faut porter son attention sur la corrosion des aciers par le sel, mais les expériences tant française qu'américaine montrent que ce problème, bien traité, permet d'obtenir une excellente longévité des matériels sans surcoût important.

Il faut toutefois remarquer que toutes ces qualités n'ont pas permis que les deux centrales construites et exploitées le soient avec un faible coût et une haute productivité. Leur fonctionnement a en particulier été perclus de pannes et d'erreurs d'exploitation qui sont le lot des réalisations expérimentales. Il n'a pas dépassé les 3 ans dans les deux cas et n'a pas entraîné de travaux de modifications qui auraient permis de s'approcher d'une exploitation satisfaisante. Les expérimentateurs n'ont pas été en mesure de faire état de résultats, mais seulement de propositions de modifications et de projections des performances possibles. Il est évidemment dommage qu'il ne leur ait pas été donné la possibilité de parfaire leur outil et de pousser plus loin leur expertise. Mais cela n'empêche pas de prêter attention à leurs recommandations et de prendre au sérieux leurs projections.

Or celles-ci sont optimistes en ce sens qu'elles créditent la filière, pour des réalisations de grande taille, d'un rendement net annuel qui pourrait atteindre les 20%⁶, à comparer aux 14% attendus de SEGS VIII. La centrale solaire à tour équipée pour le sel fondu devrait donc donner de meilleurs résultats que celle équipée de miroirs cylindro-paraboliques et parcourue par de l'huile de synthèse. Mais c'est là une projection et non un constat. De nouvelles réalisations seraient les bienvenues pour approfondir ce jugement qui, pour le moment, relève encore de l'intuition.

18.4.3. UN DOMAINE ENCORE À DÉFRICHER : CELUI DE LA FILIÈRE PARABOLIQUE

On a dit que le développement de cette filière était freiné par l'absence d'une industrie des moteurs Stirling. En effet, la logique même de cette voie est de construire de très nombreuses petites installations pour bénéficier de l'effet de série. Si ce bénéfice n'existe pas, la formule perd beaucoup de son intérêt.

Mais d'autres incertitudes pèsent aussi qui ralentissent les progrès nécessaires. Elles concernent la doctrine d'emploi de ces machines. Elles sont intéressantes parce qu'elles sont de petite taille, identiques, et donc modulaires et industrialisables. Par contre elles sont incapables de stockage et peuvent d'ailleurs techniquement s'en passer (ce qui, on l'a vu, n'est pas le cas des grandes installations). La logique voudrait qu'elles trouvent leur meilleur terrain d'emploi dans les pays ensoleillés et disposant d'un réseau électrique interconnecté : elles devraient alors être installées d'une manière complètement dispersée pour ne pas se gêner les unes les autres (pas de masquage réciproque), le long du réseau électrique moyenne ou basse tension. Elles seraient ainsi raccordables dans les meilleures conditions et, équipées de générateurs asynchrones, aptes à alimenter le réseau à chaque séquence de présence du Soleil. Il faudrait pour cela que leur fonctionnement soit entièrement automatique et leur fiabilité d'un niveau particulièrement élevé. C'est là un défi important qui n'est pas près d'être relevé. En attendant, les partisans de la formule préconisent plutôt l'installation de machines regroupées en véritables centrales électriques, avec appoint fossile (qui, techniquement, peut être apporté sans difficultés particulières) pour combattre l'absence de stockage. Leur terrain de prédilection est alors plutôt une région ensoleillée dépourvue de réseau interconnecté. Mais alors, cette technique conserve-t-elle un avantage par rapport aux alternatives ?

6 Dans notre rapport de 1987 exposant les résultats de l'expérience Thémis, BONDUELLE et moi-même créditons la filière d'un rendement net maximum de 16,2% à la taille de 25 MW (avec un rendement du groupe turboalternateur évalué à 33%). Avec le recul, on s'aperçoit que ce dernier chiffre était très pessimiste et que, si on tablait sur un rendement de groupe de 40%, ce qui serait plus réaliste tout en restant prudent, le rendement net annuel friserait bien les 20%.

On ne sait pas répondre à cette question. Mais on peut tout de même avancer pour élément de réponse que leur rendement net annuel devrait se situer au coude à coude avec celui des grandes centrales à sel (soit autour de 20%). En effet, les projections des expérimentateurs le placent légèrement au-dessus pour des paraboles isolées et il sera fatalement dégradé par l'installation « en batterie » qui entraîne un masquage réciproque des miroirs.

Bien que la doctrine d'emploi des « paraboles Stirling » ne puisse encore être définie, et bien que leur coût, tant en investissement qu'en exploitation, ne puisse sérieusement être précisé, la filière mérite qu'on y consacre encore des efforts, du moins tant qu'il y aura des industriels intéressés à faire progresser cette technologie.

18.4.4. PERSPECTIVES DE LA RECHERCHE

Les trois filières gardent donc leur intérêt et méritent que du travail leur soit encore consacré.

La filière cylindro-parabolique est en partie en charge à la fois des propriétaires des anciennes centrales Luz et des Sandia Laboratories qui ont reçu pour mission de la puissance publique américaine d'aider les premiers dans leurs recherches de progrès. Mais d'autres instances (pour l'essentiel germano-espagnoles) et les anciens fournisseurs de Luz (Pilksolar et Solel en particulier) ne se privent pas d'élaborer des projets. Même basées sur la même technologie que l'existant, de nouvelles réalisations ne manqueraient pas de faire progresser la filière. On espère cependant que les uns ou les autres s'essayeront à la mise au point d'une chaudière linéaire à eau-vapeur. Cette voie difficile, abandonnée en 1991 comme nous l'avons vu, recèle en effet de nouvelles potentialités.

La filière à tour, variante à sel fondu, version américaine, pourrait recevoir une nouvelle impulsion puisqu'un très grand projet hispano-américain est à l'étude : Solar Tres. Il s'agirait d'une centrale à champ circulaire et chaudière cylindrique ouverte façon Solar Two, implantée aux environs de Cordoue (38° de latitude), et pourvue de 260 000 m² d'héliostats (soit 24 fois Thémis ou 3 fois Solar Two). On espère que ce projet à financement multinational se réalisera et permettra de faire progresser l'expérience de ses auteurs.

Les spécialistes de la question ont pour le moment les yeux braqués sur les politiques, espagnols et européens en particulier, qui prendront ou non la décision de financer cette nouvelle phase.

Quant à la filière parabolique, elle continue d'être travaillée des deux côtés de l'Atlantique. Mais en l'absence d'événement sur le front de l'industrialisation du Stirling, on a un peu l'impression que les expériences piétinent, amenant toujours aux mêmes commentaires prometteurs sur les perspectives de baisse des coûts, mais pour le moment un peu vains. On ne peut donc que souhaiter que les résultats obtenus des Stirling (rendement, fiabilité), en partie grâce aux expérimenta-

tions solaires de ces dernières années, continuent de progresser jusqu'à leur permettre de trouver une application rentable dans un secteur ou dans un autre. Là, de véritables perspectives d'avenir s'ouvriraient pour cette filière.

18.5. CONCLUSION

Les expériences de ces vingt dernières années ont donc permis de sérier les problèmes et d'identifier les voies de recherche à privilégier.

Il faut d'abord constater qu'une centrale solaire quelle qu'elle soit aura à déployer une importante surface de miroirs (on dit plus simplement surface de verre) par unité d'énergie produite, car la ressource elle-même est très dispersée. C'est là le fait central qui explique le coût *a priori* élevé des techniques à mettre en œuvre. Pour en tirer parti, il faut, avec beaucoup d'acharnement, rechercher les rendements maxima pour tous les éléments de la chaîne de transformation et trouver des solutions économiques au déploiement de surfaces importantes de miroirs.

On remarque que ce deuxième aspect des choses a été particulièrement bien traité par les concepteurs des centrales Luz, tandis que leur choix de base ne favorisait pas le premier. C'est ainsi que les centrales existantes tournent avec un rendement net annuel de l'ordre de 8% (constaté sur plusieurs années) à 14% (projetés pour la dernière version de la technologie mise en œuvre dans SEGS VIII), ce qui revient à dire que, en Californie (zone aride du désert de Mojave), elles envoient sur le réseau 215-380 kWh d'électricité par an pour chaque mètre carré de verre mis en œuvre. Ce rendement est faible mais pourrait être poussé jusqu'à 18% d'après les partisans de la formule. Quand il leur sera donné l'occasion de démontrer cette potentialité, nul doute que cette voie sera proche d'un réel intérêt économique.

A l'opposé, les concepteurs de centrales à tour ont développé des techniques meilleures en rendement bien que, contrairement aux précédents, ils n'aient pas eu la possibilité de prouver ces performances sur la durée. Néanmoins on peut aujourd'hui créditer la filière d'un rendement net annuel pouvant atteindre 20%. Une centrale de ce type fournirait donc au réseau, en zone aride, 540 kWh/an/m² de verre (en climat méditerranéen français, cette production tomberait à 340 kWh/an/m²). La filière pourra donc concurrencer la précédente si son coût d'investissement (au mètre carré de verre) et son coût d'exploitation ne sont pas beaucoup plus élevés que ceux de cette dernière. Il reste encore du travail pour en arriver là, mais rien n'interdit que, après un développement suffisamment poussé, cette filière apparaisse effectivement comme la meilleure.

Enfin, on a dit que la filière parabolique devrait présenter des performances équivalentes si les paraboles devaient être exploitées groupées, et donc partiellement masquées, ce qui est la seule solution envisageable actuellement. Son éventuel succès dépend donc là encore des coûts qu'il sera possible d'atteindre tant en investissement qu'en exploitation.

Quoi qu'il en soit, toutes ces filières se tiennent dans un mouchoir de poche quant à leur productibilité au mètre carré de terrain occupé : on peut escompter une production annuelle d'environ 70 kWh/m² en climat français, ou 110 kWh/m² en zone aride. Ce chiffre donne la mesure de la gêne que pourrait occasionner le développement massif du recours à la production d'électricité solaire.

La filière thermodynamique solaire est donc bien cernée aujourd'hui quant à ses possibilités techniques, mais beaucoup moins quant à ses performances économiques potentielles (dont on peut seulement dire qu'elles ont peu de chance d'être brillantes). Dans ces conditions, seul un effort de recherche public est susceptible d'être mené à bien et il est clair que l'aventure de Luz ne se reproduira pas. La parole est donc aux politiques : c'est à eux d'engager les fonds nécessaires, parce qu'aucune rentabilité ne peut en être espérée à court terme. Et c'est à eux de mobiliser les forces techniques capables de faire mûrir le sujet : soit au sein des services publics compétents, soit en mobilisant les secteurs industriels concernés.

En conclusion, remarquons qu'il n'est pas anormal que le débat « citoyen » soit actif sur ce sujet. On espère que le présent exposé aidera à ce qu'il soit débarrassé des naïvetés et *a priori* idéologiques qui le rendent trop souvent confus.

RÉFÉRENCES

- [1] BONDUELLE B. & RIVOIRE B. –1987– *Centrale expérimentale Thémis. Résultats et projections.*
- [2] BONDUELLE B. & RIVOIRE B. –1991– *Centrale à sel ou centrale à air ? L'expérience française.*
- [3] PHARABOD F. & PHILIBERT C. –1991– *Les centrales solaires Luz.* Comité d'action pour le solaire.
- [4] MEINECKE W. [DLR - Germany] & BOHN M. [NREL - USA] –1994– *Solar energy concentrating systems. Applications and technologies.*
- [5] *Compte rendu du 9^e SolarPACES Int. Symp.*, Font-Romeu, 1998.
- [6] TEAGAN W.P. –2001– *Review: status of markets for solar thermal power systems.*

CINQUIÈME PARTIE

L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

19 - L'ÉNERGIE DE FISSION

Roger BRISSOT

L'énergie nucléaire met en jeu des processus physiques produisant des millions de fois plus d'énergie par unité de matière que toute autre réaction de combustion envisageable. Dans les centrales nucléaires, la réaction en chaîne contrôlée produit de la chaleur, qui fait chauffer de l'eau, comme dans les centrales thermiques à flamme. Les réacteurs les plus répandus aujourd'hui sont les réacteurs à eau pressurisée, qui n'utilisent qu'1% environ de l'énergie contenue dans le combustible uranium. Ils sont à l'origine de la production de déchets radioactifs, dont le volume est modeste mais pour lesquels des solutions techniques socialement acceptables devront être trouvées. Pour une bonne gestion de la ressource et un développement durable, les recherches vers de nouvelles filières sont en cours : réacteurs à neutrons rapides avec un combustible uranium-plutonium, réacteurs à neutrons lents avec un combustible thorium-uranium, réacteurs sous-critiques. On montre que des gains potentiels d'un facteur 100 par rapport à la situation actuelle sont à portée de main, moyennant un effort de recherche soutenu.

19.1 Introduction	403
19.2 Physique de base - Eléments de neutronique	404
19.3 Les filières existantes	408
19.4 Les réacteurs dans le monde	411
19.5 La gestion du cycle du combustible	412
19.6 La gestion de l'aval du cycle	416
19.7 Transmutation et incinération	417
19.8 Le futur du nucléaire, nouvelles filières, nouveaux combustibles	420
19.9 Conclusion	427

19.1. INTRODUCTION

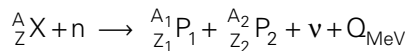
L'énergie nucléaire met en jeu des processus physiques produisant des millions de fois plus d'énergie par unité de matière que toute autre réaction de combustion envisageable. En dépit de son association, dans l'esprit des gens, avec les armes nucléaires utilisées dans la seconde guerre mondiale et développées de façon intensive pendant la période de guerre froide, l'énergie nucléaire fournit une proportion

significative, quoique modeste, de la consommation énergétique à l'échelle mondiale. Les oppositions à cette forme d'énergie ont récemment glissé de l'aspect sécurité vers celui lié à la gestion à long terme du combustible utilisé.

Les préoccupations environnementales récentes, concernant les émissions d'oxydes d'azote ou de dioxyde de carbone par la combustion de combustibles fossiles, pourraient, dans un futur proche, redonner à la production d'énergie nucléaire une croissance significative, à condition de retrouver auprès de l'opinion publique une confiance qui, quelles qu'en soient les raisons, objectives ou subjectives, ne lui est actuellement pas accordée par une part importante de la population.

19.2. PHYSIQUE DE BASE - ÉLÉMENTS DE NEUTRONIQUE

La réaction de fission se caractérise par la production, à partir d'un noyau lourd situé dans la classification périodique des éléments au-delà du thorium, de deux noyaux de masse intermédiaire appelés produits de fission. Ils sont accompagnés de l'émission de plusieurs neutrons énergétiques. Cette réaction de fission est elle-même généralement induite par la capture d'un neutron ; elle peut s'écrire :



Le nombre moyen ν de neutrons émis varie de 2 à 4 suivant la nature du noyau fissile X. Par contre l'énergie Q libérée par fission reste toujours voisine de 200 MeV, ce qui donne une production thermique de 24 000 kWh par gramme de matière fissionnée, soit l'équivalent de 1,9 tep.

19.2.1. NOYAUX FISSILES, NOYAUX FERTILES

Les trois seuls noyaux disponibles (grâce à leur durée de vie de l'ordre de grandeur de l'âge de la Terre) et susceptibles de fissionner sont : l'unique isotope du thorium, ${}^{232}\text{Th}$, et deux isotopes de l'uranium, ${}^{235}\text{U}$ et ${}^{238}\text{U}$. Parmi ces trois isotopes, seul ${}^{235}\text{U}$ présente une probabilité de fission plus grande que sa probabilité de capture neutronique pour toutes les énergies cinétiques de neutron : c'est un noyau fissile. Les deux autres ont une probabilité de capture neutronique nettement supérieure à celle de fission, notamment vis-à-vis des neutrons de basse énergie. Après capture neutronique, ils donnent rapidement naissance, par désintégration bêta, à des noyaux fissiles, respectivement ${}^{233}\text{U}$ et ${}^{239}\text{Pu}$. Cette propriété leur vaut le qualificatif de fertiles, en vertu de quoi on les retrouvera dans la composition du combustible des réacteurs régénérateurs ou surrégénérateurs. D'une manière générale, seuls les isotopes à nombre impair de neutrons sont fissiles par neutrons thermiques, les isotopes à nombre pair fissionnant par neutrons rapides, d'énergie cinétique supérieure au mégaelectronvolt. Le **tableau I** présente l'alternance fissile-fertile, gouver-

née par la valeur de l'énergie de liaison Bn du neutron le moins lié : une différence d'énergie de liaison d'environ 1 MeV favorise la fission après capture neutronique des cibles à nombre impair de neutrons.

Tableau I - Noyaux fissiles, noyaux fertiles et énergie de liaison

A	232	233	235	236	237	238	239	240
Z	90(Th)	92(U)	92	92	92	92	94(Pu)	94
B _n	6,4	5,75	5,3	6,5	5,1	6,15	5,6	6,5

19.2.2. RÉACTION EN CHAÎNE

Dans un flux de neutrons ϕ , le taux de réactions est donné par $n\sigma\phi$, ou n est le nombre de noyaux par unité de volume, σ la section efficace¹ microscopique du noyau exprimée en unité de surface, ϕ le flux de neutrons par unité de surface. La section efficace macroscopique est alors $\Sigma = n\sigma$. Ces expressions, données ici pour le cas d'une seule espèce nucléaire, se généralisent facilement au cas d'un mélange de noyaux.

Pour qu'une réaction en chaîne s'installe au sein d'un réacteur et s'auto-entretienne de façon stable au cours du temps, il est nécessaire que, parmi les ν neutrons issus d'une première fission, un seul d'entre eux fissionne à son tour un noyau du combustible, les autres étant capturés par des noyaux non-fissiles du combustible ou dans les matériaux de structure du réacteur. Pour un réacteur théorique, de dimensions infinies, on peut définir un facteur de multiplication k_∞ , à l'aide des sections efficaces macroscopiques Σ de fission (f) et d'absorption (a) des matériaux (i) entrant dans la composition de l'assemblage combustible, et du nombre moyen ν de neutrons émis par fission :

$$k_\infty = \frac{\sum_i \nu_i \Sigma_f^i}{\sum_i \Sigma_a^i}$$

{1}

1 Section efficace d'une interaction : nombre ayant la dimension d'une surface dont le produit par un flux de projectiles (densité particulière multipliée par une vitesse) donne, pour une particule cible, la probabilité de réaction par unité de temps. La section efficace est symbolisée par la lettre grecque σ , son unité de mesure est le barn : 1 barn vaut 10^{-28} m^2 . L'image, un peu simpliste, que l'on peut se faire de cette quantité est qu'elle mesure la surface d'une particule ou d'un noyau, vue par la particule incidente (projectile), pour une réaction donnée. Cette surface n'est pas constante. Pour une réaction donnée sur un noyau donné, elle varie en fonction de l'énergie du projectile.

Le flux de neutrons ϕ , présent dans tous les termes de création ou d'absorption, n'apparaît pas explicitement dans cette expression.

De ce réacteur infini, on passe au réacteur réel, de dimensions finies, en tenant compte des fuites F de neutrons par les surfaces externes ; on définit ainsi le facteur de multiplication effectif k_{eff} :

$$k_{\text{eff}} = k_{\infty} F \quad \{2\}$$

Quand l'assemblage de combustible réalisé possède un coefficient de multiplication k_{eff} égal à l'unité, le réacteur est alors critique et stable, avec le même nombre de neutrons d'une génération à la suivante.

19.2.3. ELÉMENTS DE CINÉTIQUE

Dans un réacteur, l'intervalle de temps séparant la naissance d'un neutron par fission de l'instant où celui-ci redonne une fission est appelé temps de génération. Ce temps τ dépend fortement du type de réacteur, il varie de quelques millisecondes dans un réacteur à neutrons lents à quelques microsecondes dans le cas d'un réacteur à neutrons rapides (RNR). Ces temps sont beaucoup trop courts pour espérer contrôler par des contre-réactions mécaniques la stabilité de la population neutronique : un coefficient de multiplication k_{eff} légèrement différent de l'unité induit une variation de puissance qui dépend exponentiellement du temps suivant la loi :

$$P = P_0 e^{(k_{\text{eff}} - 1) \frac{t}{\tau}}$$

Un écart à la stabilité de 1% et un temps de génération τ de 0,1 ms conduisent ainsi à une augmentation de puissance de e^{10} par seconde !

Le contrôle est rendu possible par l'existence, dans les produits de fission, d'émetteurs de neutrons retardés. Par exemple, dans le cas d'un combustible de réacteur à eau pressurisée (REP), une fraction $\beta = 0,6\%$ des neutrons est émise avec un retard moyen τ_r de 12 s, laissant du temps aux mécanismes de contrôle pour jouer leur rôle. Ce pourcentage de neutrons retardés varie d'un isotope fissile à l'autre, il diminue fortement dans le cas de la fission des isotopes du plutonium et des actinides mineurs ($Z > 94$). La fraction β de neutrons retardés constitue la limite absolue aux écarts à la stabilité du réacteur, à ne jamais atteindre sous peine de perte de contrôle. Il est donc aisé de comprendre qu'un réacteur sera d'autant plus facile à piloter que le produit $\beta\tau_r$ sera élevé. De la même manière, un combustible chargé en actinides mineurs implique de fortes limitations sur la plage de criticité autorisée. La variation des paramètres caractéristiques de l'émission de neutrons retardés est présentée dans le **tableau II**, pour un spectre rapide de neutrons.

Tableau II - Evolution de l'émission de neutrons retardés en fonction du noyau fissile

Isotope	β [%]	$\beta\tau, [s]$
²³² Th	2,03	0,14
²³³ U	0,26	0,03
²³⁵ U	0,64	0,06
²³⁸ U	1,48	0,08
²³⁹ Pu	0,2	0,02
²⁴¹ Am	0,24	0,013
²⁴² Cm	0,04	0,004

19.2.4. ELÉMENTS DE SÛRETÉ

Un réacteur « sûr » se doit d'être autostabilisé : toute excursion de puissance induit une augmentation de température du combustible et du caloporteur, elle a pour conséquences des changements de densité et du spectre énergétique des neutrons. A ces changements doit absolument correspondre une diminution de la criticité du système.

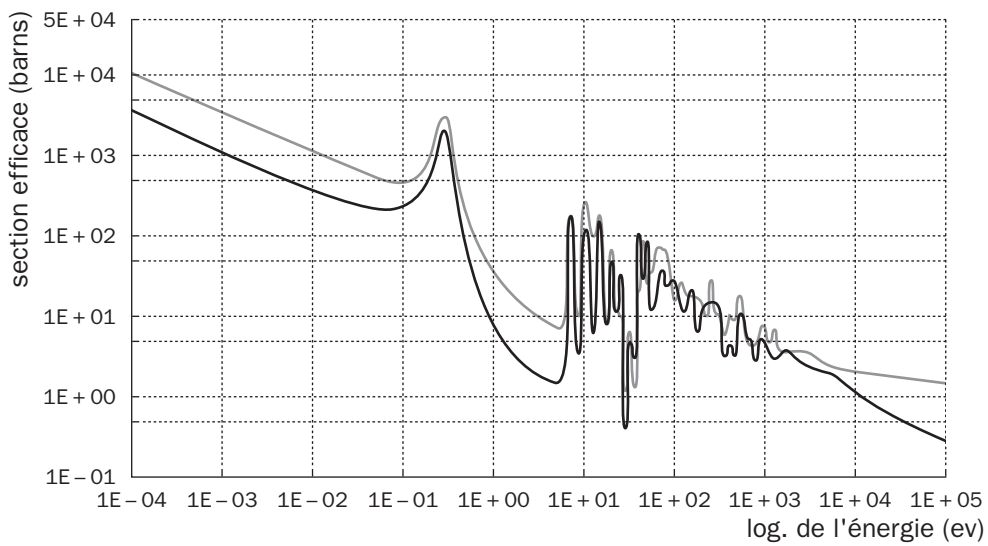
Si l'on prend l'exemple d'un REP, les deux principaux effets à maîtriser sont :

- ▶ l'effet DOPPLER : lors d'une élévation de la température du combustible et du caloporteur, deux effets se manifestent : les sections efficaces des noyaux lourds présentent, à certaines énergies de neutrons, des résonances² qui s'élargissent avec la température et, par conséquent, deviennent plus « efficaces » vis-à-vis de la capture ou de la fission. Dans le cas de ²³⁸U, les résonances en question sont des résonances de capture, l'effet DOPPLER est alors autostabilisant. Pour ²³⁹Pu, la présence d'une résonance de fission a, au contraire, un effet déstabilisant ;
- ▶ le deuxième effet a son origine dans la dilatation du fluide caloporteur qui, en diminuant le ralentissement des neutrons, les rend moins efficaces pour la fission.

La **figure 19.1** présente, pour le ²³⁹Pu, la variation, en fonction de l'énergie des neutrons, des sections efficaces de capture et de fission.

L'effet stabilisant, lié à la dilatation du fluide caloporteur, n'existe pas (malheureusement) pour les réacteurs russes du type RBMK, utilisé à Tchernobyl : dans ces installations, la fonction de ralentissement des neutrons est assurée par du graphite, l'évacuation des calories par de l'eau bouillante : la perte du caloporteur conduit à une diminution de l'absorption des neutrons qui, en plus grand nombre, continuent d'être ralentis dans le graphite et induisent ainsi une excursion de puissance.

² Résonance : augmentation brutale de la section efficace d'une interaction, pour une plage d'énergie assez étroite de la particule incidente.



19.1 - Sections efficaces de fission (courbe grise) et de capture pour ²³⁹Pu

19.3. LES FILIÈRES EXISTANTES

Une filière peut être caractérisée schématiquement par son combustible, le modérateur et le fluide caloporteur. Le *tableau III* présente l'éventail des solutions développées dans le monde.

Tableau III - Les différentes filières

Filière	Combustible	Modérateur	Caloporteur
Graphite-gaz	U naturel	graphite	CO ₂ ou hélium
Eau lourde	U nat ou enrichi	D ₂ O	D ₂ O + H ₂ O
Eau pressurisée	U enrichi	H ₂ O	H ₂ O
Eau bouillante	U enrichi	H ₂ O	H ₂ O
Haute température	U enrichi +Th	graphite	hélium
RNR	U + Pu	aucun	sodium liquide
RBMK	U enrichi	graphite	H ₂ O

19.3.1. LES SYSTÈMES À NEUTRONS LENTS

L'équation {1} montre que la condition de criticité impose une contrainte sur le rapport de la section efficace macroscopique de fission du combustible à sa section efficace de capture. Les sections efficaces (microscopiques) de fission de noyaux

fissiles décroissent beaucoup plus vite avec l'énergie des neutrons que les sections efficaces (microscopiques) de capture. Il s'ensuit que le nombre relatif de noyaux fissiles nécessaire pour obtenir la criticité croît en fonction de l'énergie des neutrons.

Cela conduit naturellement, pour les systèmes à neutrons lents, à un inventaire en matériau fissile nettement moins important que pour les systèmes à neutrons rapides. Si l'on ajoute à cela le fait que ^{235}U ne représente que 0,7% de l'uranium naturel, nous avons alors l'explication des choix initiaux du nucléaire : construire un réacteur à neutrons thermiques sans avoir à sa disposition d'usine d'enrichissement de l'uranium. Dans ces conditions, les deux modérateurs suffisamment transparents aux neutrons sont respectivement le graphite et l'eau lourde, l'eau légère étant trop absorbante.

LES RÉACTEURS GRAPHITE-GAZ

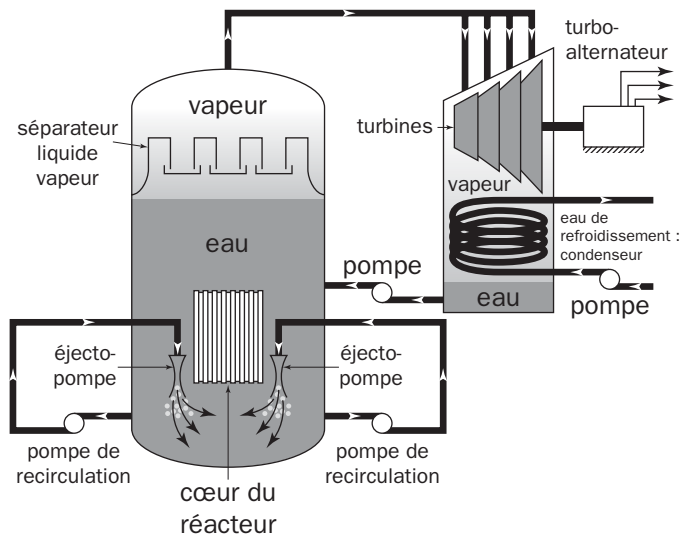
Pouvant fonctionner à l'uranium naturel d'une part, et permettant la conversion de ^{238}U en ^{239}Pu d'autre part, ce fut le choix de départ du nucléaire. Dans ce type de réacteurs, le graphite joue le rôle de modérateur de neutrons, les calories étant évacuées par un débit de gaz (CO_2 ou He) à haute pression, en circuit fermé. Ce type de réacteur ne permet pas d'atteindre de grandes puissances et n'a pas pu concurrencer les réacteurs à eau légère sur le plan économique. Ils ont été peu à peu abandonnés ; à l'heure actuelle, seule la Grande-Bretagne continue leur exploitation.

LES RÉACTEURS À EAU LOURDE - CANDU

Ce type de réacteur a été développé initialement au Canada, d'où son acronyme CANDU pour CANada Deutérium Uranium. La section efficace d'absorption aux neutrons thermiques du deutérium ($\text{D} = {}^2\text{H}$) étant beaucoup plus faible que celle de l'hydrogène ordinaire permet de réaliser un réacteur à l'uranium naturel modéré à l'eau lourde. Toutefois, le deutérium étant deux fois plus lourd que l'hydrogène, les neutrons y parcourent des distances bien plus grandes que dans l'eau ordinaire avant d'être thermalisés. Cela impose, pour une puissance donnée, un cœur de grandes dimensions, difficile à pressuriser. La technologie CANDU fait donc appel au concept de tube de force : le réacteur se présente sous la forme d'un grand réservoir cylindrique horizontal contenant de l'eau lourde non-pressurisée, jouant son rôle de modérateur. Ce réservoir est traversé par plusieurs centaines de tubes horizontaux contenant le combustible et dans lesquels circule le caloporteur eau lourde sous pression. Ce concept non seulement évite de pressuriser une trop grande enceinte, mais permet également le remplacement du combustible tube par tube, réacteur en fonctionnement, ce qui lui confère une excellente disponibilité. Le Canada dispose d'un parc de quatorze réacteurs de ce type, deux autres, de conception différente, fonctionnent en Argentine.

LES RÉACTEURS À EAU LÉGÈRE - REP, REB, RBMK

Ce sont les réacteurs les plus utilisés dans le monde pour la production d'électricité. Ils sont modérés et refroidis par de l'eau ordinaire, à l'exception notable des réacteurs russes RBMK modérés par du graphite et refroidis à l'eau. L'utilisation d'un liquide aux propriétés si bien connues présente des avantages évidents, mais implique deux contraintes majeures : sa forte tension de vapeur nécessite des pressions d'utilisation élevées, tandis que son absorption neutronique rend l'enrichissement du combustible en ^{235}U obligatoire. Il y a à l'heure actuelle deux types de réacteurs à eau légère en opération : le Réacteur à Eau Pressurisée (REP ou PWR) et le Réacteur à Eau Bouillante (REB ou BWR). Ces deux types de réacteur produisent de l'énergie à des coûts économiques comparables. La **figure 19.2** présente un schéma de fonctionnement d'un REB [1].



19.2 - Principe de fonctionnement d'un REB

Dans un REP, l'eau circule aux environs de 300°C et est maintenue sous une pression voisine de 15 MPa (150 bars) ; à cette pression l'eau n'entre jamais en ébullition dans le réacteur, la vapeur pour les turbines doit donc être produite dans des échangeurs de chaleur, appelés générateurs de vapeur.

Dans un REB, une partie de l'eau de refroidissement se transforme en vapeur dans la partie supérieure du réacteur, vapeur qui va ensuite directement à la turbine : un REB est dit travailler en cycle direct, sans faire appel aux générateurs de vapeur et à un circuit secondaire comme pour un REP. Cet avantage est contrebalancé par le fait que l'eau utilisée ainsi dans la partie de production électrique de l'installation a circulé dans le réacteur. Cela implique, pour ce type de réacteur, un blindage des turbines, condenseurs et autres tuyauteries.

Le combustible est sensiblement le même pour ces deux réacteurs : de l'oxyde d'uranium enrichi entre 3 et 5% en ^{235}U , conditionné en petits cylindres de 2 cm de long et empilés dans un gainage en alliage de zirconium.

En France, 16 tranches nucléaires sur un total de 58 fonctionnent avec le tiers du chargement constitué d'un combustible à base de mélanges d'oxydes (MOX) à 6% de plutonium sur support d'uranium appauvri. Compte tenu des spécificités des différentes tranches du parc, le nombre maximum de REP français pouvant accueillir du combustible MOX sans modifications majeures est de 28.

19.3.2. LES SYSTÈMES À NEUTRONS RAPIDES - RNR

L'un des points faibles des filières à neutrons thermiques reste la mauvaise utilisation des ressources en uranium : 1% seulement est utilisé pour produire de l'énergie, par fission de ^{235}U ou par formation de ^{239}Pu suivie de fission. Dans ces conditions, les ressources mondiales en uranium sont clairement insuffisantes pour assurer la pérennité de la production énergétique nucléaire. Avec l'introduction de réacteurs régénérateurs ou surrégénérateurs, le combustible de base devient ^{238}U ou même ^{232}Th , chacun de ces deux isotopes étant bien plus abondant sur Terre que ^{235}U . Le principal type de réacteur surrégénérateur développé à ce jour dans plusieurs pays est un réacteur à neutrons rapides pour lequel le caloporteur est un métal liquide, en l'occurrence le sodium. Les assemblages de combustible fissile, à base de plutonium et d'uranium, sont localisés dans la région centrale du cœur, les assemblages fertiles, à base d'uranium naturel ou appauvri, en couverture extérieure. Si l'on prend comme exemple Superphénix, couplé au réseau en 1986 et définitivement arrêté en 1997, 5 t de plutonium étaient présentes dans le cœur. Un an de fonctionnement consommait 800 kg de plutonium, pendant que 960 kg étaient régénérés dans la matrice fertile. La différence, 160 kg, comparée aux 5 t du chargement, donne le temps nécessaire à la formation d'une nouvelle charge, soit 31 ans.

À l'heure actuelle, les craintes suscitées dans l'opinion publique, par l'usage combiné du nucléaire et du sodium, ont donné un coup d'arrêt à cette technologie. Seuls continuent de fonctionner deux réacteurs rapides en Russie, le prototype japonais de Monju étant lui aussi à l'arrêt. Le réacteur Phenix a redémarré récemment pour faire des études de transmutation, les neutrons rapides présentant à cet égard une bonne efficacité.

19.4. LES RÉACTEURS DANS LE MONDE

En l'an 2000, 438 réacteurs étaient en fonctionnement dans le monde, dans 31 pays, représentant une puissance électrique installée de 350 000 MW électriques. En outre 32 sont en construction, principalement dans les pays de l'Asie du Sud-Est

et dans les pays issus de l'ex-Union soviétique. Cette puissance installée a fourni au cours de l'année considérée 2400 TWh, soit 17% de la production mondiale d'électricité.

Le **tableau IV** présente un résumé de la situation mondiale des principaux pays acteurs du nucléaire civil.

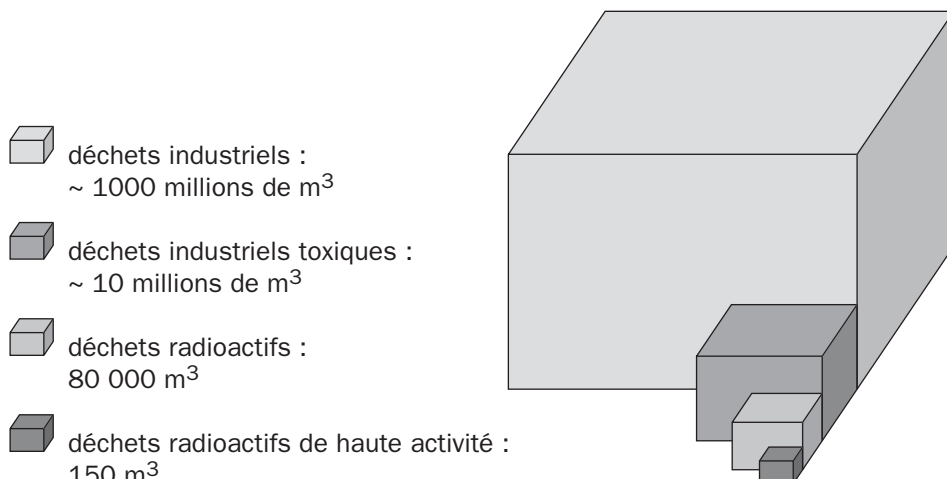
Tableau IV - Production électrique nucléaire des principaux pays en 2000
[source : AIEA]

<i>Pays</i>	<i>Nombre de réacteurs</i>	<i>[TWh]</i>	<i>% de l'électricité</i>
<i>Etats-Unis</i>	103	754	20
<i>France</i>	59	395	77
<i>Japon</i>	53	305	34
<i>Royaume-Uni</i>	35	79	22
<i>Russie</i>	30	120	15
<i>Allemagne</i>	19	160	30
<i>Corée du Sud</i>	16	103	41
<i>Canada</i>	14	69	12
<i>Inde</i>	14	14	3
<i>Ukraine</i>	13	72	47
<i>Suède</i>	11	55	39
<i>Espagne</i>	9	59	28
<i>Belgique</i>	7	45	57
<i>Suisse</i>	5	25	38

19.5. LA GESTION DU CYCLE DU COMBUSTIBLE

Toute industrie est génératrice de déchets, l'industrie nucléaire n'échappe pas à cette règle. La question des déchets nucléaires a longtemps été considérée comme secondaire, et ce notamment à cause des faibles volumes générés, comme on peut le voir sur la **figure 19.3**.

La nécessité de disposer de solutions techniques éprouvées à très long terme et socialement acceptées est devenue une condition nécessaire à la poursuite des programmes nucléaires. Deux types de solutions sont, actuellement, proposées : soit stocker en site géologique profond les combustibles usés sans retraitement préalable, soit retraiter les combustibles pour en tirer les composantes encore utilisables et réduire le volume des déchets. Nous examinerons d'abord la production de ces déchets, aussi bien d'un point de vue qualitatif que quantitatif, depuis le minerai jusqu'à l'usine de retraitement du combustible.



19.3 - Production annuelle de déchets dans l'UE

19.5.1. PRODUCTION D'URANIUM

La concentration moyenne de la croûte terrestre en uranium est de 3 ppm (partie par million). Toutefois l'exploitation des roches uranifères ne commence qu'au-delà d'une concentration de 0,2%. Dans ces roches l'uranium est présent essentiellement sous forme d'oxyde U_3O_8 . Il est extrait par broyage, dissolution dans l'acide, suivi d'une récupération en phase liquide pour donner après séchage un concentré d'oxyde appelé « *Yellowcake* ».

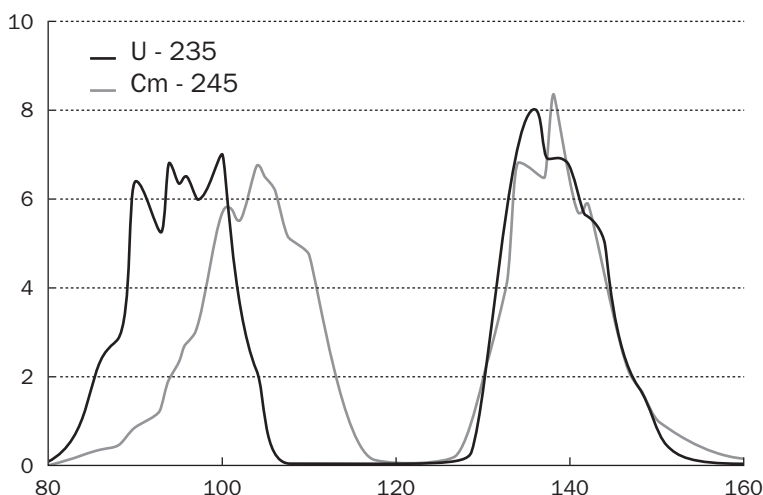
Compte tenu de la faiblesse de la concentration initiale des roches en uranium, les résidus miniers représentent un volume important de matériaux naturellement radioactifs, typiquement 69 000 t par an et par réacteur. L'extraction de l'uranium coupe la chaîne de désintégration en dessous de ^{234}U . En conséquence, tous les descendants du ^{230}Th (période de 75 000 ans) se retrouvent dans les résidus miniers, ce qui signifie une production constante de radon pouvant s'échapper dans l'atmosphère. Bien entendu, l'exploitation minière n'augmente pas la production de radon, celui-ci peut simplement s'échapper plus facilement dans l'atmosphère. La solution retenue consiste à freiner l'émanation par l'installation d'une couverture de terre au-dessus des résidus miniers, de façon à laisser décroître le radon (période de 3,8 jours) avant qu'il n'atteigne l'air libre.

Avant l'utilisation en réacteurs thermiques, l'uranium est enrichi en ^{235}U , de sa concentration initiale (0,72%) jusqu'à une concentration le plus souvent voisine de 3,5%. On montre facilement que, pour produire un kilo d' ^{235}U , il faut utiliser environ 200 kg d'uranium naturel, quel que soit l'enrichissement final du combustible.

Le parc mondial de 350 GW électriques de puissance installée utilise chaque année environ 50 000 t d'uranium naturel et nécessite le stockage d'un tonnage voisin, 40 000 t, d'uranium appauvri.

19.5.2. LES PRODUITS DE FISSION

Ce sont les résidus incontournables de la production d'énergie nucléaire. En effet, quel que soit le noyau subissant la fission, l'énergie produite reste voisine de 200 MeV par fission. Ce chiffre implique une consommation annuelle de 46 kg de matière fissile par térawattheure thermique. En tenant compte d'un rendement électrique de 33% et d'un facteur de charge de 70%, on obtient une consommation de matière fissile de 836 kg par an et par réacteur de 1000 MW électriques. C'est donc aussi, à 1% près, la production annuelle de produits de fission (PF) de ce réacteur. La production d'un isotope particulier dépend toutefois du type de combustible, notamment pour les produits de fission situés sur les flancs de la distribution de masse (*figure 19.4*).



19.4 - Production de produits de fission (% par fission)
en fonction de leur nombre de masse

Au déchargement d'un réacteur, ces produits de fission concentrent l'essentiel de la radioactivité du combustible irradié. Après 3 à 5 ans de refroidissement, il persiste la radioactivité des produits de fission à vie longue (PFVL), de période supérieure à 100 ans, ou semi-longue (30 ans). Le **tableau V** présente la production annuelle des principaux isotopes radioactifs, pour une tranche de 1000 MWe, fonctionnant 70% du temps [2].

Tableau V - Production annuelle de produits de fission
(REP 1000 MWe, 70% de facteur de charge)

PFVL	Période [ans]	Kg/an/réacteur
⁹³ Zr	1,5 ×10 ⁶	17
⁹⁹ Tc	2,1 ×10 ⁵	20
¹⁰⁷ Pd	6,5 ×10 ⁶	5
¹²⁹ I	1,6 ×10 ⁷	4,3
¹³⁵ Cs	2 ×10 ⁶	8,5
⁹⁰ Sr	28	11,6
¹³⁷ Cs	30	27

19.5.3. LA PRODUCTION D'ÉLÉMENTS TRANSURANIENS

Pendant toute la durée de l'irradiation du combustible en réacteur, les réactions nucléaires autres que la fission modifient la composition isotopique de l'uranium initial et celle du plutonium, si le combustible en contient. Les captures de neutrons successives, entrelacées de désintégrations bêta, conduisent à la production d'éléments transuraniens de numéro atomique Z supérieur à 92 et de nombre de masse élevé. Cette production s'étend d'autant plus loin dans la table des isotopes que le taux de combustion de l'uranium est élevé.

Suivant leur importance en masse dans le combustible, on classe ces produits lourds en actinides majoritaires (uraniums et plutoniums) et actinides minoritaires (neptunium, américium et curium). Suivant une habitude fortement ancrée dans la communauté nucléaire, ces deux catégories sont improprement appelées actinides majeurs et actinides mineurs.

Le **tableau VI** donne, pour un réacteur à eau pressurisée de 1000 MWe fonctionnant 70% du temps, la quantité d'actinides produite en un an, sachant que sur la même période 1,2 t d'uranium enrichi à 3,5% ont été consommées [2].

Tableau VI - Production annuelle d'actinides

Les nombres entre parenthèses indiquent le nombre de masse des isotopes produits.

Elément	Production annuelle [kg]
Uranium (236)	100
Neptunium (237)	9,7
Plutoniums (238 à 242)	232
Américiums (241 à 243)	7,3
Curiums (243 à 245)	0,6

19.6. LA GESTION DE L'AVAL DU CYCLE

Après une période de 3 à 5 ans, pendant laquelle il est stocké en piscine, le sort du combustible irradié va dépendre de la politique du pays concerné. Deux modes de gestion à long terme sont actuellement envisagés : retraitement ou stockage direct. Le retraitement est actuellement pratiqué par la France (La Hague), la Grande-Bretagne (Sellafields), le Japon (Rokasho) et la Russie (Chelyabinsk). Les Etats-Unis, pour des raisons liées à la non-prolifération d'une part, et à un manque d'intérêt des industriels d'autre part, ont opté pour le stockage souterrain direct des combustibles irradiés.

19.6.1. RETRAITEMENT DU COMBUSTIBLE

L'alternative au stockage direct consiste à retraiter chimiquement le combustible utilisé pour récupérer séparément l'uranium non-brûlé et le plutonium. Ce qui reste, à l'heure actuelle, constitue les déchets de haute activité, contenant les produits de fission non-volatils, des traces (0,1 %) de plutonium et d'uranium et tous les actinides minoritaires. Ces déchets, en France, sont actuellement conditionnés en matrice de verre.

19.6.2. UTILISATION DES RESSOURCES NATURELLES ET GESTION DES COMBUSTIBLES IRRADIÉS

Considérons le cas d'un réacteur à eau pressurisée, n'utilisant que du combustible frais, sans politique de retraitement. Le rapport de l'énergie produite à la masse fissionnée vaut 1 MWjour par gramme, et la fabrication d'1 g de combustible enrichi à 3,5 % en ^{235}U mobilise 5,4 g d'uranium naturel. Pour un taux de combustion de 33 000 MWjours par tonne, nous pouvons donc calculer le facteur d'utilisation U des ressources naturelles : pour une charge C de combustible (une tonne dans cet exemple), une masse $F = 33 \text{ kg}$ a été fissionnée :

$$U = \frac{F}{5,4C} = 0,6\% !$$

L'apport du retraitement par l'utilisation du MOX ne change pas fondamentalement cette valeur qui reste voisine de 1 %.

L'utilisation de réacteurs simplement régénérateurs de matériau fissile, ou à plus forte raison surrégénérateurs, pourrait changer considérablement la faible utilisation actuelle des ressources naturelles. Ces réacteurs, en autorisant le plein usage, non seulement de l'isotope fissile ^{235}U , mais aussi des isotopes fertiles tels que ^{238}U ou ^{232}Th , permettent, en théorie, d'atteindre des facteurs d'utilisation U voisins de 80 % [3]. Seules les pertes à la fabrication du combustible et les pertes au retraitement empêchent d'atteindre les 100 %.

En 2002, l'énergie nucléaire représente environ 6 à 7% de la production mondiale d'énergie. La quantité annuelle de combustible usé correspondant à cette production est voisine de 10 000 t, soit un total cumulé de plus de 200 000 t, au niveau mondial, à l'horizon 2020.

Pour apprécier la signification de ces chiffres, il est utile de les comparer à la capacité de stockage prévue pour le site américain de Yucca Mountain, seul site de stockage souterrain envisagé par les Etats-Unis : 70 000 t [4]. On voit donc qu'il suffirait de trois sites de ce type dans le monde pour stocker les combustibles irradiés produits d'ici 2020. Au contraire, si la contribution du nucléaire était multipliée par 10, comme il le faudrait pour qu'il joue un rôle significatif tant en ce qui concerne les réserves qu'en ce qui concerne le réchauffement climatique, il serait nécessaire de réaliser un site de stockage par an. Cette comparaison montre clairement que cette gestion du combustible irradié ne semble réaliste que dans l'hypothèse d'une sortie du nucléaire programmée à moyen terme.

L'utilisation de la surrégénération basée soit sur le thorium, soit sur l'uranium, modifie considérablement le **tableau VI**, tant du point de vue des combustibles usés que sur le plan de l'utilisation efficace des ressources naturelles.

Les réserves mondiales d'uranium sont à mettre en correspondance avec leur coût d'extraction. A \$260 le kilo, elles sont estimées à 17 millions de tonnes [4], soit environ 300 ans de consommation au rythme actuel. Passer d'un facteur d'utilisation des ressources naturelles de 0,6% en réacteur à eau légère à 80% en surrégénérateur, augmente la disponibilité de l'uranium à 40 000 ans. Le thorium, autre élément fertile disponible, est quatre fois plus abondant que l'uranium.

19.7. TRANSMUTATION ET INCINÉRATION

La transmutation et l'incinération se présentent comme les solutions idéales en matière de gestion des déchets. Il s'agit, essentiellement par des réactions nucléaires de capture neutronique, de changer la carte d'identité isotopique d'un élément radioactif. Prenons deux exemples pour bien poser la problématique : le cas du ^{99}Tc , un produit de fission à vie longue (période de 210 000 ans) et le cas du ^{237}Np , un actinide mineur de 2 millions d'années de période radioactive.

Concernant le premier noyau, la capture d'un neutron le transforme en ^{100}Tc qui, en quelques secondes, se désintègre pour donner naissance à un noyau stable de ^{100}Ru . On parle alors de transmutation.

Dans le cas du ^{237}Np , émetteur alpha bien représentatif de l'ensemble des actinides, deux possibilités sont à envisager : la capture d'un neutron le transforme soit en isotope fissile (^{238}Np), soit le fissionne directement si le neutron est rapide. Ce processus est appelé incinération, le noyau initial étant transformé en deux produits de fission, avec production d'énergie.

19.7.1. TRANSMUTATION DES PRODUITS DE FISSION

Le refroidissement du combustible irradié pendant une durée de 5 ans après le déchargement du réacteur permet la décroissance de tous les produits de fission à vie courte vers des isotopes stables. Concernant les produits de fission, seule subsiste ensuite la radioactivité des isotopes mentionnés au **tableau V**, auxquels il faut rajouter quelques produits d'activation, notamment ^{93}Zr formé par capture neutronique sur le zirconium des gaines de combustible.

L'intérêt d'un recours à la transmutation peut se quantifier à l'aide des trois critères suivants :

- ▶ la vitesse de transmutation. Elle doit correspondre à des temps d'irradiation compatibles avec les durées des cycles de réacteurs, et à des temps de disparition du produit à transmuter nettement plus courts que la période naturelle de l'isotope en question ;
- ▶ la quantité de produit que l'on peut introduire dans un réacteur sans perturber ni sa stabilité dans le temps, ni les coefficients de sûreté. Compte tenu de ces impératifs, il faut alors que les quantités transmutes soient supérieures à celles générées, pendant le même temps, par le fonctionnement du réacteur ;
- ▶ les produits résiduels éventuels. L'irradiation d'un élément en vue de la transmutation de l'un de ces isotopes peut conduire à la formation d'autres produits radioactifs indésirables.

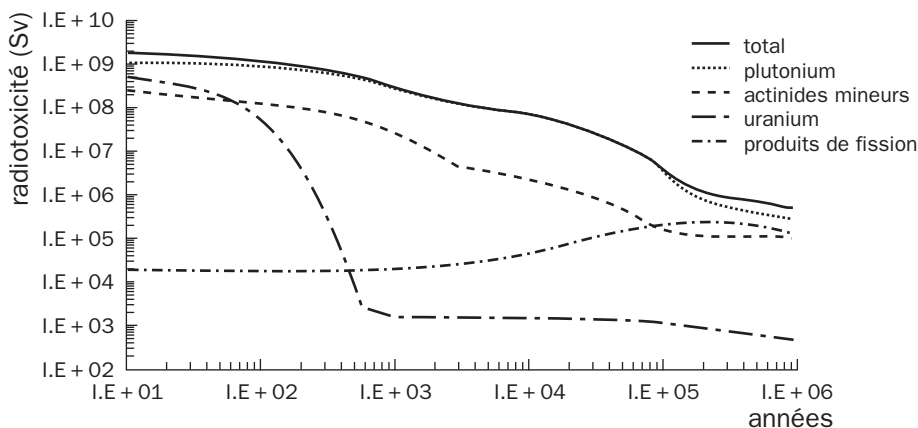
Le premier critère élimine les produits de fission de durée de vie intermédiaire, ^{90}Sr et ^{137}Cs , de la liste des candidats à la transmutation : leur très faible section efficace de capture neutronique induit des temps de transmutation supérieurs à leur période radioactive. Un conditionnement et un stockage sur une durée de 300 ans environ sont incontournables pour ces deux isotopes, ce qui ne pose d'ailleurs pas de problèmes technologiques particuliers.

Parmi tous les produits de fission à vie longue du **tableau V**, seuls ^{99}Tc et ^{129}I satisfont l'ensemble des critères précédents. Les autres noyaux, notamment ^{135}Cs et ^{93}Zr , sont produits en même temps qu'une grande quantité d'isotopes stables, risquant de devenir radioactifs sous l'effet de l'irradiation, tels ^{133}Cs et six isotopes du zirconium. En conséquence, la transmutation de ^{135}Cs et ^{93}Zr nécessiterait une séparation isotopique préalable, d'un coût économique considérable. Un rapport de l'office parlementaire des choix scientifiques [5] présente un excellent travail de synthèse sur le sujet.

19.7.2. INCINÉRATION DES ACTINIDES

La masse des produits à gérer dans l'aval du cycle nucléaire n'est pas le bon indicateur des priorités à accorder aux différents isotopes. On préfère définir, pour chaque isotope, sa radiotoxicité. Cette quantité fait intervenir la radioactivité de l'isotope,

son mode de désintégration et des facteurs empiriques liés à son comportement dans le cycle biologique humain. Ces facteurs sont, par exemple, la période d'élimination biologique, le facteur d'ingestion qui est la proportion de radioéléments traversant la barrière intestinale, le poids relatif de l'organe ciblé par un radioélément spécifique. La radiotoxicité est le facteur de dose, exprimé en sievert par becquerel, tenant compte de tout ce qui précède. Pour tous les isotopes émetteurs alpha, ce facteur est voisin de 2×10^{-7} Sv/Bq. S'agissant des effets à long terme des déchets, on ne considère comme seule voie plausible d'exposition du public que celle de l'incorporation. En effet, le risque à long terme est essentiellement celui induit par l'émission alpha des isotopes à vie longue. Compte tenu du parcours extrêmement faible de ces particules dans la matière vivante, seule l'irradiation interne est à prendre en compte. L'ingestion est la seule voie de contamination interne considérée, par référence au stockage profond des déchets à vie longue : dans ce cas, l'impact radiologique serait essentiellement dû au transport de ces produits par l'eau jusqu'à l'homme qui les incorporerait par voie digestive. La **figure 19.5** présente, pour une production d'électricité de 1 TWh, l'évolution temporelle de la radiotoxicité du combustible déchargé du réacteur.



**19.5 - Radiotoxicité du combustible utilisé
pour la production de 1 TWh électrique dans un REP**

La conclusion s'impose d'elle-même à l'examen de cette figure : la première des priorités est l'incinération des isotopes du plutonium, qui concentrent à eux seuls l'essentiel de la radiotoxicité, quel que soit le temps de refroidissement. Il serait vain de s'attaquer à la réduction du stock d'actinides mineurs, sans avoir, en premier lieu, géré l'élimination du plutonium.

RECYCLAGE DU PLUTONIUM

En France, le plutonium extrait par retraitement du combustible et séparation chimique a toujours été en fait considéré comme un combustible plutôt qu'un déchet. La récupération du plutonium devait permettre l'alimentation de la filière surrégénérée.

matrice à neutrons rapides. Depuis l'arrêt de celle-ci, l'industrie nucléaire et le producteur d'électricité ont cherché à valoriser ce plutonium en stock, en le monorecyclant dans des assemblages à base de MOX. Cette pratique est toutefois sévèrement limitée par la physique nucléaire d'une part, et par la physique des réacteurs d'autre part :

- ▶ pour des raisons de sûreté, seulement 30% du combustible d'un REP est « moxé » ;
- ▶ l'opération implique une dégradation progressive de la qualité du plutonium. Les isotopes fissiles sont consommés de façon préférentielle alors que, dans le même temps, les captures neutroniques augmentent le pourcentage d'isotopes du plutonium non-fissiles et la proportion d'actinides mineurs ;
- ▶ les captures sur la matrice d'uranium appauvri reforment du plutonium.

Au bout du compte, la radiotoxicité du combustible n'est réduite que de moitié, le processus diminuant le stock de plutonium sans arriver à le stabiliser.

Des recherches sont actuellement en cours, basées sur l'utilisation de plutonium sur matrice inerte, supprimant ainsi la production de plutonium par capture sur l'uranium appauvri (combustible APA pour *Advanced Plutonium Assemblies*). Des simulations de scénarios mettant en jeu ce type de combustibles conduisent à une stabilisation à moyen terme du stock de plutonium généré par la filière REP.

19.8. LE FUTUR DU NUCLÉAIRE, NOUVELLES FILIÈRES, NOUVEAUX COMBUSTIBLES

L'examen des possibilités de stockage, des problèmes liés au retraitement du combustible, à l'accroissement du stock de plutonium, mettent en évidence que la gestion du cycle du combustible, en amont et en aval du réacteur, ne peut être traitée indépendamment de l'avenir du nucléaire. Le maintien du nucléaire à son niveau mondial actuel n'épuiserait les ressources connues que dans plusieurs siècles. Il semble peu probable que, dans ces conditions, on soit conduit à développer de nouveaux types de réacteur. On se situerait alors dans une perspective d'évolution avec, par exemple, le remplacement progressif des REP actuels par des réacteurs du type EPR (*European Pressurized Reactor*). Ce projet européen est une évolution des réacteurs français de type REP N4, de puissance électrique voisine de 1500 MW. Les options de sûreté retenues prennent en compte le confinement du combustible en cas de fusion accidentelle du cœur, ainsi qu'une amélioration notable de la résistance des bâtiments vis-à-vis d'une agression externe (chute d'avion, inondation, séisme...).

On doit toutefois se poser la question du sens qu'aurait un maintien du nucléaire à son niveau actuel : avec moins de 5% de contribution à la production globale d'énergie, il n'aurait guère d'impact sur l'économie, sur la réduction des émissions de CO₂

et n'offrirait pas d'alternative quantitative pour pallier le déclin prévisible à moyen terme des hydrocarbures. Ce scénario d'un nucléaire se maintenant au niveau actuel ne paraît pas réaliste. Il est beaucoup plus vraisemblable que l'on se dirige soit vers la sortie du nucléaire, soit vers une reprise de son développement.

Dans l'immédiat, c'est l'impératif de la lutte contre le réchauffement climatique qui pourrait conduire à une reprise du développement du nucléaire. Actuellement, et probablement pour longtemps encore, l'énergie nucléaire est la seule susceptible de remplacer de façon massive, et dans des conditions économiques acceptables, les combustibles fossiles.

Si l'on se place dans cette perspective, il devient nécessaire de rechercher des solutions utilisant au mieux les réserves, tout en minimisant le contenu radiotoxique des inévitables déchets. Une grande diversité de solutions, de directions de recherche sont actuellement explorées. Elles font souvent appel aux mêmes choix de caloporteurs, avec des combustibles différents, tant du point de vue de la métallurgie que de la composition isotopique. Il serait présomptueux de vouloir être exhaustif sur le sujet. Seuls quelques exemples caractéristiques pouvant assurer la pérennité de la production nucléaire par le recours à la surrégénération seront développés.

19.8.1. LE CHOIX DU CYCLE : URANIUM-PLUTONIUM OU THORIUM-URANIUM ?

Les propriétés du couple fertile-fissile ^{238}U et ^{239}Pu sont maintenant bien connues, puisqu'elles sont à la base de la filière à neutrons rapides refroidie au sodium liquide. Pour ce couple de noyaux, la surrégénération ne peut être obtenue qu'en spectre rapide : avec des neutrons thermiques, 30% des captures neutroniques sur le plutonium conduisent à la formation de l'isotope ^{240}Pu non-fissile par neutrons lents. Ce pourcentage de neutrons perdus est trop élevé pour pouvoir entretenir la réaction en chaîne tout en surrégénérant le plutonium nécessaire.

Tel n'est pas le cas avec la filière thorium. Le noyau fissile, ^{233}U , présente à peu de choses près le même rapport fission/capture pour des neutrons lents ou rapides : pour 100 neutrons capturés par ^{233}U , 90 vont conduire à la fission et 10 à la formation de ^{234}U . Cette faible déperdition de neutrons dans des captures parasites permet d'envisager le développement d'une filière surrégénératrice basée sur ce couple. Par contre, ^{233}U n'est pas disponible dans la nature et n'a pas été formé auparavant dans les REP. Il faut donc, au démarrage d'une filière thorium, prévoir une solution de remplacement à la matière fissile manquante, soit ^{235}U , soit ^{239}Pu .

L'avantage considérable de la filière thorium en terme d'inventaire radiotoxique lui est conféré par sa position dans la charte des isotopes : deux unités de charge et six unités de masse de moins que ^{238}U . La production de transuraniens par captures neutroniques successives s'en trouve fortement réduite. La nature et la quantité d'actinides générés peuvent ainsi devenir des facteurs déterminants dans le choix de cette filière pour le futur.

19.8.2. LES RÉACTEURS SURRÉGÉNÉRATEURS À SPECTRE RAPIDE - RNR

Différents types de réacteurs rapides sont à l'heure actuelle étudiés, notamment en France et au Japon. La caractéristique qui les différencie les uns des autres est le choix du caloporteur : métal liquide ou gaz. L'option métal liquide qui a accumulé le plus de savoir-faire en ce qui concerne les réalisations expérimentales est évidemment le sodium. Si cette technologie continue d'être activement explorée dans les pays du Sud-Est asiatique, il n'en est pas de même en Europe. Le choix du sodium implique un certain nombre de difficultés opératoires, qui alourdissent les coûts de construction et de maintenance de l'installation : la réactivité chimique du sodium au contact de l'eau et de l'air, son opacité optique qui pénalise les opérations d'inspection ou de changement de combustible, la nécessité d'une boucle de refroidissement intermédiaire... Toutes ces difficultés disparaissent si l'on choisit un gaz, hélium ou CO₂, comme caloporteur. En particulier, le développement de combustibles réfractaires ouvrirait la porte des réacteurs à haute température, haut rendement, le gaz entraînant directement la turbine. Une autre raison qui pourrait justifier le choix du gaz est l'absence, contrairement au sodium, d'un coefficient de vide positif³, en cas de perte de caloporteur. Les cœurs des RNR à gaz sont très accommodants en ce qui concerne le combustible. Grâce à la dureté du spectre neutronique, ils peuvent accepter une forte proportion d'actinides mineurs. On peut également modifier la composition du combustible de façon à rendre le réacteur consommateur net de matière fissile, régénérateur ou surrégénérateur. C'est en tout état de cause un excellent incinérateur de plutonium. Les trois points faibles inhérents à cette option restent :

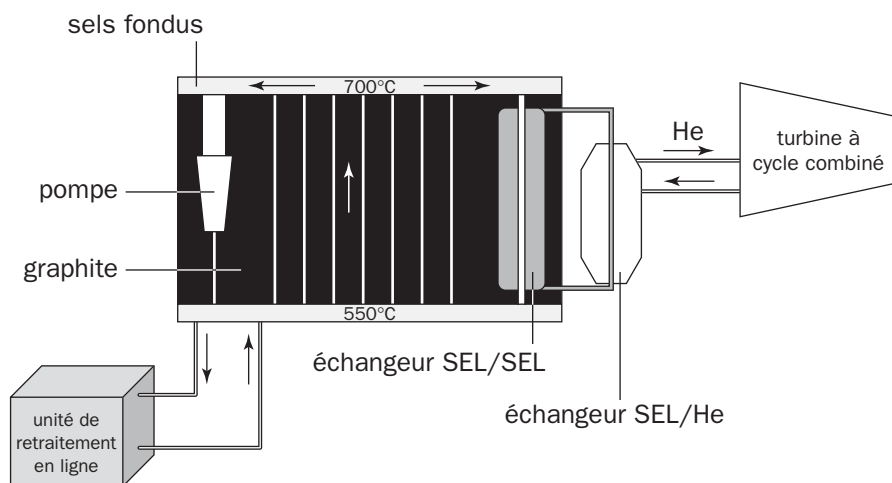
- ▶ l'inventaire en noyaux lourds : pour un surrégénérateur basé sur le couple U-Pu, il est voisin de 100 t par gigawatt électrique, dont 12 t de plutonium ;
- ▶ la production d'actinides mineurs, due aux captures neutroniques inévitables (10% de l'inventaire en plutonium) ;
- ▶ le retraitement d'un combustible réfractaire, inévitable pour le retrait périodique des poisons neutroniques et pour la gestion des flux de noyaux lourds.

19.8.3. LES RÉACTEURS SURRÉGÉNÉRATEURS À SPECTRE THERMIQUE - RST

Les bénéfices escomptés de l'utilisation du thorium comme matériau fertile ont déjà été soulignés : radiotoxicité réduite de l'aval du cycle et possibilité de surrégénération en filière à neutrons thermiques. Ces qualités intrinsèques pourraient être exploitées en réactualisant un concept né aux Etats-Unis dans les années 1950 : le

³ *Augmentation de la puissance produite en cas de perte de caloporteur alors que la sûreté exige, au contraire, une diminution de la puissance produite, donc un coefficient de vide négatif, pour éviter une surchauffe due à la perte d'efficacité dans l'évacuation de la chaleur.*

réacteur à sels fondus (RSF), dans sa version surrégénératrice (MSBR pour *Molten Salt Breeder Reactor*), a été étudié à Oak Ridge National Laboratory [6] dans les années 1970. Le combustible, sous forme liquide (fluorures fondus) sert aussi de caloporteur, il peut être retraité et rechargé en ligne par des procédés pyrochimiques. Le cœur du réacteur est constitué d'un bloc de graphite percé de canaux dans lesquels circule un mélange de sels fondus à haute température (600-700°C). Ce mélange est constitué de fluorures d'éléments légers, transparents aux neutrons (lithium et béryllium) et de fluorure de noyaux lourds (thorium fertile et ^{233}U fissile). Le sel est retraité en continu afin de retirer les produits de fission les plus neutrophages, ainsi que le ^{233}Pa , point de passage obligatoire pour la formation par décroissance bêta de ^{233}U . La quantité d'uranium consommée pour la production d'énergie est compensée par une recharge en ligne de la quantité désirée. La **figure 19.6** présente un schéma de principe d'un RSF [7].



19.6 - Schéma de principe d'un réacteur à sels fondus

Des études récentes, menées par simulation numérique, montrent que l'on peut atteindre un rapport entre uranium produit et uranium consommé de 1,05, ce qui donne une idée précise des possibilités de surrégénération.

Un avantage considérable de ce choix de réacteur est apporté par le caractère thermique du spectre neutronique : en passant d'un spectre rapide à un spectre thermique, la section efficace de fission de l' ^{233}U fissile augmente beaucoup plus rapidement que la section efficace de capture sur le noyau fertile ^{232}Th . En conséquence, l'inventaire en matière fissile du réacteur thermique est de seulement 1,2 tonnes par gigawatt électrique, soit dix fois moins qu'en réacteur rapide.

D'autre part, le recyclage en boucle fermée, dans le réacteur, des actinides produits réduit considérablement la quantité d'émetteurs alpha rejetés aux déchets.

Comment, dans un tel système, démarrer la filière, sachant que ^{233}U n'existe pas à l'état naturel ? Plusieurs possibilités sont envisageables :

- ▶ soit démarrer avec le plutonium produit dans la filière à eau légère, en lieu et place de l' ^{233}U , et assurer ainsi une transition progressive d'un couple ^{232}Th - ^{239}Pu au couple final ^{232}Th - ^{233}U ;
- ▶ soit convertir du thorium en uranium dans la couverture fertile d'un RNR gaz ;
- ▶ on peut enfin réaliser l'équivalent du MOX, en remplaçant l'uranium appauvri par du thorium, ce nouveau combustible étant alors utilisé dans les réacteurs thermiques actuels, REP ou CANDU.

Dans les trois hypothèses, le stock de plutonium accumulé dans la phase de fonctionnement des REP disparaît à moyen terme.

Les points faibles de ce scénario sont évidemment les nombreux problèmes techniques en suspens : citons notamment la corrosion des métaux par le sel chaud, et l'extraction réductrice du protactinium et des lanthanides qui n'en est encore qu'au stade du laboratoire. C'est l'enjeu de la recherche à venir : montrer, expériences à l'appui, que le regroupement sur un même site d'un réacteur et du retraitement chimique du combustible n'est pas un inconvénient mais bien un avantage, en termes de transport de combustibles irradiés.

19.8.4. LES SYSTÈMES SOUS-CRITIQUES PILOTÉS PAR ACCÉLÉRATEUR RÉACTEURS HYBRIDES

La nécessité, dans le futur, d'éviter au maximum l'accumulation de plutonium, d'actinides mineurs et de produits de fission à vie longue va obligatoirement conduire à l'introduction en réacteur de produits consommateurs de neutrons. Par ailleurs, la présence au sein du combustible d'isotopes de numéro atomique élevé ($Z > 92$) diminue notablement certaines marges de sûreté, par exemple celle liée à l'effet DOPPLER, ou bien encore la proportion de neutrons retardés. Une méthode pour contourner ces difficultés consiste à induire les transmutations dans un milieu sous-critique alimenté par une source externe de neutrons, eux-mêmes produits par l'interaction du faisceau d'un accélérateur, avec une cible massive située au centre du réacteur.

Dans une telle approche, l'injection continue de neutrons au sein du combustible permet d'entretenir une chaîne de multiplication sous-critique, caractérisée par un coefficient de multiplication $k < 1$. Depuis 1990, plusieurs concepts de systèmes hybrides ont été proposés, aussi bien pour détruire les déchets des filières actuelles que pour la production d'énergie.

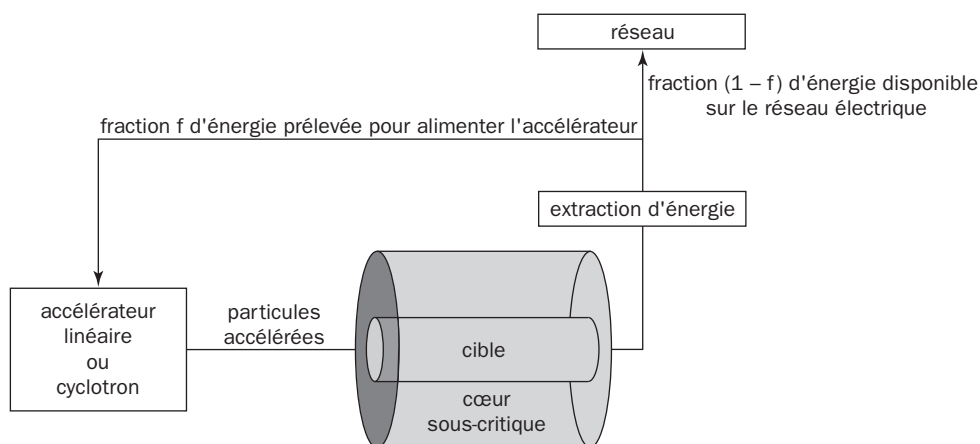
Dans sa plus grande généralité, un tel système est formé de trois sous-ensembles :

- ▶ un accélérateur de particules capable de fournir un faisceau de protons de haute énergie (1 GeV) et de forte intensité (quelques dizaines de milliampères) ;

- ▶ une cible de spallation, formée d'un métal lourd, tel que le plomb. L'interaction du faisceau de 1 GeV avec la cible de plomb conduit à l'émission d'un nombre de neutrons ν_s par proton incident, voisin de 30 ;
- ▶ une couverture sous-critique, entourant la cible, que l'on peut caractériser par deux paramètres : le coefficient de multiplication k , déjà défini auparavant. On admet généralement que ce coefficient devrait être voisin de 0,95 soit, en d'autres termes, un déficit de 5% par rapport à la criticité.

Le deuxième paramètre est le nombre moyen de neutrons ν émis par fission ($2 < \nu < 3$).

Le principe de fonctionnement d'un tel système et son intégration dans le réseau de distribution électrique sont résumés dans la **figure 19.7**.



19.7 - Principe de fonctionnement d'un système sous-critique

La puissance thermique délivrée par un tel système est donnée par l'expression suivante :

$$P(\text{MW}) = E_f(\text{MeV}) I(A) \frac{\nu_s}{\nu} \frac{k}{1-k}$$

avec E_f , l'énergie libérée par une fission, de l'ordre de 200 MeV.

Ainsi, avec une intensité faisceau de 20 mA, on obtient, pour $k = 0,95$, une puissance thermique voisine de 900 MW.

Les avantages de cette solution sont nombreux, le plus important étant évidemment le pilotage du réacteur par le faisceau de l'accélérateur, comme le montre la formule précédente : si l'on arrête l'accélérateur, la réaction en chaîne s'arrête d'elle-même instantanément. De ce fait, le système devient beaucoup plus tolérant vis-à-vis de la composition du combustible nucléaire. Toutes les variantes de réacteurs critiques, décrites aux chapitres précédents (RNR avec caloporteur gaz

ou métal liquide, réacteur thermique à sels fondus) ont déjà été déclinées, sur le papier, en version sous-critique, aussi bien pour la transmutation que pour la production d'électricité.

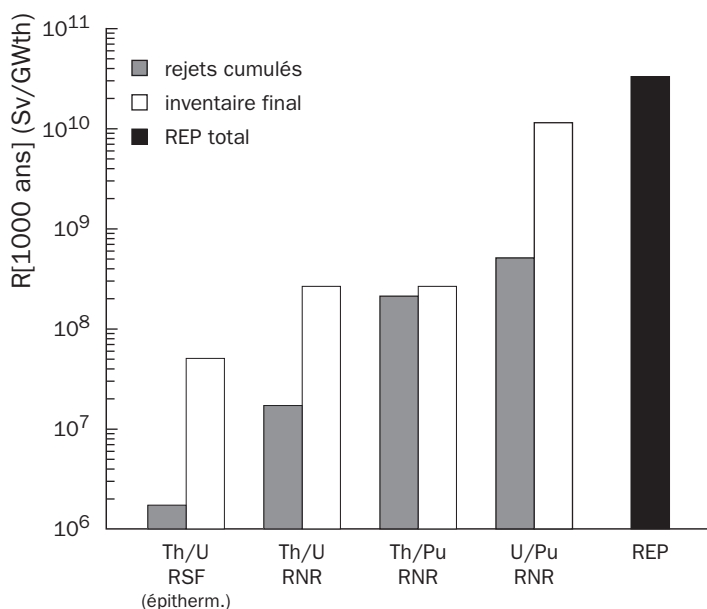
Il reste néanmoins de nombreux défis technologiques à relever avant la première réalisation industrielle. Parmi ceux-ci, citons l'obtention de faisceaux stables de haute intensité, les études sur la cible de spallation et son couplage au milieu sous-critique. Un projet de démonstrateur, de puissance intermédiaire, est à l'étude au niveau européen.

19.8.5. COMPARAISON DES PERFORMANCES

Toutes les solutions technologiques venant d'être passées en revue essaient de dessiner les contours d'un nucléaire du futur répondant à deux objectifs principaux :

- ▶ l'utilisation optimisée des ressources naturelles,
- ▶ la minimisation de la radiotoxicité du combustible et des déchets générés par son retraitement.

La **figure 19.8** présente les performances des différentes options en termes de radiotoxicité, pour 200 ans de production d'énergie d'une installation d'1 GW thermique, après 1000 ans de décroissance [8]. Une distinction est faite entre la radiotoxicité cumulée dans les rejets du retraitement et celle (inventaire final) contenue dans le combustible, en fin de vie de l'installation. La valeur pour le REP correspond à la radiotoxicité du combustible en l'absence de retraitement, avec stockage direct du combustible irradié.



19.8 - Radiotoxicités comparées des différents cycles

A l'examen de cette figure, on constate que des gains potentiels d'un facteur 100 par rapport à la situation actuelle sont à portée de main, moyennant un effort de recherche soutenu.

19.9. CONCLUSION

Au cours des trente dernières années, l'énergie nucléaire a fait la preuve de son efficacité, pour ce qui concerne la production d'énergie. Elle a su également maîtriser les risques inhérents à toute activité humaine. Dans les pays où existe une véritable culture de sûreté, cette énergie présente des bilans qu'aucune autre branche industrielle ne peut égaler. En France, le succès du programme électronucléaire peut se mesurer à l'aune des chiffres suivants : une expérience cumulée de plus de 700 années-réacteur sans accident significatif, une production annuelle de 400 milliards de kWh, 400 millions de tonnes de rejet de CO₂ évités.

Le siècle qui débute verra inéluctablement le déclin de l'énergie produite par la combustion des hydrocarbures. Le nucléaire ne pourra donc, au niveau mondial, qu'accroître sa part de marché, encore modeste.

Cette forme d'énergie engendre certes des déchets qui sont, à l'heure actuelle, déjà bien gérés et contrôlés. Des solutions pour en diminuer à la fois la quantité et la persistance temporelle existent. Ce serait faire injure aux générations futures de les croire incapables de maîtriser ce problème sur le long terme, ce sera une faute bien plus grave de leur laisser un monde sans pétrole.

RÉFÉRENCES

- [1] ALOUI F. –2002– *Cours de DEA*. Université de Nantes.
- [2] SALA S. –1995– *Thèse*. Université de Provence.
- [3] LAMARSH J. –2001– *Introduction to nuclear engineering*. Prentice Hall, 194.
- [4] BODANSKI D. –1996– *Nuclear energy*. AIP Press, 154.
- [5] BATAILLE C. & GALLEY R. –1997-1998– *Rapport de l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques* **612**.
- [6] Conceptual design of a molten salt breeder reactor. *Rapport ORNL* **4541**, juin 1971.
- [7] LECARPENTIER D. –2001 (juin)– *Thèse CNAM*.
- [8] NUTTIN A. –2002– *Thèse*. Institut National Polytechnique de Grenoble.

20 - LE STOCKAGE DES DÉCHETS NUCLÉAIRES EN SITE PROFOND

Hervé NIFENECKER & Gérard OUZOUNIAN

Les stockages de déchets nucléaires en site profond nécessitent une bonne maîtrise des lois de diffusion des radioéléments dans les couches géologiques, et d'être en mesure de déterminer les doses délivrées à la population. Le cas d'accident est également envisagé. On peut calculer la production de chaleur, le dimensionnement du site et vérifier les résultats dans des laboratoires souterrains, ce qui permet d'apporter des conclusions sur l'impact des radioéléments stockés.

<i>20.1 Modèle de site de stockage souterrain</i>	<i>430</i>
<i>20.2 Principes de la diffusion des radioéléments dans les couches géologiques</i>	<i>431</i>
<i>20.3. Production de chaleur et dimensionnement du site</i>	<i>441</i>
<i>20.4 Prise en compte de l'aléa géologique</i>	<i>443</i>
<i>20.5 Pourquoi un laboratoire souterrain ?</i>	<i>444</i>
<i>20.6 Conclusion</i>	<i>445</i>

Alors que le stockage des produits chimiques toxiques qui ont, pour beaucoup, une durée de vie infinie ne donne lieu qu'à peu de débats ou à des débats très localisés, le stockage des déchets radioactifs pose clairement un problème d'acceptabilité pour la société civile et vient sérieusement compliquer le débat sur la politique énergétique. Dans le cas des produits chimiques, le choix implicite qui est fait est clairement celui de la dilution et les limites expérimentales des mesures (au mieux 10^{10} atomes) donnent la possibilité d'« oublier » assez rapidement le problème (Seveso). Au contraire, la capacité propre à la radioactivité de mesurer atome par atome permet de faire des suivis sur de longues périodes et semble rendre le débat plus difficile. Quelles que soient les opinions des uns et des autres sur le nucléaire, force est de constater que plus de 30 ans de production électronucléaire ont eu lieu et que les déchets se sont accumulés. Notre responsabilité de scientifiques est certainement de rechercher et de proposer des solutions pour une gestion propre et sûre de ces déchets, sans pour autant occulter d'autres formes de débats sur les choix énergétiques futurs. Or le principal argument contre un choix de l'énergie nucléaire est le problème que poserait la gestion des déchets nucléaires. En

particulier la grande durée de vie de certains de ces déchets constituerait un défi quasi insurmontable. Il est devenu courant de mettre sur un même pied de dangerosité les effets du réchauffement climatique entraîné par l'émission de gaz à effet de serre et ceux associés à la dispersion des déchets nucléaires. En général, toutefois, ces raisonnements, pour péremptaires qu'ils soient, ne sont appuyés d'aucun argument quantitatif. Nous avons l'ambition de donner ici un ordre de grandeur des dangers associés à la gestion à long terme des déchets nucléaires.

On distingue traditionnellement trois types de gestion correspondant aux trois axes de la loi de 1991 :

- ▶ la transmutation-incinération,
- ▶ le stockage en site profond,
- ▶ l'entreposage en surface.

L'entreposage en surface, voire en subsurface, ne peut être, à l'évidence, une solution de long terme puisque, supposant une surveillance continue, elle reposerait sur l'assurance de la stabilité de notre civilisation sur une échelle de temps en rapport avec la durée de vie des radionucléides contenus dans les déchets, et donc largement plus grande que l'échelle historique. La transmutation-incinération est théoriquement possible [1]. Elle demande toutefois à être démontrée à un coût raisonnable. Il n'est pas évident qu'elle traite tous les radionucléides avec une efficacité suffisante permettant de supprimer la nécessité d'un stockage en site profond, même si les quantités en jeu devraient être considérablement réduites. Par ailleurs, les opérations de séparation des radioéléments puis de transmutation seraient elles-mêmes génératrices de déchets dont il faudra aussi assurer l'élimination. Le stockage en site profond doit donc être considéré comme la stratégie de référence, et c'est sur elle que porte le reste de cette contribution.

Nous décrirons schématiquement, tout d'abord, ce que pourrait être un site de stockage souterrain. Nous exposerons ensuite les principes sur lesquels reposent les calculs de diffusion des éléments radioactifs au travers des couches géologiques, et donnerons les résultats de tels calculs dans le cas particulier de l'argile. Bien entendu, il reste nécessaire de valider les calculs théoriques de façon la plus réaliste possible. Les études expérimentales en laboratoire souterrain ont été décrites par l'un d'entre nous dans le bulletin de la SFP de juillet 1999 [2].

20.1. MODÈLE DE SITE DE STOCKAGE SOUTERRAIN

Pour pouvoir quantifier les risques associés à une stockage souterrain, nous utiliserons les données géologiques correspondant aux conditions du futur laboratoire d'études de l'Est de la France. Ceci ne présage en rien d'une décision sur l'emplacement d'un éventuel site définitif de stockage.

S'agissant d'un scénario de référence, nous nous placerons dans le cas d'un stockage direct, sans retraitement, des combustibles irradiés. Les combustibles irradiés (colis) sont, eux-mêmes, protégés par un système de barrière ouvragée. Le site de stockage proprement dit est situé à environ 500 m de profondeur au milieu d'une couche d'argile Callovo-Oxfordien d'une épaisseur de 130 m. La couche d'argile est très peu perméable et représente la principale barrière de rétention des radioéléments de très longue durée de vie.

L'eau est à la fois le principal facteur de vieillissement des colis de déchets radioactifs et du relâchement consécutif des radioéléments qu'ils contiennent, et le vecteur de leur transport dans la barrière géologique. Au cours du premier millénaire, l'eau pénétrera lentement dans les barrières ouvragées pour venir au contact des colis. Dès lors la corrosion puis l'altération conduiront à un relâchement progressif des radioéléments dans l'eau. Typiquement on estime de manière conservatrice, pour les calculs d'évaluation de sûreté, que le processus de dissolution dure 10^6 ans pour les combustibles irradiés. Une fois dissous dans l'eau, les radioéléments seront transportés par diffusion à travers la couche d'argile. Au sortir de celle-ci il est supposé qu'ils se disperseront rapidement dans les couches calcaires et qu'ils se retrouveront dans la nappe aquifère utilisée par un groupe humain critique, celui qui serait le plus exposé aux rejets. La règle fondamentale de sûreté (RFS) demande que la dose engagée pour cette population n'excède, normalement, à aucun moment du futur, une limite de 0,25 mSv/an, soit le dixième de la dose délivrée par l'irradiation naturelle. Rappelons que les risques de cancer associés à une telle dose seraient comparables à ceux entraînés par la consommation d'un paquet de cigarette par an¹ [3].

Avant de présenter les résultats de calculs, il nous semble utile de rappeler les principes physiques de la diffusion des radioéléments dans une couche d'argile, ce qui permet de situer l'importance des paramètres à prendre en compte et de révéler les lois d'échelle pertinentes.

20.2. PRINCIPES DE LA DIFFUSION DES RADIOÉLÉMENTS DANS LES COUCHES GÉOLOGIQUES

L'application du principe de précaution conduit à vérifier que le confinement assuré par la couche d'argile serait suffisant à lui seul. Dans cette couche, les mécanismes de transport sont essentiellement diffusifs. On suppose que les radioéléments sortant de la couche d'argile sont immédiatement disponibles pour la consommation.

¹ Cette dose est proche de un Dari. Le Dari est l'unité proposée par G. CHARPAK et R.L. GARWIN et correspond à l'irradiation interne due à la présence de radioéléments dans le corps humain. Le Dari est donc le minimum absolu de l'irradiation que pourrait subir un être humain.

On fait ainsi un calcul pessimiste. Il faut, toutefois, remarquer que ce type de calcul fait l'hypothèse d'une couche homogène à l'échelle des échantillons de mesures. La présence de fissures dans la couche jouerait le rôle de courts-circuits. Une façon simple d'en tenir compte serait de remplacer l'épaisseur réelle de la couche par une épaisseur effective. On conçoit l'importance que revêt alors la caractérisation précise des propriétés de la couche *in situ*, comme permettront de le faire les installations du laboratoire souterrain.

20.2.1. MODÈLE PHYSIQUE DE LA DIFFUSION DANS LA COUCHE D'ARGILE

Les radioéléments étant supposés transportés par l'eau, en présence de phénomènes de sorption et de désorption, on peut se représenter le transport élémentaire comme ayant lieu le long de capillaires. La coordonnée relevante pour suivre ce transport est la direction perpendiculaire à la couche d'argile. A l'échelle de la longueur élémentaire on peut définir les pertes et les gains en radioéléments :

- ▶ les pertes sont dues à :
 - ▶ la décroissance radioactive : $-\lambda p_d(x,t)$ où λ est le taux de désintégration radioactive et $p_d(x,t)$ est la densité linéaire des radioéléments dissous,
 - ▶ la sorption par les parois : $-w_s p_d(x,t)$ où w_s est le taux de sorption,
 - ▶ les radioéléments entraînés hors du volume par l'eau : $-v p_d(x,t)$ où v est une vitesse de transport² ;
- ▶ les gains sont dus à :
 - ▶ la désorption par les parois : $w_d p_s(x,t)$ où w_d est le taux de désorption, $p_s(x,t)$ est la densité linéaire des radioéléments adsorbés sur les parois,
 - ▶ les radioéléments entraînés dans le volume par l'eau : $\frac{v}{2}(p_d(x-\Delta,t) + p_d(x+\Delta,t))$ où Δ est une longueur effective de transport.

Il faut remarquer que, dans le cas d'une solubilité limitée des radioéléments, w_s et w_d dépendent de la densité volumique des radioéléments considérés.

L'évolution de la densité de radioéléments dissous ou adsorbés peut alors être décrite par le système :

$$\begin{aligned} \frac{dp_d(x,t)}{dt} &= v\Delta \frac{d^2 p_d(x,t)}{dx^2} - \lambda p_d(x,t) - w_s p_d(x,t) + w_d p_s(x,t) \\ \frac{dp_s(x,t)}{dt} &= -\lambda p_s(x,t) + w_s p_d(x,t) - w_d p_s(x,t) \end{aligned} \quad \{1\}$$

On posera $D_0 = v\Delta$, constante de diffusion caractéristique du transport de l'eau dans les capillaires. Les temps caractéristiques de décroissance radioactive λ^{-1} , supérieurs

2 Il faut aussi tenir compte de la diffusion de surface des radioéléments. La vitesse de transport v doit donc être considérée comme une vitesse effective.

à 1000 ans et de diffusion $\frac{x^2}{D_0}$, de l'ordre de l'année pour un parcours de 1 cm, sont très supérieurs à ceux de sorption et désorption qui sont de l'ordre de la seconde. Il s'ensuit que l'équilibre de sorption peut être considéré comme réalisé, et donc que :

$$\rho_d(x,t) = \frac{w_d}{w_d + w_s} \rho(x,t) \quad \{2\}$$

d'où l'équation pour $\rho(x,t)$:

$$\frac{d\rho(x,t)}{dt} = D_0 \frac{w_d}{w_d + w_s} \frac{d^2\rho(x,t)}{dx^2} - \lambda\rho(x,t) \quad \{3\}$$

et des équations identiques pour $\rho_d(x,t)$ et $\rho_s(x,t)$.

La constante de diffusion $D = D_0 \frac{w_d}{w_s + w_d} = \frac{D_0}{R}$, où R est un facteur de retard qui peut être très grand, caractérise donc la diffusion du radioélément.

Connaissant le profil de la densité du radioélément dans la couche, il est évidemment important d'en déduire le courant sortant. Ce courant est proportionnel au courant d'eau dans le capillaire, avec une constante de proportionnalité qui n'est autre que la concentration du radioélément concerné dans la phase aqueuse. Il s'ensuit qu'en appliquant la loi de FICK, le courant de radioélément peut s'écrire :

$$J(x,t) = -D_0 \frac{d\rho_d(x,t)}{dx} \quad \{4\}$$

Ici le courant est exprimé en fonction de la densité de radioélément dissoute. Cette expression est particulièrement commode lorsque cette densité est limitée par la solubilité de l'élément considérée. Au contraire, lorsque l'élément est soluble, il est plus judicieux d'exprimer le courant en fonction de la densité totale du radioélément.

20.2.2. SOLUTION SCHÉMATIQUE DU PROBLÈME DE DIFFUSION À TRAVERS LA COUCHE D'ARGILE

La solution de l'équation {3}, dans un milieu semi-infini défini par une interface à $x = L$, et pour N noyaux, permet d'obtenir le courant à l'interface :

$$J(L,t) = \frac{N}{2\sqrt{\pi Dt}} \frac{L}{t} e^{-\frac{L^2}{4Dt}} e^{-\lambda t} \quad \{5\}$$

3 Du fait de la diffusion et de la décroissance radioactive, l'équilibre de sorption n'est pas rigoureux. On ne peut donc appliquer directement l'équation {2} à l'équation {1} sans précaution car le terme de sorption-désorption devient de l'ordre des autres termes.

Dans le cas de noyaux stables ($\lambda = 0$), le flux passe par un maximum pour un temps :

$$\tau_s = \frac{L^2}{6D} \quad \{6\}$$

qui peut être considéré comme un retard à la sortie des radioéléments. La largeur de la distribution des temps de sortie est proche de :

$$\Delta\tau = \frac{L^2}{4D} = 1,5\tau_s \quad \{7\}$$

On voit donc que la couche d'argile a le double rôle de retarder la contamination de la biosphère (et donc de laisser le temps à de nombreux isotopes de se désintégrer) et d'étaler cette contamination sur une durée proportionnelle au retard. La valeur maximale conditionne l'amplitude du danger représenté pour la population critique. Celui-ci est donc proportionnel à la constante de diffusion et inversement proportionnel au carré de l'épaisseur de couche. Les dépendances quadratiques de l'épaisseur de la couche d'argile en soulignent l'importance, et donc celle d'un choix judicieux de la formation de stockage.

Il est facile de modifier ces relations pour tenir compte de la constante de décroissance des radioéléments. De même l'extension dans le temps du relâchement de radioactivité peut être prise en compte sans difficulté.

LIMITATION DES FLUX DE NOYAUX RADIOACTIFS PAR LA SOLUBILITÉ

Le traitement qui précède suppose que les radioéléments sont totalement solubles dans l'eau. Dans la pratique, de nombreux éléments sont très peu solubles, ce qui est susceptible de ralentir leur transfert. Si le flux à travers la couche d'argile, ou la barrière ouvragée, est insuffisant pour évacuer les radioéléments au fur et à mesure de leur relâchement par le combustible ou le colis, leur concentration dans l'eau à leur contact va croître jusqu'à atteindre, éventuellement, une valeur limite de saturation $C_{\max}$ au-delà de laquelle ils précipiteront aux environs de la source. A une telle valeur limite de la concentration correspond une valeur limite du flux entrant dans la couche d'argile ou dans la barrière ouvragée. Cette valeur limite peut être obtenue à partir de l'équation stationnaire de la densité.

$$D \frac{d^2}{dx^2} \rho_{\text{stat}}(x) - \lambda \rho_{\text{stat}}(x) = 0 \quad \{8\}$$

avec la condition pour $x = 0$:

$$\rho_{\text{stat}}(0) = C_{\max} \omega S \quad \{9\}$$

où S est la surface de la source émettrice des radioéléments, et ω la porosité de l'argile. La porosité représente la fraction de volume, et donc de surface occupée par l'eau. La densité correspond ici à la densité des radioéléments dissous. On trouve alors une expression approchée du courant de sortie de couche :

$$J_{\max}(0) = k_s C_{\max} e^{-\lambda L \sqrt{\frac{1}{\lambda D}}} \quad \{10\}$$

avec :

$$k_s = \omega S D_0 \frac{\sqrt{\frac{\lambda}{D}}}{\tanh\left(\sqrt{\frac{\lambda}{D}} L\right)} \quad \{11\}$$

On pourra simplifier l'expression du courant de sortie de couche en lui donnant une valeur constante égale à $J_{\max}$ pendant une durée $\frac{N}{J_{\max}}$.

20.2.3. DÉTERMINATION DE LA DOSE DÉLIVRÉE À LA POPULATION

Connaissant le flux de noyaux radioactifs sortant de la couche, il est possible de déterminer la dose maximale délivrée à la population critique.

On suppose que les radioéléments sortant de la couche d'argile se dispersent dans l'eau de la nappe phréatique utilisée par la population critique. Soit $J_{\max}$ la valeur maximale du flux de noyaux. En admettant qu'un équilibre des flux soit atteint, le même flux se retrouve à l'exutoire de la nappe. Chaque habitant n'ingère qu'une fraction α de l'eau disponible et le flux des radioéléments ingérés est donc $\alpha J_{\max}$. Seule une fraction f de la quantité de radioéléments ingérés se fixe dans l'organisme. Le radioélément est caractérisé par sa période biologique T_b , correspondant à son temps de séjour dans l'organisme, et donc par une constante de temps biologique $\lambda_b = \frac{0,693}{T_b}$. La quantité de radioélément r présent dans l'organisme est donc telle que, à l'équilibre, $r\lambda_b = \alpha f J_{\max}$. L'activité interne à l'organisme due au radioélément est $\lambda r = \frac{\lambda \alpha f J_{\max}}{\lambda_b}$. On suppose que le radioélément se fixe dans un(des) organe(s) cible(s) de masse m_i . Si l'énergie de désintégration du radioélément (en dehors des neutrinos) est ϵ , la dose annuelle reçue est $A = \lambda \epsilon \frac{\alpha f J_{\max} v}{m_i \lambda_b}$ où l'unité de temps étant la seconde, v est la durée de l'année. Si les énergies sont exprimées en joule et les masses en kilogramme, la dose absorbée est alors exprimée en gray/an. Pour tenir compte de l'efficacité biologique des rayonnements, on associe à ceux-ci un facteur de qualité Q , valant 1 pour les photons et les électrons, et environ 20 pour les α . La dose engagée s'exprime alors en sievert. De plus, le radioélément se fixant préférentiellement dans un ou des organes, la dose moyenne délivrée au corps entier est plus faible que celle délivrée à ce ou ces organes. Pour tenir compte de cet effet, on affecte un poids w à chaque organe. Finalement la dose effective engagée est :

$$E = \sum_i \frac{w_i}{m_i} \frac{Q \lambda \epsilon \alpha f J_{\max} v}{\lambda_b} \quad \{12\}$$

20.2.4. QUELQUES EXEMPLES DE DÉTERMINATION DE DOSES

Pour une porosité de l'argile de 20%, les mesures donnent une valeur de la constante de diffusion de l'eau $D_0 = 1,6 \times 10^{-3} \text{ m}^2/\text{an}$. Les constantes de diffusion des éléments dissous dépendent de la nature de l'élément et reflètent sa plus ou moins grande affinité pour l'argile. Les phénomènes de sorption sur les surfaces minérales se traduisent par une diminution de la constante de diffusion par le coefficient de retard. Le **tableau I** donne des exemples de coefficients de retards, ainsi que des exemples de limites de solubilité décrivant les concentrations maximales possibles dans l'eau pour chaque élément, compte tenu de ses caractéristiques chimiques. On remarquera dans le tableau que le radium, qu'on retrouve toujours parmi les descendants des actinides, est 100 fois moins retardé que le thorium, l'uranium ou les actinides mineurs. Le radium pourrait donc jouer un rôle important dans le transfert de radioactivité des actinides. En fait, seul le radium 226, descendant de l'uranium 238, a une période radioactive suffisamment longue (1600 ans) pour pouvoir jouer un rôle.

**Tableau I - Coefficients de retard
et limite de solubilité des principaux éléments du combustible⁴**

Eléments	Coefficient de retard	Limite de solubilité [mole/m ³]
Se	40	10^{-8}
Sr	80	10^{-2}
Zr	4000	3×10^{-7}
Tc	500	$7,5 \times 10^{-6}$
Sn	4000	5×10^{-3}
I	1	soluble
Cs	800	soluble
Ra	8	2×10^{-4}
Th	5000	$2,5 \times 10^{-7}$
Pa	67	10^{-6}
U	500	3×10^{-7}
Np	1000	8×10^{-7}
Pu	5000	8×10^{-5}
Am	2000	4×10^{-5}

Les coefficients de retard sont mesurés en laboratoire en étudiant la sorption d'une solution aqueuse de l'élément par un échantillon d'argile caractéristique de la couche. Ces études sont également faites en fonction de la température.

⁴ Les valeurs numériques données dans les tableaux sont susceptibles d'être modifiées au fur et à mesure des mesures futures effectuées sur le site.

QUANTITÉS DE DÉCHETS STOCKÉS

En principe le futur site de stockage devrait recueillir les verres résultant du retraitement des combustibles irradiés, les combustibles UOx non-retraités et, éventuellement, des combustibles MOx irradiés. Globalement le retraitement diminue la radiotoxicité à long terme des déchets en diminuant notablement les quantités de plutonium et d'iode qui y sont présentes. Nous nous contenterons donc ici de considérer les combustibles non-retraités qui maximisent donc les rejets possibles.

Tableau II - Masses et activités des principaux radionucléides présents dans 20 000 tonnes de combustibles irradiés avec leurs périodes radioactives

Radionucléide	Période [ans]	Tonnes	Activité [Bq]
⁷⁹ Se	6,50E+04	0,10239702	2,62E+14
⁹⁰ Sr	2,90E+01	9,77426111	4,94E+19
⁹³ Zr	1,53E+06	14,4286712	1,34E+15
⁹⁹ Tc	2,13E+05	16,4766116	1,03E+16
¹²⁶ Sn	1,00E+05	0,40958808	4,28E+14
¹²⁹ I	1,57E+07	3,63043984	2,36E+13
¹³⁵ Cs	2,30E+06	7,16779148	3,04E+14
¹³⁷ Cs	3,00E+01	32,394694	1,04E+20
²³⁵ U	7,04E+08	205,724924	1,64E+13
²³⁶ U	2,34E+07	81,9176169	1,96E+14
²³⁸ U	4,47E+09	18 807,5401	2,34E+14
²³⁷ Np	2,14E+06	8,19176169	2,12E+14
²³⁸ Pu	8,77E+01	3,07191064	1,94E+18
²³⁹ Pu	2,41E+04	114,591576	2,62E+17
²⁴⁰ Pu	6,54E+03	44,2168955	3,72E+17
²⁴¹ Pu	1,41E+01	23,6444031	9,18E+19
²⁴² Pu	3,76E+05	9,77426111	1,42E+15
²⁴¹ Am	4,32E+02	4,09588085	5,18E+17
²⁴³ Am	7,38E+03	2,04794042	1,51E+16
²⁴⁴ Cm	1,81E+01	0,46544101	1,39E+18
²⁴⁵ Cm	8,53E+03	0,05585292	3,52E+14

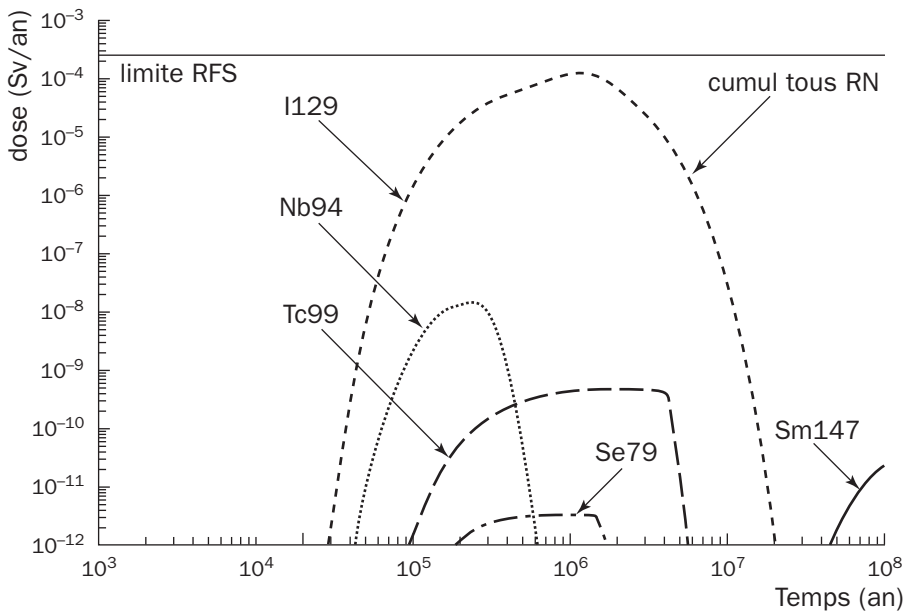
Le *tableau II* donne la composition d'un stockage de 20 000 t de combustible irradié (CI). Une telle quantité correspond à environ 10 ans de fonctionnement du parc actuel de réacteurs, le stock présent de déchets se montant à un équivalent d'environ 20 000 t de CI.

20.2.5. EXEMPLE DE CALCUL COMPLET DE DOSE À L'EXUTOIRE

Un exemple de calcul complet réalisé sur l'ensemble des radionucléides contenus dans le combustible utilisé est présenté sur la *figure 20.1*. Il a été réalisé pour évaluer

les caractéristiques et performances de la barrière géologique du site Meuse/Haute-Marne. Pour cela, aucune performance n'a été attribuée aux barrières ouvragées prévues autour des colis, et dont les fonctions sont d'une part de retarder l'arrivée de l'eau au contact des colis puis, d'autre part, de retenir et retarder la migration des radionucléides éventuellement relâchés. Ce retard à la migration est assuré soit par la mise en place de matériaux naturels remaniés, et fortement adsorbants, des argiles de type bentonite, soit par la mise en place de béton assurant un environnement alcalin augmentant l'insolubilité de nombreux composés. Le terme source utilisé comporte :

- ▶ une fraction des radionucléides supposée labile, c'est-à-dire relâchée dès que l'eau atteint le combustible ; elle concerne notamment 15% de l'inventaire en Iode et 20% de ceux en niobium et en nickel ;
- ▶ la solubilité des éléments est prise en compte dès l'étape de dissolution du combustible ;
- ▶ le calcul est réalisé pour 21 600 tCl. Ce chiffre tient compte de la pratique actuelle de retraitement des combustibles irradiés et s'inscrit dans le cadre d'un calcul plus complet incluant les contributions des verres de retraitement et des coques et embouts. Il correspond à la fraction du combustible qui n'aura pas subi de retraitement.



20.1 - Doses à l'exutoire en fonction du temps et pour différents radionucléides

La source est constituée de 21 600 t de combustibles irradiés non-retraités. Dans le calcul, on suppose que le site de stockage est utilisé concurremment pour les verres, les déchets B et le combustible MOx irradié.

Le maximum de débit d'activité est donné par l'iode, avec un pic à 10^7 Bq/an à 2×10^6 ans. La dose est aussi dominée par l'iode. Son comportement étant piloté par la diffusion, l'apparition de l'iode à l'exutoire sera sensiblement proportionnelle au terme source, c'est-à-dire à l'inventaire stocké. Il s'ensuit que, pour comparer les résultats au cas d'un stockage plus important, il faut multiplier les débits d'activité par le facteur correspondant, au maximum d'environ 5, pour un stockage de 100 000 tCl.

Le niobium est limité à la fois par sa diffusion et par sa précipitation. Le technétium comme le sélénium sont limités par la précipitation de composés solides ; la dose qui leur est liée est donc peu sensible au terme source, mais plutôt proportionnelle à la surface d'entrée des radioéléments dans la couche d'argile.

On constate que même pour un stockage de 100 000 t l'irradiation maximale de la population de référence reste faible.

20.2.6. CAS D'UNE INTRUSION ACCIDENTELLE

Alors que, dans le cas d'un fonctionnement normal, on voit, de ce qui précède, que le stockage profond des déchets nucléaires ne semble devoir poser à aucun moment du futur de problème de santé publique significatif, on doit, bien entendu, étudier les conséquences de scénarios accidentels. A titre d'exemple, nous considérons le cas d'un forage à travers le stockage. On suppose que le forage se situe au-delà de 500 ans, après une période durant laquelle la mémoire et la surveillance sont assurées. Dans ces conditions, un forage présenterait deux types de dangers :

- ▶ remontée d'éléments radioactifs avec les carottes de forage, ces éléments ne devant pas en principe passer dans la chaîne alimentaire, mais pouvant être causes d'irradiation externe ;
- ▶ utilisation du forage pour obtenir de l'eau potable avec possibilité de contamination de l'eau de boisson lors de la remontée à travers le stockage.

CAROTTES DE FORAGE

Dans le cas du forage, le premier effet à envisager serait alors l'irradiation au contact des opérateurs ramenant les échantillons de « déchets ». On peut aussi dessiner des scénarios stylisés, destinés à cadrer des effets sur un groupe plus important de la population. L'ingestion directe des carottes est, évidemment, impossible à envisager. Une ingestion indirecte par contamination des eaux, par exemple, pourrait être imaginée. Il faudrait alors que l'eau de consommation lessive la carotte. Un tel scénario paraît difficilement envisageable, d'autant plus que la probabilité d'un forage rencontrant précisément un élément de combustible est faible. En revanche, le risque d'irradiation externe doit être apprécié, notamment pour les opérateurs ; les analyses de sûreté doivent intégrer un ensemble d'hypothèses relatives à la société, et en particulier le fait que l'occurrence d'un tel scénario suppose la dis-

ponibilité de technologies et de connaissances équivalentes à celles d'aujourd'hui (forages profonds). L'observation d'un objet atypique devrait alors déclencher les mesures, dont les résultats conduiraient naturellement à confiner le risque aux seuls intervenants sur le forage dans lequel le carottage est réalisé.

UTILISATION DU PUIT POUR SOUTIRER DE L'EAU POTABLE

On veut étudier le cas d'un stockage situé dans une couche d'argile dans lequel on fore un puits. Pour fixer les idées, nous supposons que le puits débite 10 m^3 par jour, et donc que $\alpha = 4 \times 10^{-4}$. Notons que là aussi le scénario est original puisqu'il consiste à chercher de l'eau là où il n'y en a pas. L'intérêt de l'approche réside dans le fait de définir une enveloppe de la sûreté du projet.

La conception même des stockages est modulaire ; chaque module comprend un certain nombre de cavités (ou alvéoles) à l'intérieur desquelles est disposé un nombre limité de colis de déchets. Par conception également, on cherche à ne prévoir que des ouvrages indépendants entre eux, en particulier du point de vue hydraulique ; ceci est assuré par l'espacement entre les modules. Le pompage à partir d'un forage réalisé soit directement à travers une galerie de manutention desservant plusieurs alvéoles, soit à travers le milieu géologique au voisinage immédiat d'une alvéole permettrait de solliciter hydrauliquement la zone environnante, c'est-à-dire une fraction du stockage. Le cas le plus pénalisant correspondrait au forage à travers la galerie de manutention, dont la zone d'influence concerne un module équivalent à 2000 tCl. Le calcul a été réalisé cette fois-ci en prenant en compte une barrière ouvragée, l'objectif étant d'évaluer sa performance. Le transfert des radio-nucléides est supposé ici se réaliser à travers le bouchon d'argile placé à la fermeture des alvéoles. Comme précédemment, nous donnons un traitement schématique pour deux cas particulièrement représentatifs et le résultat du calcul complet pour un ensemble de radioéléments.

Principe du calcul

Les combustibles sont entourés d'une barrière ouvragée de 0,6 mètre d'épaisseur. Chaque module comporte environ 12 éléments combustibles, et un ouvrage comporte 4 modules. Chaque élément pèse 0,5 t. Le poids total de combustible accessible par ouvrage vaut donc 24 t. Chaque ouvrage est fermé par un bouchon de 2 mètres d'épaisseur. Les galeries donnent accès à environ 80 ouvrages, soit environ 2000 tonnes par galerie. On suppose un forage à travers la galerie, ce qui correspond au cas le plus pénalisant. L'épaisseur d'argile vaut donc 2,6 m.

Parmi les éléments lourds, le radium se caractérise par un faible retard de diffusion, comme on peut le voir dans le **tableau I**. Le retard à la diffusion à travers les bouchons vaut 4200 ans. La période radioactive du ^{226}Ra , égale à 1600 ans, est du même ordre de grandeur que ce retard, ce qui laisse prévoir qu'une part importante du radium pourra se trouver dans l'eau extraite du puits. Le cas est, ici, très différent de celui du fonctionnement normal du site. Le radium 226 est un produit de la désin-

tégration de l'uranium 238 qui représente l'essentiel du poids des combustibles irradiés, dans le cas considéré 2000 t. A l'équilibre radioactif, le poids du radium 226 est donc dans le rapport des périodes avec celui du ^{238}U , soit 700 g.

L'impact calculé est notablement plus important que dans le cas du scénario d'évolution normale présenté auparavant. Il reste toutefois raisonnable dans la mesure où il est de l'ordre de la radioactivité naturelle. Il est largement dominé par l'iode et le radium. En ce qui concerne ce dernier, il est intéressant de remarquer qu'il aurait été de toute façon produit et relâché puisqu'il est d'origine naturelle, étant descendant de l'uranium 238. Le problème éventuellement posé aurait pour origine la concentration de l'uranium en un site unique apparaissant ainsi comme un filon minier particulièrement abondant et concentré. L'utilisation de l'uranium 238 dans des réacteurs surrégénérateurs supprimerait la nécessité de le stocker en site géologique.

Aussi bien pour l'uranium 238 que pour l'iode, il est clair que le confinement ne peut être assuré : en ce qui concerne l'uranium 238 du fait de sa très grande durée de vie, en ce qui concerne l'iode du fait de sa grande mobilité. Dans les deux cas la question peut se poser de savoir s'il ne serait pas préférable de les diluer le plus possible dans l'environnement (en particulier dans l'océan), plutôt que de les concentrer en un site particulier.

Ceci nous ramène à la question évoquée d'entrée : concentration et stockage ou dilution. La concentration envisagée ici pour un site de stockage a des conséquences faibles en l'absence d'intrusion.

Une telle intrusion pourrait être motivée par la présence d'un filon de matière fertile bien plus concentrée que celle des minerais naturels, et nous ne pouvons pas anticiper sur les choix énergétiques futurs et donc sur l'intérêt qu'il pourrait présenter. Du point de vue de la sécurité, un débat sur stockage ou dilution mériterait donc d'être lancé et argumenté de manière scientifique.

20.3. PRODUCTION DE CHALEUR ET DIMENSIONNEMENT DU SITE

De ce qui précède on voit que la source principale d'irradiation des populations dans un futur lointain proviendrait de l'iode 129 et de l'uranium 238. Les contributions des autres actinides seraient très faibles, à l'exception éventuelle du neptunium 237. On peut alors se poser la question de l'intérêt qu'aurait, du point de vue du stockage en site profond, l'incinération des actinides, y compris le plutonium. En fait l'intérêt potentiel de l'incinération des actinides provient des contraintes liées au dégagement de chaleur des colis. Un ordre de grandeur de ces contraintes peut être obtenu à partir d'un calcul simple de l'écoulement de chaleur dans la couche confinante.

20.3.1. DÉTERMINATION SCHÉMATIQUE DE LA DISTRIBUTION DE TEMPÉRATURE DANS LA COUCHE

On considère une source de chaleur monodimensionnelle, caractérisée par une densité de production de chaleur $w(x)$. La distribution de la température est donnée par l'équation de la chaleur :

$$w(x) + a \frac{d^2 T(x)}{dx^2} = 0 \quad \{13\}$$

Considérons la situation simplifiée où la source de chaleur est en $x = 0$ et a donc la forme $w(x) = w_0 \delta(x)$, où $\delta(x)$ est la fonction de DIRAC. Il s'ensuit que

$$\frac{d^2 T(x)}{dx^2} = -\frac{w_0}{a} \delta(x) \quad \{14\}$$

d'où la dérivée de la fonction température :

$$\frac{dT(x)}{dx} = -\frac{w_0}{a} H(x) + \text{cte} \quad \{15\}$$

où $H(x)$ est la fonction échelon de HEAVISIDE. Une discontinuité est observée à $x = 0$.

Considérons une épaisseur de la couche de confinement $L = L_B + L_H$, où $L_{B,H}$ sont les distances entre le site de stockage et la limite basse (haute) de la couche. La température décroît de sa valeur maximum, T_D , au niveau du stockage, une valeur imposée T_0 en sortie de couche, où l'évacuation de chaleur par le réseau aquatique souterrain devient très efficace. On obtient alors :

$$T_D = T_0 + \frac{w_0}{a} \frac{L_B L_H}{(L_B + L_H)} \quad \{16\}$$

D'après l'équation {16}, on voit que T_D est maximum dans la configuration symétrique $L_B = L_H$, qui est donc défavorable de ce point de vue. Au contraire, la dépendance quadratique du temps de diffusion par rapport à la distance entre le dépôt et la sortie de couche favorise la configuration symétrique. Un compromis entre les deux exigences de maximisation des temps de diffusion et une minimisation de la température du dépôt devra donc être trouvée.

Si la différence entre la température de stockage et celle de la sortie de couche est une des contraintes du site et ne doit pas excéder une limite $\Delta T_{\text{lim}} = T_{\text{lim}} - T_0$, on voit que la densité de production de chaleur doit être proportionnelle à cette limite, et donc que la surface du stockage (et son coût) y est inversement proportionnelle.

20.3.2. EXEMPLES

L'argile du site de Bures a une conductivité thermique de $1,67 \text{ W/m}^2/\text{s}$ dans la direction verticale. L'équation {16} se réfère au flux total de chaleur issu de la source, alors

que généralement on se réfère au flux directionnel vers le haut ou le bas, $w_1 = 0,5w_0$. Il s'ensuit que, dans le cas du site de Bures et en prenant $L_B = L_H = 50\text{ m}$, on obtient :

$$T_D = T_0 + 30w_1$$

Des valeurs typiques [4] de w_1 varient d'une fraction de W/m^2 à 10 W/m^2 . Dans le dernier cas, des températures dépassant 300°C peuvent être atteintes. Dans ces conditions l'eau contenue dans l'argile s'évapore. Ceci est favorable du point de vue de la diffusion des radioéléments, aussi bien qu'en ce qui concerne les risques d'intrusion. Toutefois de telles températures ne seront présentes que pendant quelques centaines d'années alors qu'on ignore, actuellement, quels types de modifications structurelles l'argile aurait subies.

**Tableau III - Quantité de chaleur massique produite
par des combustibles UOx de REP sans et avec retraitement**
Une irradiation de 45 GWjour/tonne est supposée.

Temps écoulé depuis le déchargement	Combustible irradié UOx (PWR) [W/tonne]	Verres de retraitement
100	417	155
300	183	29
1000	74	10

Le **tableau III** compare les quantités de chaleur produite par des combustibles irradiés UOx sans retraitement à celle produite par les verres de retraitement. Selon le tableau et en choisissant une température limite de 100°C , il est possible de calculer la surface minimum du site de stockage pour 100 000 t de combustible irradié. On la calcule pour un temps écoulé de 100 ans après déchargement des combustibles. On trouve une surface de 10 km^2 dans le cas des combustibles non-retraités et d'environ un tiers de cette valeur pour les verres de retraitement.

20.4. PRISE EN COMPTE DE L'ALÉA GÉOLOGIQUE

Les calculs réalisés à ce jour s'appuient sur les connaissances disponibles pour le site de l'Est de la France. Celles relatives au milieu géologique ont été acquises dans un premier temps à partir des études documentaires, puis entre 1994 et 1996 grâce à la mise en œuvre d'un ensemble de méthodes peu ou pas intrusives :

- ▶ parmi les premières, les forages ont permis de mesurer les caractéristiques de la formation géologique à l'échelle très locale ; les échantillons prélevés ont servi à l'ensemble des mesures et caractérisations de type géologique, géomécanique ou géochimiques ;
- ▶ les méthodes non-intrusives sont celles de la géophysique, et en particulier la géophysique 3D réalisée sur l'emprise du laboratoire souterrain. Aucun accident tec-

tonique n'a été détecté, confirmant ainsi les caractéristiques de stabilité sismo-tectonique du site, lesquelles constituaient un des critères de sa sélection.

Des évolutions d'origine externe sont aussi prises en compte, notamment avec les changements climatiques et leurs conséquences géomorphologiques et hydrogéologiques. Les études réalisées ne montrent pas d'influence significative sur les temps de transfert des radionucléides, même dans des conditions extrêmes. Les successions d'évènements climatiques sont aussi prises en compte.

20.5. POURQUOI UN LABORATOIRE SOUTERRAIN ?

Les travaux entrepris avec la création du laboratoire souterrain sont destinés d'une part à vérifier les caractéristiques de la formation du Callovo-Oxfordien à l'échelle des installations étudiées, et d'autre part à la soumettre à un ensemble de sollicitations destinées à vérifier sa robustesse.

Les programmes en cours de mise en place prévoient de compléter les caractérisations géologiques et hydrodynamiques du site. On cherchera en premier lieu à vérifier les conditions d'homogénéité et de continuité de la formation, avec l'absence de failles susceptibles de constituer des courts-circuits hydrauliques au sein de la formation du Callovo-Oxfordien. Ensuite les régimes hydrogéologiques locaux, ainsi que leurs évolutions possibles, font l'objet d'analyses fines à partir de réseaux de forages enregistrant les comportements des aquifères durant le déroulement des travaux, notamment en cours de forage des puits d'accès au laboratoire souterrain.

Des données de migration ont aussi été utilisées pour le calcul de sûreté ; elles concernent la diffusion et les coefficients de retard. Dans les deux cas, les mesures ont été réalisées à l'échelle d'échantillons centimétriques. Les déterminations *in situ*, ou à partir d'échantillons de plus grande taille, sont nécessaires pour vérifier le caractère dimensionnant des valeurs retenues. Un autre point important est celui de l'accès à l'eau. La forme chimique des différentes espèces dépend de la chimie de l'eau, des processus de sa régulation en milieu naturel. Or une des difficultés est de déterminer de manière fiable les caractéristiques d'une eau qu'il est très difficile d'extraire à partir d'échantillons de petite taille. Le laboratoire souterrain permet l'accès direct, et donc un certain nombre de dispositifs d'échantillonnage et de mesures destinés à mieux préciser cette chimie. Parmi les études en laboratoire souterrain, on n'omettra pas de citer celles de la géomécanique, d'abord pour s'assurer de la constructibilité d'ouvrages sûrs, mais aussi pour l'étude de zones endommagées aux parois des ouvrages et susceptibles de constituer des courts-circuits hydrauliques.

Des matériaux exogènes seraient aussi mis en place dans le stockage, dont les déchets eux-mêmes. Les différentes formes d'interactions qu'ils pourront engendrer doivent également être étudiées *in situ*, et en particulier les effets dus à leur dégagement thermique, ainsi que le vieillissement des matériaux. Le programme

expérimental en préparation est destiné à l'étude des différents mécanismes en jeu et des comportements des différents composants et matériaux.

Parmi les points à étudier, on doit aussi considérer d'une part les approches de modélisation et de simulation, avec des représentations en 3D, ainsi que les possibilités de faire évoluer les conceptions d'ouvrages. On dispose ainsi d'un ensemble de moyens permettant de montrer la sûreté d'installations de stockage ; ils demandent un effort de recherche important autour duquel de nombreuses équipes sont mobilisées.

20.6. CONCLUSION

La voie principale de remontée des radioéléments stockés dans un site géologique profond passe par la dissolution et le transport dans l'eau. La qualité du site dépend donc :

- ▶ de la faible mobilité de l'eau en son sein ;
- ▶ de l'épaisseur et de la qualité de la couche de confinement ;
- ▶ des limites de la solubilité des radioéléments dans l'eau présente dans le milieu. En général cette solubilité dépend du pH et des mécanismes de régulation de la chimie de l'eau du milieu ;
- ▶ des propriétés de sorption des radioéléments par le milieu, ces propriétés dépendant, également, du pH et des mécanismes de régulation de la chimie de l'eau de celui-ci.

Différentes formations géologiques paraissent avoir des propriétés satisfaisantes pour la réalisation de sites de stockage. Les plus populaires sont l'argile, comme discuté ici, le granit et le sel. Des valeurs représentatives des mobilités de l'eau dans ces trois milieux sont données dans le *tableau IV*.

Tableau IV - Valeurs typiques des mobilités de l'eau dans trois milieux géologiques

Milieu	Mobilité [m ² /an]
Argile	0,0016
Granit	0,0001
Sel	4

- ▶ On voit dans le tableau que la mobilité de l'eau dans le granit est particulièrement faible. Le granit est toutefois rarement exempt de failles par lesquelles l'eau peut s'infiltrer. Il importe donc de rechercher des structures offrant des dimensions caractéristiques suffisantes pour atteindre un niveau de performance satisfaisant. On le voit dans le *tableau IV*, ces dimensions caractéristiques sont dans un rapport de 16 par rapport à l'argile, ce qui laisse place à de nombreuses possibilités. Les travaux de génie civil, les contraintes thermiques dues au dégagement de

chaleur par les déchets et les séismes éventuels peuvent avoir des conséquences qu'il est nécessaire d'évaluer.

- ▶ Malgré son grand coefficient de diffusion, le sel est souvent considéré comme un milieu particulièrement prometteur. En effet, un gisement de sel ne peut exister durablement qu'en absence d'eau, ce qui donne un intérêt académique à la valeur de la constante de diffusion. La diffusion des radioéléments dans le sel anhydre est donc extrêmement lente. De plus le sel flue facilement et devrait donc combler assez rapidement les ouvrages du site. Toutefois le sel possède et possèdera sans doute toujours une valeur économique. Une exploitation du site après que la mémoire en ait été perdue reste donc possible. Dans ce cas l'eau injectée dans le gisement pour récupérer le sel se chargerait d'autant plus vite en radioéléments que la constante de diffusion est grande. A long terme, enfin, on ne peut pas exclure que de l'eau envahisse le site de stockage.
- ▶ En définitive, l'argile semble offrir d'excellentes capacités combinant les qualités du sel et celles du granit : faible constante de diffusion malgré la saturation en eau, propriétés de fluage suffisantes pour « effacer » les défauts, bonne sorption d'un grand nombre d'éléments.

Dans le cas de fonctionnement normal d'un site de stockage géologique représentatif, les risques encourus par la population la plus exposée demeurent extrêmement faibles à tout moment du futur. L'essentiel du confinement est assuré par la formation géologique. Sa grande mobilité, sa solubilité et sa période de plusieurs millions d'années font de l'iode 129 l'origine principale de l'irradiation des populations critiques. Pratiquement la majeure partie de cet iode devrait se retrouver dans la biosphère dans quelques centaines de milliers d'années. Au contraire, les transuraniens ont très peu de chances de contaminer la biosphère.

Les considérations faites dans cet article reposent sur des mesures assez limitées des propriétés de diffusion de l'argile. Un travail important de validation, d'influence de la température et des contraintes mécaniques, aussi bien que d'exploration du site et de description précise de la couche d'argile, reste nécessaire. Toutefois, il semble possible de considérer que le stockage des déchets nucléaires est une option réaliste et réalisable qui ne devrait pas présenter de dangers majeurs pour les générations futures.

Remerciements - Les auteurs remercient G. PÉPIN et E. TEVISSEN, de l'Andra, pour la fourniture des documents de base ayant servi à cette présentation et pour leurs précieuses indications sur les phénomènes considérés, et C. LE BRUN, de l'ISN, pour sa relecture attentive du manuscrit.

RÉFÉRENCES

- [1] *Les déchets nucléaires. Un dossier scientifique.* TURLAY R. (Ed.), EDP Sciences.
- [2] OUZOUNIAN G. –1999– Déchets radioactifs à haute activité et à vie longue : les recherches en laboratoire souterrain. *Bulletin de la SFP* **120** (juillet).
- [3] CHARPAK G. & GARWIN R.L. *Europhysicsnews* **33**(1), 14.
- [4] DAUTRAY R. –2001– *L'énergie nucléaire civile dans le cadre temporel des changements climatiques.* Académie des sciences, Tec & Doc/Lavoisier, Paris.

21 - LA FUSION CONTRÔLÉE, ESPOIRS ET DÉCONVENUES

Jean-Louis BOBIN

Au cours des cinquante dernières années, les recherches sur la fusion thermonucléaire contrôlée ont donné lieu à des avancées remarquables, aussi bien dans le domaine du confinement magnétique (filière Tokamak) que dans celui du confinement inertiel (utilisation des lasers). Mais l'état de l'art ne permet pas d'envisager l'apparition de la fusion sur le marché de l'énergie avant la seconde moitié du XXI^e siècle.

21.1 Introduction	449
21.2 Fusion des noyaux légers	450
21.3 La Nature et les décideurs	453
21.4 Chaudron magnétique ou micro "big-bang"?	455
21.5 30 années de « pensée(s) unique(s) » : is big beautiful ?	456
21.6 Succès, certitudes et incertitudes	461

21.1. INTRODUCTION

Vers 1920, Jean PERRIN puis Arthur EDDINGTON avancèrent les premiers l'idée que des réactions nucléaires de fusion fournissent l'énergie qui fait briller les étoiles. Au cours de la première moitié du XX^e siècle, nous avons acquis la certitude que tel est bien le cas. Les interactions nucléaires sont la principale source d'énergie de l'Univers tel qu'il apparaît à notre vue et dans nos instruments.

Les recherches pour utiliser les réactions de fusion au service des hommes qui habitent cette planète ont commencé après la seconde guerre mondiale. On s'est explicitement proposé de reproduire sur Terre les processus à l'origine de l'énergie du Soleil. Mais sauf pour des applications qui n'ont pas leur place sur le marché de l'énergie, cet effort n'a pas encore abouti.

*Où en est donc le problème de la fusion au bout de 50 ans ?
Et où va-t'on ?*

Au passage, une remarque s'impose. Une loi non-écrite, mais intégrée dans notre culture, veut que le temps qui sépare de ses applications une découverte fondamen-

talesoit de plus en plus court. De nos jours, passer des dizaines d'années à un tel transfert étonne. Or, pour s'en tenir à un exemple appartenant au domaine de l'énergie, il a fallu environ un siècle pour aller des mises en évidence du courant électrique par GALVANI (1791), puis des effets magnétiques des courants par OERSTED (1820), à l'utilisation généralisée de l'électricité (début du xx^e siècle). Qu'une activité scientifique finalisée exige un étalement sur une période aussi longue n'a donc *a priori* rien de scandaleux. Cela tout au plus, dérange nos habitudes.

Or il faut bien prendre conscience de la lenteur des évolutions. L'Histoire nous enseigne que la conquête d'une large part du marché de l'énergie n'est jamais instantanée mais s'étale sur des décennies. Telle est la norme dans les sociétés humaines. Une technique n'est jamais du premier coup ni parfaitement au point ni sans risque. Les partisans de l'ordre ancien ont des arguments et convaincre est un art difficile.

L'histoire de l'énergie est d'abord celle des combustibles. Nous disposons pour le siècle et demie écoulé de données à cet égard très significatives. Il est ainsi possible de reconstituer fidèlement l'évolution des parts de marché dévolues aux différentes sources d'énergie : tandis que la part du bois diminuait, celle du charbon, sur une lancée datant de la seconde moitié du $xviii^e$ siècle, devenait prépondérante vers 1880, situation qui devait perdurer jusqu'en 1970. Nous sommes maintenant en plein dans l'ère des hydrocarbures. La part du pétrole atteint la saturation après un siècle de croissance. Celle du gaz, le plus écologique des combustibles chimiques, apparaît destinée à grandir encore.

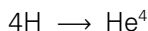
En raison de politiques volontaristes induites par la « crise » consécutive au premier choc pétrolier de 1973, l'énergie nucléaire de fission a connu une croissance exceptionnellement rapide, suivie depuis 15 ans d'une stagnation à un niveau significatif mais encore faible : environ 7% du marché global, 25% de celui de l'électricité. Son extension se heurte à de vives oppositions : l'irrationnel millénariste s'y mêle à la guerre des « lobbies ».

Du point de vue de l'économiste, le xx^e siècle de l'énergie n'est définitivement pas l'ère nucléaire. Cependant, cette forme d'énergie dispose d'un atout de taille : les actuelles centrales nucléaires à fission ne rejettent aucun gaz à effet de serre et ne contribuent donc pas au réchauffement avéré de la planète. Mais la radioactivité associée au processus même de fission, ainsi qu'aux déchets, fait peur. La fusion évite en partie cet inconvénient.

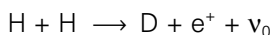
21.2. FUSION DES NOYAUX LÉGERS

Les processus de fusion des noyaux légers sont extrêmement nombreux. Ils tendent tous, de façon plus ou moins complexe, à transformer les noyaux d'hydrogène en un noyau d'hélium. Il existe deux chaînes importantes de telles réactions dont

on sait qu'elles jouent un rôle primordial dans l'énergétique des étoiles. Ce sont la chaîne de WEIZSÄCKER ou « proton-proton », celle du Soleil, et le cycle de BETHE qui fait intervenir à titre de catalyseur actif les noyaux de carbone et d'azote. Dans les deux cas, le bilan est :

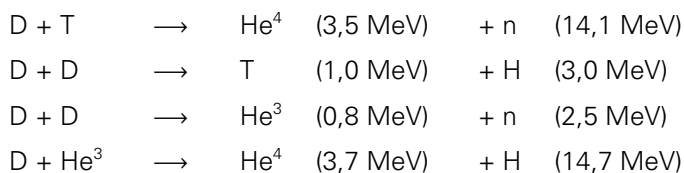


La première réaction de la chaîne de WEIZSÄCKER



est tellement peu probable (c'est une interaction faible) que sa section efficace¹ n'a jamais pu être mesurée au laboratoire, faute d'une instrumentation assez sensible. Cela garantit une évolution non-explosive du milieu où elle se déroule. Extrêmement lentes, ce qui est un avantage pour la stabilité de notre monde solaire, de telles réactions ne sauraient convenir à une source d'énergie terrestre.

Fort heureusement, il existe d'autres réactions de fusion, celles du deutérium, beaucoup plus rapides et fortement exoénergétiques. Stable bien que très peu lié, l'assemblage d'un proton et d'un neutron qui constitue le noyau de deutérium est une curiosité naturelle. Les réactions qu'il provoque avec lui-même, ou avec d'autres noyaux comme le tritium ou encore l'hélium 3, ont, pour de la fusion, des sections efficaces anormalement élevées de l'ordre du barn (10^{-28} m^2), suffisantes pour envisager un dispositif producteur d'énergie. Grâce à une résonance² à 100 keV, la réaction D-T a de très loin les plus grandes sections efficaces. Tous les projets de réacteurs de première génération visent à l'utiliser.



L'exemple des étoiles, faites de gaz ionisé de haute température, nous montre qu'il s'y produit des réactions de fusion de façon stable et génératrice d'énergie dans un régime appelé **thermonucléaire**. Le nombre total de réactions par unité de volume et par seconde y est proportionnel aux concentrations n et N de projectiles et de

1 Section efficace d'une interaction : nombre ayant la dimension d'une surface dont le produit par un flux de projectiles (densité particulaire multipliée par une vitesse) donne, pour une particule cible, la probabilité de réaction par unité de temps. La section efficace est symbolisée par la lettre grecque σ , son unité de mesure est le barn : 1 barn vaut 10^{-28} m^2 . L'image, un peu simpliste, que l'on peut se faire de cette quantité est qu'elle mesure la surface d'une particule ou d'un noyau, vue par la particule incidente (projectile), pour une réaction donnée. Cette surface n'est pas constante. Pour une réaction donnée sur un noyau donné, elle varie en fonction de l'énergie du projectile.

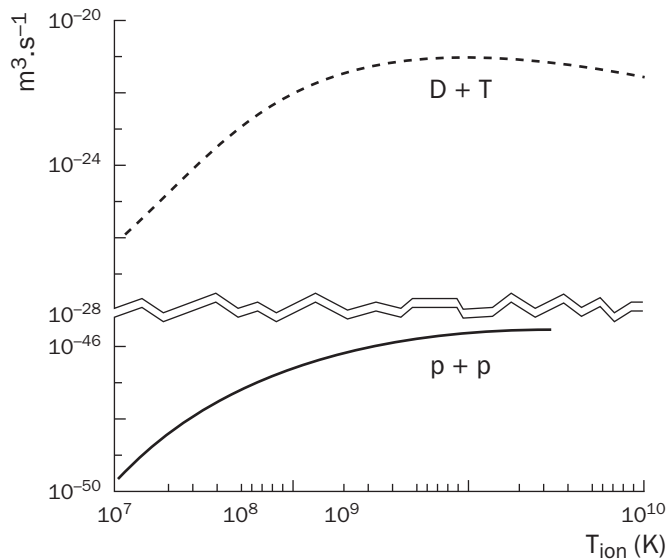
2 Résonance : augmentation brutale de la section efficace d'une interaction, pour une plage d'énergie assez étroite de la particule incidente.

cibles respectivement. Il résulte d'une intégration sur la fonction de distribution des vitesses $f(v)$:

$$\frac{dR}{dt} = nN \int \sigma(v) v f(v) dv = nN \langle \sigma v \rangle$$

La moyenne $\langle \sigma v \rangle$ est souvent appelée **taux de réaction** ou **réactivité**. Ce paramètre caractérise le combustible thermonucléaire. Il convient de noter une propriété intéressante : résultant du produit d'une fonction de distribution en $\exp(-v^2/T)$ rapidement décroissante par une section efficace qui, au contraire, croît très vite avec v , l'intégrand ne prend de valeur importante qu'au voisinage du croisement des courbes $f(v)$ et $\sigma(v)$. C'est du reste ce qui avait permis d'en calculer, avant l'âge informatique, une valeur approchée précise [GAMOW & TELLER, 1938].

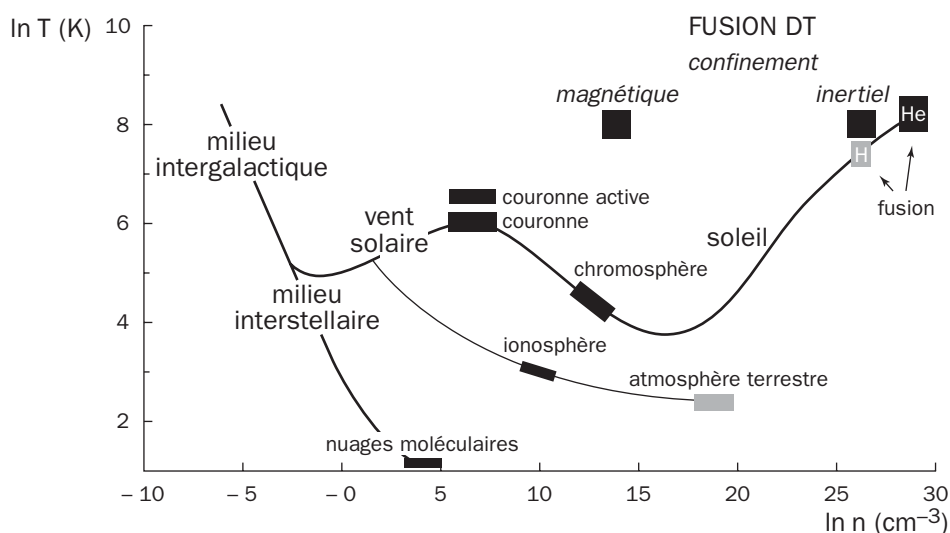
Il est remarquable de constater que l'énergie correspondant au maximum de l'intégrand est notablement supérieure à l'énergie thermique moyenne. Dans un milieu gazeux à l'équilibre thermique, ce sont donc des ions de la queue de distribution aux grandes énergies (constamment renouvelée) qui contribuent à la réaction. Pour le cas de la réaction D-T, $\langle \sigma v \rangle$ varie beaucoup moins vite entre 10 et 100 keV, un facteur 8, que ne le fait la section efficace, plus de trois ordres de grandeur. Son $\langle \sigma v \rangle$ est, comme le montre la **figure 21.1**, de vingt ordres de grandeur supérieur à celui de la réaction proton-proton.



21.1 - Taux de réaction (ordonnées en $m^3 \cdot s^{-1}$) comparés des réactions deutérium-tritium (D-T) et proton-proton (p + p), cette dernière étant le processus primaire intervenant au centre du Soleil

21.3. LA NATURE ET LES DÉCIDEURS

Pour imiter la Nature, il faut commencer par bien la connaître. Dans la perspective qui nous intéresse ici, on peut classer les milieux naturels les uns par rapport aux autres, au moyen d'un diagramme où sont portées, sur des échelles logarithmiques, la densité particulaire en abscisses et la température en ordonnées. Les conditions rencontrées dans l'Univers se situent autour d'une sorte de squelette représenté par les courbes continues de la *figure 21.2*.



21.2 - Plasmas naturels et plasmas de fusion

On note que les réactions de fusion thermonucléaire ne se développent que si la température et la densité ont les valeurs régnant au centre du Soleil ou des autres étoiles :

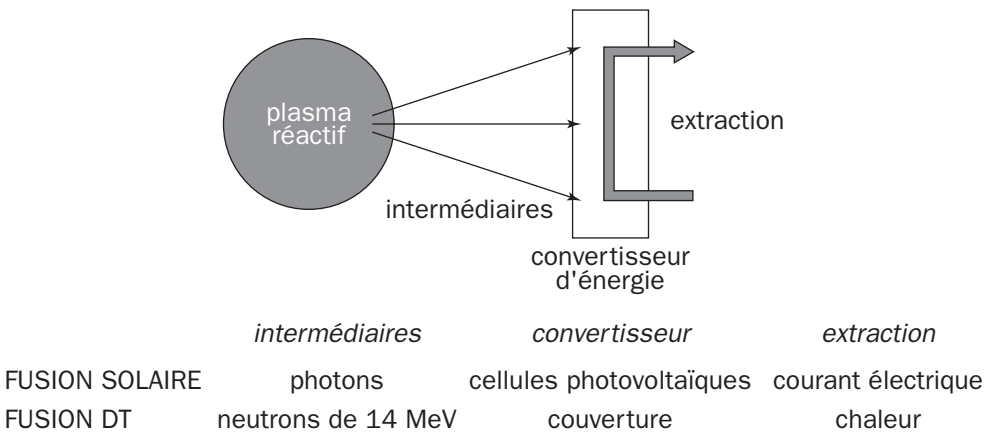
- température supérieure à 10^7 K permettant l'allumage et l'auto-entretien de la réaction,
- densité élevée (10^{25} à 10^{30} cm^{-3}).

La pression (hydrostatique) dans ces conditions est supérieure ou égale à 10^{14} Pa (10^9 bars). Elle surpasse, par de nombreux ordres de grandeurs, ce que les matériaux de notre environnement terrestre familier sont capables de supporter. Mais la force de gravitation due à son énorme masse compense la densité de puissance libérée par la transformation d'hydrogène en hélium, prévenant ainsi l'explosion d'un objet comme le Soleil.

Par contre, un Soleil en deutérium au lieu d'hydrogène exploserait à coup sûr !

Alors, pour imiter (partiellement) la Nature, deux voies principales visant toutes les deux à utiliser la réaction deutérium-tritium (D-T) s’ouvrent aux décideurs. Elles seront détaillées au paragraphe suivant. Une première idée consiste à abaisser la densité de façon à obtenir un régime permanent. Le milieu en réaction doit alors être isolé de toute paroi au moyen d'un champ magnétique. L'autre façon est de laisser s'emballer la réaction explosive dont le contrôle se fait en limitant la masse de D-T à une valeur correspondant à une libération d'énergie inoffensive.

Les neutrons servent à transporter l'énergie depuis le milieu en réaction jusqu'à une « couverture » où les 14 MeV de chacune de ces particules sont convertis en chaleur. Comme le montre la **figure 21.3**, le schéma d'extraction de l'énergie est ainsi de même type (séparation de la source et de la récupération) que celui envisagé pour l'énergie solaire, autre énergie de fusion.



21.3 - Schéma de récupération de l'énergie de fusion

Une dernière donnée naturelle importante à prendre en compte est l'état des réserves des différents combustibles chimiques et nucléaires. Dans ce domaine, pour toutes sortes de raisons, les chiffres sont peu fiables. On se contentera de présenter dans le **tableau I** des ordres de grandeurs à peu près consensuels quant au nombre d'années de réserve au rythme de consommation actuel.

Tableau I - Estimations des réserves des combustibles fossiles et nucléaires

Combustible	Origine	Réserves
Charbon	résidus biologiques	des centaines d'années
Hydrocarbures	résidus biologiques	des dizaines d'années (récurrent)
Uranium	nucléosynthèse stellaire	des milliers d'années (surgénérateur)
Deutérium	primordiale (« big-bang »)	des milliards d'années

Le deutérium a été fabriqué lors de la nucléosynthèse primordiale (« big-bang »), ce qui en fait le moins renouvelable de tous les combustibles ! Mais les réserves, contenues dans l'eau des océans, sont en pratique illimitées : dans un mètre cube d'eau de mer sont en effet dispersés 2 dL (un grand verre) d'eau lourde dont le deutérium pourrait libérer autant d'énergie qu'environ 1000 tonnes de charbon ou de pétrole. C'est dire l'intérêt à long terme présenté par la fusion.

21.4. CHAUDRON MAGNÉTIQUE OU MICRO « BIG-BANG » ?

Si l'on désire obtenir un régime continu à la température élevée nécessaire à l'entretien de la réaction D-T, le nombre de particules par unité de volume doit être restreint à une valeur (basse à notre échelle) compatible avec la nécessité de maintenir la densité d'énergie inférieure à une limite imposée par la tenue des matériaux. Ce milieu doit être isolé de toute paroi au moyen d'un champ magnétique de configuration appropriée. Un tel état de la matière n'existe pas en permanence dans la Nature.

Telle est l'origine profonde des difficultés rencontrées depuis 50 ans dans la voie du confinement magnétique. Elles avaient été largement sous-estimées au départ.

En régime de confinement magnétique, l'allumage a lieu lorsque l'énergie des hélions produits et qui restent dans le plasma compense exactement les pertes par rayonnement et fuites de particules. La réaction auto-entretenu dure autant que la configuration de plasma et de champ magnétique le permet. On définit un temps τ de confinement de l'énergie qui doit satisfaire à la condition de LAWSON (1957) :

$$n\tau \geq 10^{14} \text{ cm}^{-3} \cdot \text{s} \quad \text{à} \quad T \approx 10^8 \text{ K}$$

où n est la densité particulaire limitée en pratique à 10^{14} cm^{-3} . L'objectif est ainsi de confiner, pendant un temps supérieur à une seconde, un milieu (plasma de deutérium-tritium) dont la température est de 100 millions de degrés.

L'autre possibilité consiste à laisser s'emballer la réaction. Mais il faut alors réduire l'énergie, proportionnelle à la masse de combustible, libérée par chaque explosion de façon à ne rien détruire. On parle alors pudiquement de confinement inertiel. Dans ce domaine aussi, la progression est lente et le chemin semé d'embûches.

En régime explosif, l'opérateur n'a plus à se rendre maître du temps. Le critère pour obtenir une réaction en masse porte sur le produit de la densité (masse volumique) par le rayon d'une boule de D-T soit :

$$\rho r \geq 2 \text{ g} \cdot \text{cm}^{-2}$$

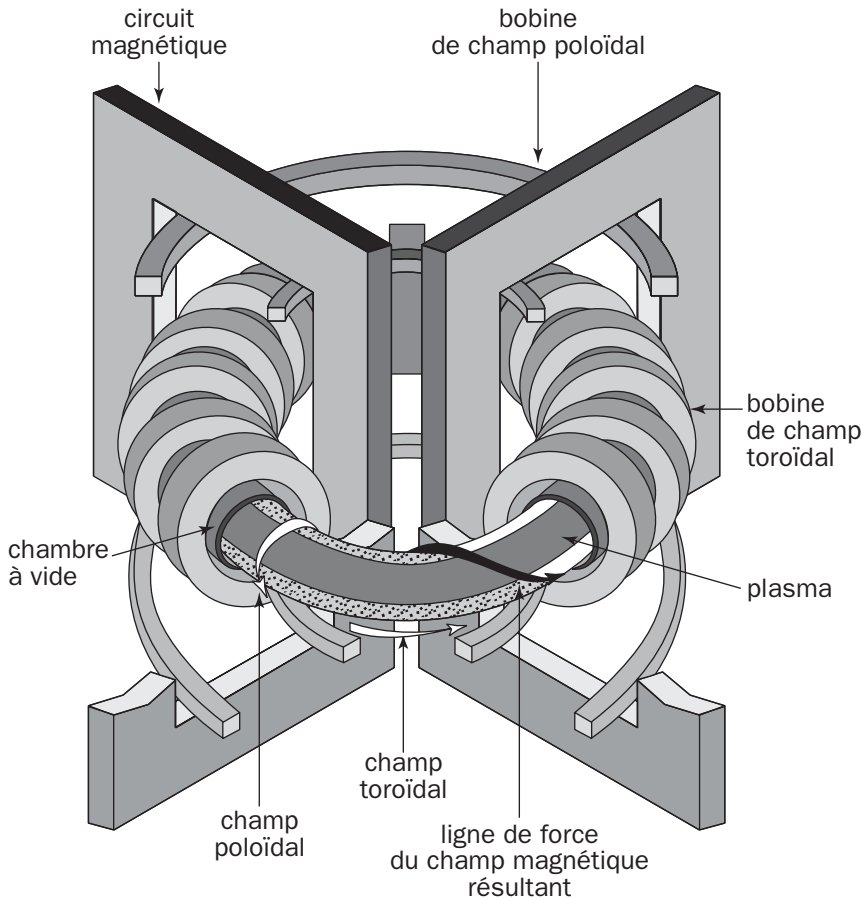
Pour satisfaire cette inégalité, et en même temps limiter l'énergie libérée lors d'une explosion à une valeur non-dangereuse, le D-T doit être à une densité de l'ordre de 1000 à 10 000 fois celle du liquide. Il est donc nécessaire de le comprimer for-

tement et de façon adiabatique. Une telle implosion requiert une source extrêmement puissante (10^{12} W) pour appliquer la pression nécessaire. Certains lasers à verre au néodyme répondent à cette exigence et ont été développés dans ce but.

Il est à noter que l'état de la matière obtenu par implosion en vue de la fusion inertielle est voisin des conditions qui prévalent au centre des étoiles.

Confinement magnétique et confinement inertiel mobilisent l'essentiel des moyens consacrés à la fusion. La catalyse par les muons, bien que prometteuse, représente un effort marginal. Le tapage médiatique du printemps 1989 au sujet de la fusion froide par voie électrolytique s'est rapidement révélé sans objet.

21.5. 30 ANNÉES DE « PENSÉE(S) UNIQUE(S) » : IS BIG BEAUTIFUL ?



21.4 - Schéma de principe d'un Tokamak [source : CEA]

Au cours des années 1950, on a imaginé une foule de configurations magnétiques. Après un processus de décantation assez rapide (10 ans), une seule d’entre elles, le Tokamak (*figure 21.4*) est à l’origine d’une véritable filière. Elle est de loin la plus étudiée et a donné lieu depuis 1968 à des réalisations imposantes. Il s’agit d’un anneau de plasma parcouru par un courant de forte intensité (des mégampères), placé pour des raisons de stabilité dans un champ magnétique toroïdal créé par un solénoïde torique. Au courant correspond un champ magnétique poloïdal qui s’ajoutant au précédent, toroïdal, contribue à la formation de lignes de champ enroulées en hélice sur des surfaces toriques emboîtées : ce sont les « surfaces magnétiques » contenant aussi les lignes de courant et sur lesquelles la pression de plasma est constante.

Des relations d’échelle semi-empiriques montrent que le temps de confinement de l’énergie est d’autant plus long que la machine est plus grosse. On peut voir sur la *figure 21.5* que, du modeste T3 russe (soviétique à l’époque) des années 1960 aux grandes machines de la génération 1980 et 90, les performances en termes de « triple produit » $nT\tau$ et de température se sont améliorées d’un nombre respectable d’ordres de grandeur. Au milieu des années 1990, on a presque atteint le stade appelé « *break-even* » dans lequel l’énergie libérée par la réaction de fusion est de l’ordre de celle, thermique, contenue dans le plasma. Mais ce n’est pas encore l’allumage.

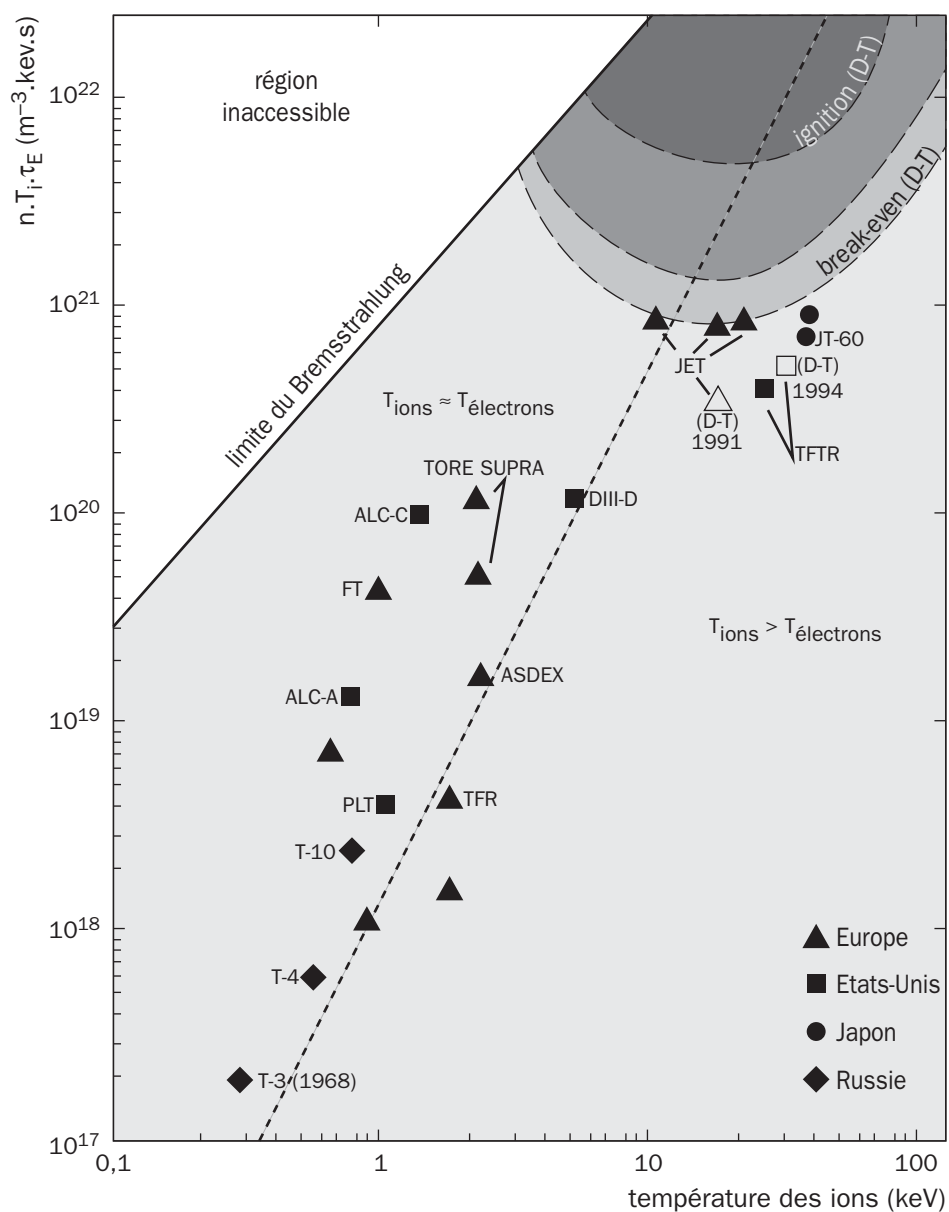
Comme le montre le *tableau II* relatif à la machine JET (*Joint European Tokamak*) mise en œuvre par la communauté européenne, un grand Tokamak représente un projet dont l’étude, la construction et l’exploitation s’étendent sur des décennies, entraînant ainsi de façon tout à fait normale une obligation de pensée unique.

Tableau II - Vie d’un grand Tokamak : le JET

1973-75	Elaboration du projet
1975-77	Discussions pour le choix du site
1983	Premier plasma
1991	Première expérience DT
1997	P_{fusion} : 16 MW (DT) - énergie : 13 MJ
2000	Rétrocession à la Grande-Bretagne

Pour atteindre l’allumage, une machine de la prochaine génération de Tokamaks doit être encore plus grosse. En effet, visant un triple produit $nT\tau \geq 3 \times 10^{22} \text{ cm}^{-3} \cdot \text{K} \cdot \text{s}$, et d’après la loi d’échelle de GOLDSTON (1985) $I^2(\text{MA}) = 1,4 \times 10^{-20} nT\tau$, on obtient pour le courant la condition :

$$I \geq 2 \times 10^7 \text{ A}$$



21.5 - Performances de la filière Tokamak [source : CEA]

Sur ces bases, le projet ITER (*International Thermonuclear Experimental Reactor*) de 1998 prévoyait pour dimensions de l'anneau :

grand rayon du tore : $R \approx 9 \text{ m}$

petit rayon : $a \approx 3 \text{ m}$

à comparer à celles du JET,

grand rayon du tore : $R \approx 3 \text{ m}$

petit rayon : $a \approx 1 \text{ m}$.

Ainsi le volume de plasma est multiplié par 30 environ et atteint 2000 m^3 .

La puissance libérée par la réaction DT serait alors de $1,5 \times 10^9 \text{ W}$, comparable à celle d'un réacteur à fission producteur d'énergie. Contrairement à celui-ci, la phase d'allumage (équivalente au franchissement du seuil de criticité) ne peut être atteinte à petite puissance. C'est l'échelle de la centrale électrique ou rien ! Avec cette incidente : s'agissant d'une installation expérimentale d'un coût prévisionnel de 10 milliards de dollars, il ne saurait être question de rentabilité économique. Une telle réalisation n'est envisagée que dans le cadre d'une coopération internationale, prolongement de celle qui est à l'œuvre pour la conception du projet.

La voie du confinement inertiel est également caractérisée par une évolution vers le gigantisme, avec pour corollaire une autre ligne de pensée unique. Après la mise en évidence de réactions de fusion induites par laser et l'élaboration des concepts de micro-explosions, cela se passait à la fin des années 1960, on a construit des générations successives de lasers de plus en plus puissants. Parce que la lumière, dans une gamme spectrale qui en longueur d'onde s'étend de 190 nm à 30 μm , est aisément focalisée au moyen de lentilles ou de miroirs, de très grandes concentrations d'énergie et de puissance sont obtenues à partir de faisceaux laser.

Ainsi, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'un rayonnement secondaire (ce mode indirect présenté sur la **figure 21.6** garantit une meilleure uniformité d'éclairement à la surface de la boule à imploser), des impulsions laser permettent de conduire un processus d'implosion sphérique.

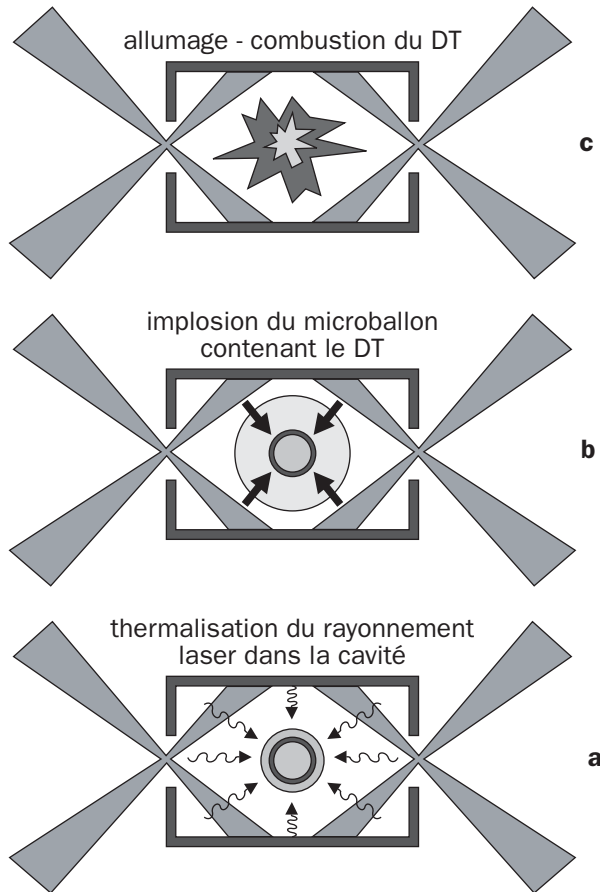
Au stade actuel d'évolution de la technique des lasers, on sait faire passer quelques kilojoules d'énergie lumineuse en une fraction de nanoseconde à travers une section droite d'environ 1 m de diamètre d'un matériau transparent. Pour atteindre les conditions (température et pr) espérées pour la fusion, il convient d'utiliser de multiples faisceaux en parallèles : de 12 à 24 aujourd'hui, 192 et 240 respectivement dans les projets en cours de réalisation à Livermore (USA) et près de Bordeaux. Les installations correspondantes sont d'une taille et d'un prix (1 milliard de dollars) plus que respectables.

Mais le rendement des lasers de puissance existants est trop faible pour aller au-delà de démonstrations de principe. Pour une source d'énergie, il faudra attendre des générateurs à haut rendement tels que les nouvelles technologies laser ou faisceaux d'ions lourds qui interagiront avec un convertisseur émettant un fort rayonnement secondaire.

Que ce soit pour les Tokamaks ou pour la fusion inertielle induite par laser, l'échelle de temps est la même : 50 ans si tout va bien entre le lancement de la filière et l'obtention d'un bilan d'énergie positif, attendu dans le premier quart du XXI^e siècle.

Il est prématuré aujourd'hui de faire quelque prédiction que ce soit au sujet d'une étape ultérieure vers une exploitation industrielle rentable.

Sortir de la pensée unique permettrait-il d'emprunter des raccourcis et de proposer autre chose qu'une extrapolation à grande constante de temps de ce qui a été avec succès longuement exploité ?

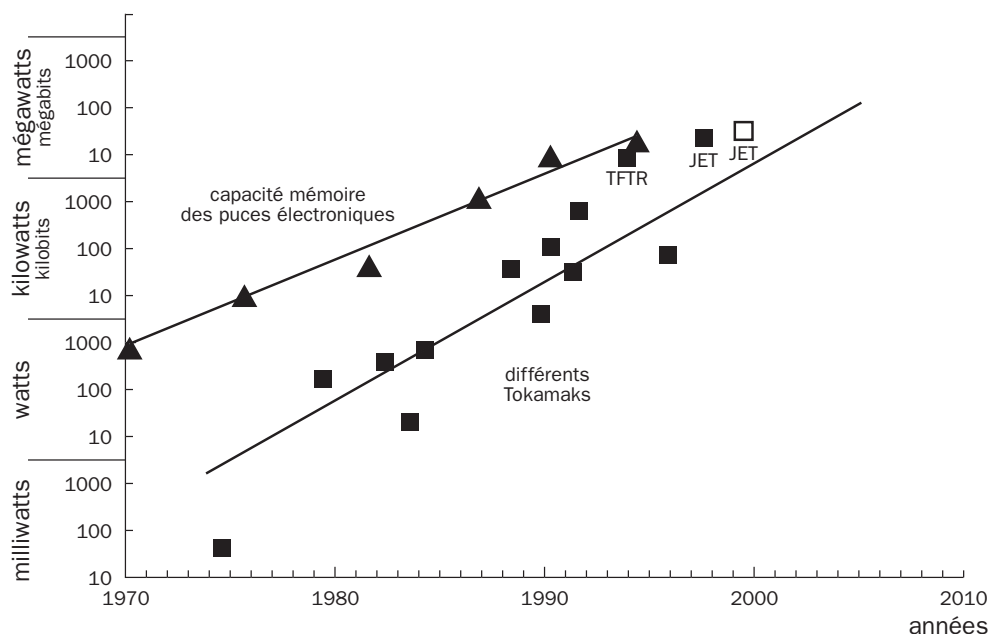


21.6 - Déroulement temporel de la fusion inertielle [source : CEA]

Les trois phases de la méthode indirecte pour imploser des microballons sont les suivantes : **(a)** interaction des faisceaux laser avec la face interne d'une cavité. Emission d'un rayonnement secondaire thermique - **(b)** interaction du rayonnement secondaire avec la surface externe de la boule centrale conduisant à l'implosion de celle-ci - **(c)** allumage de la réaction thermonucléaire et combustion du DT.

21.6. SUCCÈS, CERTITUDES ET INCERTITUDES

Le mot « succès » a ici tout à fait sa place. Certes on n'a pas réussi à allumer une réaction de fusion thermonucléaire dans les conditions requises, encore moins à créer une nouvelle source d'énergie. Mais il est instructif de comparer sur une période de 25 ans les performances de la filière Tokamak et celles de supports technologiques de l'informatique et de la communication, activités dont la croissance est connue pour être extraordinairement rapide. Ainsi la **figure 21.7** montre que la progression au cours des années de la puissance libérée par la fusion DT se mesure favorablement à l'évolution de la capacité mémoire des puces électroniques. Dans le même temps, autre remarquable exploit technique, la puissance des lasers pour la fusion inertielle était multipliée par 10^9 et leur énergie par 10^6 . Pouvait-on faire mieux ?



21.7 - Evolution de la puissance de fusion DT de différents Tokamaks, comparée à celle de la capacité mémoire des puces électroniques

L'objectif était beaucoup plus lointain et d'accès difficile qu'on ne l'imaginait. Il est peu courant pour des scientifiques occidentaux, physiciens ou ingénieurs, comme pour les décideurs de se lancer dans des projets qui vont au-delà de leur carrière et de leur existence terrestre. On a donc promis et attendu le résultat dans des délais incompatibles avec les obstacles à surmonter. La crédibilité générale de la fusion s'en trouve assez injustement affectée.

Aujourd'hui, en gros, quelle que soit la voie choisie, il semble manquer le dernier facteur 10 pour parvenir au bilan d'énergie positif. Suffit-il d'y mettre le temps et le prix, ce dernier étant aussi sujet à croissance exponentielle ? Probablement, mais il faudra ensuite faire la preuve de la viabilité économique. Là, rien n'est acquis. Dans l'état actuel des connaissances on ne saurait pas le faire. Mais les échéances sont lointaines : deuxième moitié du XXI^e siècle, et la situation énergétique n'est pas telle qu'il faille brûler les étapes. Disposer de beaucoup de temps peut paraître un avantage. Il manquera cette pression de l'urgence qui rend inventif.

La coopération internationale est devenue la règle, du moins pour le confinement magnétique. C'est bon pour la pérennité de l'entreprise. Mais la prise de décision (au plus haut niveau) reflète plus le sens du compromis que celui de l'audace visionnaire. C'est ainsi que pour le JET, la recherche d'un consensus européen rendit le projet un peu court dans ses ambitions. En ce qui concerne le sort du projet ITER, dont le dessin était achevé mi-1998, la communauté des physiciens impliqués dans les programmes de fusion s'avéra elle-même divisée sur le point de le construire. Des scientifiques également respectables ont pris parti, soit pour, soit contre. Les Etats-Unis se sont retirés du projet en 1998 (trop complexe, trop cher). Au Japon, pays industrialisé le plus enthousiaste pour accueillir l'installation d'une telle machine, la crise économique a poussé à la temporisation. Un délai de 3 ans a été accordé aux partenaires du projet (essentiellement le Japon et l'Europe ; la Russie n'ayant plus les moyens) pour préparer les éléments d'une décision retardée d'autant. Une machine plus modeste a été proposée au début de l'an 2000 : avec 800 m³ de plasma seulement pour 500 MW de fusion, l'allumage et l'auto-entretien sont improbables. Mais elle est deux fois moins chère et représente, d'après P.H. REBUT, ce que peut proposer de mieux l'organisation internationale actuelle. La construction, sur un site à choisir en 2003, de ce Tokamak de quatrième génération pourrait être achevée vers 2010-2012.

En raison de connotations militaires, l'avenir à moyen terme du confinement inertiel semble mieux assuré. Les lasers mégajoule en construction aux Etats-Unis (NIF pour *National Ignition Facility*) et en France (LMJ pour Laser MégaJoule) devraient être mis en service entre 2008 et 2010.

En ce début de siècle la question se pose : la fusion peut-elle être une source d'énergie pour un avenir pas trop lointain ? Dans l'état actuel des connaissances et des programmes, tout laisse penser qu'elle ne viendra pas sur le marché de l'énergie, si elle y vient jamais, avant la deuxième moitié du siècle.

BIBLIOGRAPHIE

OUVRAGES

ADAM J. –1993– *La fusion nucléaire*. Belin.

BOBIN J.L. –2001– *Les déconvenues de Prométhée*. Atlantica.

ETIEVANT C. –1976– *L'énergie thermonucléaire* 2^e éd. PUF, collection Que sais-je ? (épuisé).

FOWLER T.K. –1997– *The fusion quest*. John Hopkins University Press.

REBUT P.H. –1999– *L'énergie des étoiles*. Odile Jacob.

REVUES

HAWRYLUK R.J. –1998– Results from deuterium-tritium tokamak confinement experiments.
Rev. Mod. Phys. **70**(23), 537.

Points de vue opposés sur I.T.E.R. d'A.M. SESSLER & T.H. STIX d'une part, M.N. ROSENBLUTH
d'autre part. *Phys. Today* **49**(5), 21, 1996.

La fusion nucléaire. *La Recherche* **299**, juin 1997.

Chocs (Revue Scientifique et Technique de la D.A.M., CEA) : les **1** (1991), **13** (1995)
et **22** (1999) concernent la fusion induite par laser.

22 - LES EFFETS SANITAIRES DES RADIATIONS

Roland MASSE

Les rayonnements ionisants auxquels l'homme est exposé sont essentiellement d'origine naturelle et médicale. L'impact des rayonnements varie selon les tissus, la qualité des rayonnements et les débits de dose. Les types de lésions cellulaires qui se produisent sous irradiation et les mécanismes de réparation sont décrits. Aucune tare génétique n'a pu être associée à l'exposition de personnes lors d'accidents ou d'exposition médicale. Des cancers radio-induits sont observés chez des personnes exposées au-dessus de 100 à 200 mSv. Par contre, d'éventuels effets pathogènes des faibles doses n'ont pas été mis en évidence, voire le contraire. Ainsi, l'hypothèse de la linéarité sans seuil est l'hypothèse scientifique la moins défendable pour la prédiction des risques. Les effets des catastrophes dans les secteurs nucléaire (Three Mile Island, Tchernobyl) et non-nucléaire (industrie, médecine) sont passés en revue.

22.1 Introduction	465
22.2 Conséquences médicales et sanitaires	468
22.3 Faibles doses	473
22.4 Accidents d'irradiation, accidents nucléaires	481
22.5 Impact sanitaire de l'industrie nucléaire	491

22.1. INTRODUCTION

22.1.1. ORDRES DE GRANDEUR

L'exposition globale de l'homme aux rayonnements ionisants est essentiellement d'origine naturelle et médicale. L'exposition individuelle naturelle¹ moyenne se situe, en France, à environ 2,5 mSv² par an, auxquels il faut ajouter environ 1,5 mSv dus

¹ L'exposition naturelle résulte d'une exposition externe aux rayons cosmiques et telluriques en provenance des radioéléments du sol et d'une exposition interne due à l'incorporation de ces mêmes radioéléments : potassium 40, famille de l'uranium et du thorium, carbone 14...

² Gy : (mGy, μ Gy...) ou gray, la dose absorbée (dans les tissus vivants) correspondant à 1 J par kg ;

à l'exposition médicale diagnostique. La somme des doses individuelles, dite dose collective, dépasse donc 200 000 homme . Sv. Cette exposition est variable en fonction des régions, influencée par la richesse du sol en radioéléments naturels, par l'altitude exposant aux rayons cosmiques et surtout par l'exposition au radon, puisque environ 1,5% de l'habitat est soumis à des expositions plus de dix fois supérieures à la valeur moyenne. Les variations naturelles sont encore plus fortes à l'échelle mondiale : des millions de personnes sont exposées à une dizaine de mSv par an et, dans une ville comme Ramsar en Iran, l'exposition au rayonnement gamma ambiant atteint 100 mSv/an [1], sans que cette situation séculaire ne justifie d'intervention sanitaire fondée sur la mise en évidence d'atteinte à la santé.

À l'exposition diagnostique médicale, il faut ajouter l'exposition thérapeutique. Elle concerne plus de 100 000 patients par an, principalement pour le traitement des cancers. Les doses délivrées localement sont très élevées, de l'ordre de 50 000 mSv ; elles sont focalisées de manière à protéger au mieux, mais pas intégralement, les tissus sains. Les améliorations constantes de la radiothérapie des cancers conduisent à une survie très prolongée des patients, qui deviennent la source la plus importante de renseignements épidémiologiques sur les conséquences tardives des irradiations, y compris à faible dose.

L'exposition ajoutée par les activités humaines³, y compris les retombées de l'accident de Tchernobyl, n'ajoute que quelques % à l'irradiation naturelle alors que les expositions professionnelles, en diminution constante, ne représentent qu'un millième de la dose collective [2-UNSCEAR, annexe C]. Les conséquences sanitaires du césium 137 contaminant les Vosges ou les conséquences des rejets de La Hague s'évaluent en centièmes de millisievert en termes de dose individuelle, et condui-

Sv : (mSv, μ Sv...) ou sievert, l'unité de **dose équivalente** obtenue en faisant le produit de la dose absorbée par le coefficient de pondération propre aux rayonnements (1 pour les rayonnements X, bêta et gamma... 20 pour les alpha). La **dose efficace** est l'unité par laquelle on caractérise le risque. Elle est le produit de la dose équivalente par le coefficient de pondération propre aux tissus (0,05 pour la thyroïde... 1 pour le corps entier) ; elle est donc le résultat d'une double pondération. Le rapport dose par unité de temps constitue le débit de dose.

Bq : (kBq, MBq, GBq...) ou becquerel, l'unité de radioactivité caractérisée par une désintégration par seconde. La transformation des becquerels en sieverts nécessite de connaître le comportement biologique des radioéléments et l'énergie dépensée à chaque désintégration. Pour obtenir une même dose efficace après inhalation, il faut par exemple 50 000 fois plus de becquerels de tritium que de thorium naturel. Dans le corps humain les 10 000 Bq de radioéléments naturels délivrent une dose équivalente de 0,2 mSv que, par convention (G. CHARPAK), on désigne sous le nom de **DARI** (dose annuelle de radioéléments incorporés).

homme . Sv : le produit de la dose efficace moyenne dans une population par le nombre de ses membres est une approximation destinée à donner, pour cette population, une enveloppe du risque attribuable aux sources d'exposition considérées.

- 3** Différentes composantes participent à cette exposition ; en terme de dose collective mondiale le terme dominant est imputable au carbone 14. Dans les situations accidentelles impliquant les centrales, tous les produits du cœur du réacteur peuvent intervenir mais les iodes radioactifs, dans une première phase, puis les césium 134 et 137 sont les contaminants majeurs.

sent donc à une augmentation de la dose collective de l'ordre du %. Les dispositions réglementaires qui prévoient de limiter l'exposition individuelle ajoutée à 1 mSv/an pour le public et 20 mSv/an, en moyenne, pour les professionnels sont déjà largement respectées à l'échelle de la collectivité. Certaines situations individuelles peuvent néanmoins être améliorées en milieu professionnel, comme le montre le **tableau I**.

Tableau I - Expositions professionnelles
Rapport DRT (Direction des Relations du Travail) de 1999

*Doses collectives (h.Sv) et dépassement de limites de dose (> 20 mSv ou > 50 mSv) dans le **secteur nucléaire** :*

Type d'activité	Agents	h . Sv	> 20 mSv	> 50 mSv
Exploitation des centrales nucléaires	18 555	10,87	1	0
Cycle du combustible	4800	0,74	0	0
Recherche et expertise	8996	2,52	0	0
Entreprises extérieures	25 650	39,87	68	0
Total	58 001	54	69	0

*Doses collectives et dépassement de limites de dose dans le **secteur non-nucléaire** :*

Type d'activité	Agents	h . Sv	> 20 mSv	> 50 mSv
Médecine				
- Radiologie	88 899	11,92	101	26
- Radiothérapie	7940	1,88	18	3
- Médecine nucléaire	4308	2,13	0	0
- Recherche in vitro	3978	0,06	0	0
- Dentistes	24 302	1,80	15	5
- Médecine du travail et médecine sociale	5675	0,29	8	4
- Vétérinaires	3484	0,16	3	1
Industrie non-nucléaire	21 065	17,83	66	3
Recherche	8638	0,19	0	0
Divers	6155	0,40	0	0
Total	172 444	36,66	211	42

22.1.2. CONNAISSANCE DES EFFETS PATHOGÈNES DES RAYONNEMENTS IONISANTS

La connaissance des effets pathogènes des rayonnements ionisants est ancienne, y compris pour les effets cancérogènes. La mise en évidence, dès 1902, de cancer de la peau chez les radiologues a suivi très rapidement la découverte des rayonnements ionisants et le début de leurs applications. Deux décennies plus tard, les leucémies des radiologues étaient un souci évident, justifiant que soient édictées, par

la Commission Internationale de Radioprotection (CIPR), issue en 1928 de la Société Internationale de Radiologie, les recommandations concernant les premières limites professionnelles d'exposition qui devaient les faire disparaître dès 1954 [3]. Cette période historique est commémorée par une stèle à Hambourg, rappelant le tribut payé à la maladie par les pionniers, médecins et chimistes exposés aux rayonnements ; y figure le nom de Marie SKODLOWSKA-CURIE, sévèrement exposée lors de la séparation du radium et du polonium, puis lors des campagnes de dépistage radiologique des « petites curies » pendant la première guerre. Marie CURIE souffrait vraisemblablement de syndrome « myélodysplasique », état préleucémique traduisant les troubles de renouvellement des cellules souches du sang, conséquence probable d'une irradiation externe sévère⁴.

En milieu professionnel, par ailleurs, la trace de l'effet des irradiations internes peut être remontée jusqu'au XVI^e siècle, où PARACELSE décrit la « maladie de la montagne », une forme de cancer du poumon dont la cause fut imputée au radon, dès 1924, par LORENSER et LUDEWIG.

22.2. CONSÉQUENCES MÉDICALES ET SANITAIRES

22.2.1. EFFETS AIGUS

Qu'il s'agisse d'ondes ou de corpuscules, de rayonnements directement ou indirectement ionisants, qu'ils soient faiblement ou fortement pénétrants, les rayonnements ionisants se comportent comme des toxiques : au-delà d'une certaine dose absorbée dans les cellules et les organes, ils provoquent la mort cellulaire et les réactions qui y sont liées. Cette propriété est utilisée pour la destruction des tumeurs à forts débits de dose.

⁴ La contamination de Marie CURIE par le radium, évoquée comme cause probable de son exposition, n'a pas été confirmée par l'OPRI, en 1995, au moment de son transfert au Panthéon. Dès cette période des pionniers, l'attention du monde biologique et médical avait été attirée par les conséquences de l'irradiation des tissus contaminés par des radionucléides et on trouve, en particulier au début des années 1920, les premières mises en garde médicales contre l'utilisation du radium, panacée revigorante qui s'était répandue largement aux Etats-Unis avec le Radithor ; certains patients en prenaient jusqu'à quatre flacons par jour, c'est-à-dire approximativement 1 μCi (36 000 Bq) de ^{226}Ra et 1 μCi de ^{228}Ra ! On commençait en effet à décrire alors, chez les jeunes femmes miniaturistes des cadrans lumineux, « The radium jaw », ostéomyélite du maxillaire précédant de peu les cancers de l'os [2]. Cette attention n'a pas évité le drame du « Thorotrast », excellent produit de contraste radiologique, constitué d'oxyde de thorium micronisé, produit en Allemagne par HEYDEN et utilisé jusque dans les années 1950 chez plus de 50 000 patients identifiés en Europe et au Japon. La conséquence tardive de l'injection intravasculaire de 25 ml de la suspension de thorotrast, aboutissant à une dose au foie de l'ordre de 9,5 Gy après 40 ans, a été la survenue de cancers du foie chez 30 à 60% des patients survivants.

La tolérance à l'irradiation à bas débit de dose avec les rayons gamma ou X varie considérablement d'un tissu et d'une espèce à l'autre. Des rats mâles restent fertiles pendant dix générations s'ils sont exposés à 20 mSv/jour mais un accroissement, même léger, au-delà de cette limite inhibe totalement la spermatogenèse. Chez le rat la moelle osseuse qui est à l'origine des cellules du sang tolère une dose chronique de 500 mSv/jour ; l'intestin grêle tolère jusqu'à 4000 mSv/jour. D'une manière générale, les tissus les plus sensibles sont les tissus à renouvellement rapide et comportant des cellules immatures progénitrices. Ces particularités tissulaires tiennent à deux paramètres : l'aptitude propre de **chaque lignée cellulaire** à réparer les lésions moléculaires induites et l'aptitude de **chaque tissu** à mobiliser ses réserves de cellules immatures, ou à recruter des cellules d'origine extérieure pour assurer la fonction de cellules progénitrices. Après une irradiation accidentelle du corps entier, on surveille en priorité les cellules du sang dont l'atteinte engage le pronostic vital⁵.

Après irradiation, les tissus sont soit restaurés dans leur état initial, soit subissent une cicatrisation lorsque l'apport de cellules jeunes ne peut compenser les pertes. La destruction cellulaire provoque des réactions inflammatoires mettant en jeu de multiples messages de type hormonal, vasculaire et nerveux. Les cicatrices n'interviennent qu'à des doses locales de plusieurs milliers de millisieverts et sont faites de cellules fibreuses et de cellules inflammatoires. Elles ont un caractère durable et parfois invasif, traduisant une perturbation des fonctions cellulaires irradiées, notamment leur aptitude à éliminer les radicaux dérivés de l'oxygène moléculaire indispensable à la cellule. C'est là une des rares perturbations durables des fonctions cellulaires⁶ induites par irradiation, en dehors de celles imputables aux muta-

5 On décrit l'aptitude de chaque cellule à réparer les lésions d'irradiation par un profil de survie cellulaire. A cette fin les cellules sont isolées, amenées à se multiplier in vitro en croissance exponentielle et irradiées. On trace alors la courbe de survie exprimant le rapport du nombre de cellules capables de donner des colonies cellulaires après irradiation par rapport au nombre de cellules initiales. Dans la très grande majorité des cas, les rayonnements X et gamma conduisent à une relation modélisée sous la forme : $S = e^{-\alpha D - \beta D^2}$, relation exponentielle avec épaulement, dite relation linéaire quadratique. Le terme $e^{-\alpha D}$ correspond aux lésions directement létales, induites par les rayonnements, le terme $e^{-\beta D^2}$ affectant une expression quadratique de la dose correspond à des lésions sub-létales susceptibles d'être réparées, notamment si un délai est accordé à la cellule pour réparer ces lésions. Les expositions à faible débit de dose permettent cette réparation et la forme de la courbe de survie tend vers $S = e^{-\alpha D}$. Le rapport α/β est une indication utile au radiothérapeute dans le cas des tumeurs, lui permettant de choisir les doses et leur fractionnement.

Les cellules qui ne se divisent pas ont une grande résistance à l'irradiation. Certaines sont des cellules jeunes au repos, voire embryonnaires, qui peuvent être recrutées par l'organisme pour remplacer les cellules détruites, à partir de signaux de type hormonal, provenant à proximité des cellules lésées, ou à distance des systèmes de surveillance immune et du système nerveux. Ces cellules sont difficiles à identifier. Les cellules souches de la moelle et du cordon ombilical font l'objet de recherches spécifiques pour les applications thérapeutiques de greffe en cas de destruction importante des cellules de la moelle irradiée.

6 L'interprétation de phénomènes pathologiques complexes, tels ceux impliqués dans les populations affectées par la catastrophe de Tchernobyl, sera abordée dans le paragraphe sur les faibles doses.

tions et des conséquences immédiates de doses massives. Certaines lésions sont néanmoins d'apparition tardive comme les cataractes (au-delà de 2000 mSv) ou les atrophies de muqueuses (au-delà de 50 000 mSv). Ce phénomène traduit l'épuisement progressif des cellules de réserve, en nombre restreint, qui régénèrent certains tissus particulièrement soumis au vieillissement (les cellules épithéliales du cristallin, en particulier, sont soumises en permanence aux rayons solaires).

Bien que les lésions létales cellulaires soient une conséquence aléatoire de l'irradiation, les effets pathologiques n'en résultent que lorsqu'une quantité importante de cellules est détruite. Ces effets, que l'on qualifie de déterministes, n'existent donc pas pour des doses faibles, inférieures à 100 mSv. Parmi les tissus les plus sensibles, ceux de l'embryon se distinguent, en particulier le tissu nerveux, des troubles du développement ayant été notés chez l'homme à partir de 200 mSv délivrés à fort débit, au cours de la vie fœtale, entre la 8^e et la 15^e semaine⁷.

En résumé, les conséquences médicales d'une irradiation du corps entier résultent de la destruction de cellules et des réactions inflammatoires qu'elle provoque. Les organes les plus sensibles sont les tissus qui se divisent activement. L'embryon est particulièrement sensible, dès 200 mSv pour les effets sur le développement du cerveau. Les fonctions de reproduction sont atteintes de manière durable chez l'homme dès 2000 mSv ; la sensibilité de l'ovaire est moindre, les ovocytes ne se divisant pas après la vie fœtale. Chez l'adulte l'atteinte de la moelle osseuse aboutit à la disparition des cellules du sang, d'abord des cellules blanches qui assurent la coagulation et l'immunité – des doses de moins de 4000 mSv à fort débit sont susceptibles de conduire à la mort en l'absence de traitement approprié –, puis des globules rouges dont la durée de vie est de l'ordre du mois. Les doses de 6000 à 10 000 mSv entraînent en outre la défaillance du système digestif et du poumon ; pour les doses supérieures tous les tissus sont atteints, en particulier par les effets sur les cellules des vaisseaux sanguins. Des troubles majeurs du fonctionnement du cerveau apparaissent au-delà de 10 000 mSv.

22.2.2. EFFETS RETARDÉS :

CONSÉQUENCES SANITAIRES DES SUREXPOSITIONS

En dehors des lésions dégénératives tardives (cataracte, fibrose, nécrose...), les effets tardifs sont la conséquence de lésions initiales qui n'ont pas causé la mort des cellules mais qui ont conduit à des mutations cellulaires après réparation défectueuse des lésions induites. Les mutations interviennent au hasard, en proportion croissante avec la dose reçue. La gravité de ces effets ne dépend pas de la dose. On décrit ces effets comme des effets stochastiques : génétiques lorsqu'ils affectent

⁷ Il se peut d'ailleurs que, dans ce cas, plus que la mort cellulaire, ce soit l'aptitude des futurs neurones à migrer vers le cortex qui soit temporairement inhibée [4-UNSCEAR, annexe H].

les cellules germinales, cancérogènes lorsqu'ils concernent les autres tissus, dits somatiques.

D'une manière générale, les effets stochastiques des rayonnements ne se distinguent pas des troubles dans la descendance ou des cancers qui résultent d'autres causes, génétiques, toxiques ou liées au mode de vie. L'épidémiologie des populations exposées, qui les met statistiquement en évidence dans certains cas, ne permet donc pas l'attribution individuelle de l'effet observé à une cause spécifique, elle met en évidence des conséquences sanitaires de l'exposition de la population aux rayonnements ionisants, et nécessite que tous les facteurs possibles associés à cet effet soient pris en considération.

EFFETS HÉRÉDITAIRES

« Radiation exposure has never been demonstrated to cause hereditary effects in human populations. The absence of observable effects in children of survivors of the atomic bombings in Japan, one of the largest study populations, indicates that moderate acute radiation exposures of even a relatively large human population must have little impact. » C'est par ce texte que le dernier rapport UNSCEAR témoigne de l'état des connaissances acquises sur les effets génétiques de l'irradiation, à l'Assemblée générale des Nations Unies en 2001 [5]. Il n'y a là rien de surprenant, les scientifiques sont d'accord sur ce point depuis plus de 20 ans. Il demeure néanmoins que le risque génétique est par précaution pris en compte dans les réglementations, au titre de la gestion du risque, depuis les années 1950 ; il est uniquement extrapolé à partir de connaissances acquises chez l'animal. Il y a donc doute sur l'existence réelle de ce risque chez l'homme, bien que le phénomène de mutation induite par irradiation soit général dans le règne végétal et animal. La biologie moléculaire montre d'ailleurs, dans le cas des liquidateurs de Tchernobyl, que certaines modifications du génome paternel peuvent être transmises aux enfants, transitoirement au moins, sans conséquence pour leur santé. Ces modifications affectent des fragments instables d'ADN (acide désoxyribonucléique), non-impliqués dans la genèse des maladies et leur mode d'acquisition est incertain [5] ; il est donc vraisemblable que les mutations touchant les gènes actifs sont soumises à des mécanismes de sélection différents selon les espèces⁸, et l'espèce humaine apparaît sur ce point protégée bien que le taux de malformations congénitales spontanées soit de l'ordre de 6% [5].

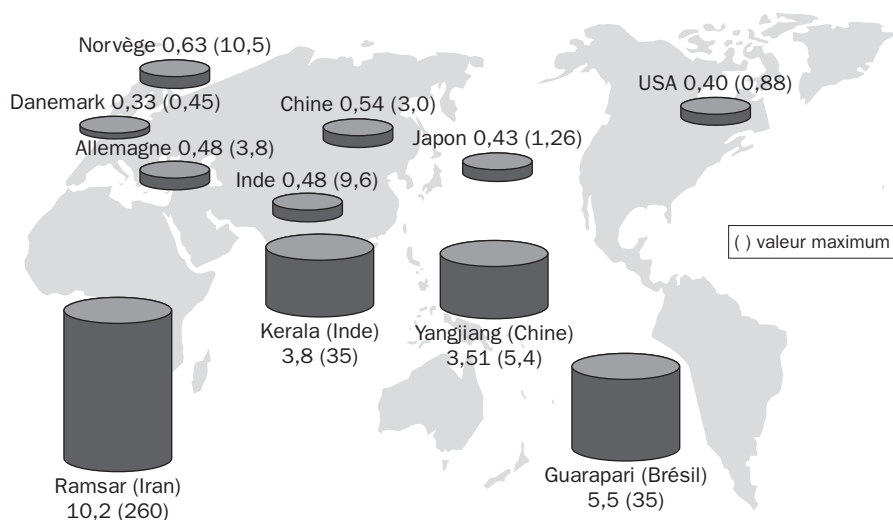
INDUCTION DE CANCERS

Les survivants d'Hiroshima et de Nagasaki, les patients traités par irradiation, certains groupes professionnels, notamment les mineurs d'uranium, certaines populations

⁸ La possibilité d'une sensibilisation à l'induction de cancers par des agents chimiques, induite par irradiation des gonades et transmise par voie génétique, a été envisagée mais n'est pas établie chez l'homme.

exposées massivement aux doses provenant des déchets de l'industrie nucléaire militaire soviétique⁹, les enfants massivement exposés aux retombées d'iodes radioactifs de la catastrophe de Tchernobyl ont développé des excès significatifs de cancers [2]. Il n'est toutefois pas observé d'excès dans ces populations pour des doses inférieures à 200 mSv chez l'adulte et 100 mSv chez l'enfant. Une exception possible existe dans le cas des irradiations diagnostiques *in utero* où un excès contesté [6] pourrait avoir été induit dès 10 mSv. Les cancers radio-induits peuvent apparaître dans pratiquement tous les tissus, mais les leucémies d'une manière générale et les cancers de la thyroïde chez l'enfant sont les plus significativement induits par irradiation.

Par simplification et pour les besoins de l'évaluation de risque et de la radioprotection, une expression normalisée¹⁰ du risque total de cancer fatal a été fixée à 5% de cancers induits par sievert pour les populations, et 4% par sievert pour les travailleurs, la différence tenant à la démographie et à la sensibilité des classes d'âge les plus jeunes.



22.1 - Valeurs moyennes et expositions maximales (entre parenthèses), en millisieverts, à la radioactivité naturelle dans divers pays du monde d'après MORTAZAVI (Kyoto, Japon)

⁹ En particulier dans la région de l'Oural où de 1949 à 1956 la rivière Tetcha a reçu environ 80 millions de m³ de déchets radioactifs, totalisant 10¹⁷ Bq dont 98% en 1950-1951. Les radioéléments impliqués sont essentiellement le césium 137, des terres rares, du strontium 89 et 90, du ruthénium, du zirconium-niobium..., exposant les populations à la fois par voie externe et interne. Les études épidémiologiques détectent un excès de leucémies : 37 cas observés par rapport à 19 attendus dans ces populations de 30 000 habitants exposées en moyenne à 500 mSv [UNSCEAR, 2000].

¹⁰ La pondération tient compte notamment de la qualité du rayonnement, du débit de dose et de la structure démographique de la population. Elle fait l'hypothèse d'une proportionnalité entre la dose et l'effet et de la nature globalement multiplicative du risque par rapport au taux de base du cancer dans la population considérée.

De nombreux groupes humains exposés néanmoins à des niveaux relativement élevés de rayonnements ionisants d'origine naturelle ou artificielle n'ont pas développé un excès décelable de cancers. Ceci alimente la controverse des faibles doses.

22.3. FAIBLES DOSES

22.3.1. ABSENCE D'EFFETS DES FAIBLES DÉBITS DE DOSE

Un faisceau d'observations épidémiologiques convergentes révèle l'absence d'effets des faibles débits de dose. De nombreux groupes humains fortement exposés à l'irradiation naturelle, au Kerala et en Chine notamment, font l'objet de recherches épidémiologiques soutenues. L'observation de leurs cellules sanguines montre la trace de cette exposition sous forme d'anomalies chromosomiques mais on n'a détecté aucune augmentation globale du risque de cancer, ni augmentation des malformations congénitales, ni anomalies cytogénétiques induites chez les nouveau-nés dans la population bien surveillée du Kerala, en Inde, particulièrement exposée à l'irradiation externe et à la contamination par le thorium. Des conclusions identiques sont obtenues dans les populations chinoises exposées et « il est important de remarquer que l'incidence des cancers dans la plupart des populations exposées à de faibles suppléments de doses de radiation n'a pas été trouvée augmentée et que dans la plupart des cas, cette incidence semble avoir été réduite ». Ces arguments ont été repris récemment par l'Académie de médecine [7].

L'ensemble des travailleurs du nucléaire font l'objet d'une enquête de la part du Centre International du Cancer à Lyon ; cette enquête ne révèle pas d'excès global et si une pente positive semble indiquer un risque accru de leucémie quand la dose augmente dans le groupe, la pente est inverse pour les autres tumeurs [8]. Par ailleurs, l'étude épidémiologique historique des radiologues britanniques pour la période 1897-1997 [3] vient d'établir que, pour les radiologues inscrits après 1954, il n'existe pas d'excès de cancers chez ces praticiens par rapport à leurs confrères non-radiologues, la tendance conduisant plutôt à un déficit. Il en est de même pour de nombreux groupes de travailleurs professionnels exposés aux rayonnements ionisants, notamment les manipulateurs de radiologie : alors que la fréquence des cancers avait augmenté chez eux pendant la période où aucune mesure de radioprotection n'était prise, les excès de cancers ont disparu quand les doses ont été réduites aux normes (50 mSv/an) en vigueur jusqu'en 1990 [6]. Enfin, de nombreuses relations dose-effet pour les tumeurs humaines induites en milieu professionnel ou médical se caractérisent par des relations non-linéaires évoquant l'existence de seuils. C'est en particulier le cas avec des émetteurs alpha (radium et thorium notamment), dont on devrait attendre pour des raisons biologiques qu'ils conduisent à des relations linéaires sans seuil, ceci en raison du caractère peu réparable qui affecte les lésions moléculaires dues aux rayons alpha [9].

22.3.2. LES CANCERS ATTRIBUÉS AUX FAIBLES DOSES RÉSULTENT D'EXTRAPOLATIONS

Le cancer est la cause majeure de mortalité dans les populations occidentales et sa fréquence augmente rapidement avec l'augmentation de l'espérance de vie. Le fait de ne pas distinguer d'excès de cancers associé à l'exposition aux rayonnements pourrait donc ne résulter que de la difficulté à distinguer le facteur rayonnement parmi l'ensemble des causes qui conduisent au cancer. Il y a une incertitude statistique qui conduit à la notion de risque résiduel, un risque que l'on ne peut exclure et qui conduit notamment à considérer que s'il n'y a pas d'excès décelé chez les travailleurs du nucléaire, par exemple, ce résultat est quand même compatible avec l'évaluation de risque faite chez les survivants de Hiroshima et Nagasaki [6].

Le problème qui demeure est de savoir s'il est légitime, sur ces bases, de fonder la réalité d'une relation qui permettrait de prévoir les conséquences de doses inférieures de plus d'un facteur 1000 à celles décrites par l'épidémiologie. Cette démarche est connue comme l'hypothèse de relation linéaire sans seuil, ou LNT¹¹. En application du théorème de la dose collective, une dose de 1 μ Sv subie par un milliard d'hommes, comme celle de 1 Sv subie par un millier d'hommes, aboutit à une même dose collective de 1000 h.Sv dont le prix serait de 50 cancers en excès, sur la base de 5% de cancers en excès par sievert. L'hypothèse est totalement invérifiable dans le cas de l'exposition à 1 μ Sv, il est donc évident qu'on ne peut demander à l'épidémiologie de trancher sur la réalité de ce fait. Seule la biologie apporte un éclairage utile. Cette démarche est la recherche de la plausibilité biologique indispensable à l'interprétation des corrélations causales épidémiologiques dans le cas de risques faibles.

L'hypothèse sur laquelle est fondée la relation linéaire sans seuil est que le phénomène de cancérisation est entièrement aléatoire. Dans ce schéma, le cancer résulte directement de l'interaction initiale entre le rayonnement et une cible cellulaire : l'ADN des chromosomes qui contient les gènes du cancer. Cette interaction a une probabilité constante par unité de dose de conduire à une mutation et, parmi les mutations possibles, une proportion constante d'entre elles peut conduire la cellule normale vers la cellule cancéreuse. A toute dose est associé un risque de cancer.

Les arguments présentés en faveur de cette thèse sont les suivants :

- ▶ la perte d'énergie initiale dont dépend la dose se fait de manière aléatoire dans la matière vivante traversée par le rayonnement ;
- ▶ quelques électronvolts suffisent pour léser la chaîne d'ADN qui contient les gènes du cancer ;

¹¹ *Linear No Threshold (hypothesis).*

- ▶ il n'est pas démontré que la réparation des lésions soit différente à faible dose de ce qu'elle est à forte dose et, même si c'est le cas, il reste toujours une fraction de ces lésions qui sera mal réparée ;
- ▶ il est possible de détecter des mutations radio-induites pour des doses de l'ordre du millisievert ;
- ▶ les masses tumorales sont des clones de cellules mutées, ce qui indique qu'une seule cellule est à l'origine du cancer ;
- ▶ la relation dose-effet chez les survivants de Hiroshima, pour l'ensemble des cancers, obéit à une loi linéaire et, dit l'UNSCEAR [2, annexe G] mais sans justification, c'est aussi le cas des tumeurs expérimentales.

Ces arguments ont une pertinence variable selon leur motivation.

Malgré les incertitudes dosimétriques qui mettent en question la linéarité de la relation dose-effet à Hiroshima [10], on peut très bien admettre le principe de linéarité¹², par exemple si la motivation est **la gestion des doses** dans une gamme d'exposition où les effets sur la santé sont avérés. En première approximation c'est la gamme où se situent potentiellement les expositions professionnelles et c'est là où la réglementation a prouvé son efficacité.

Par contre, de très nombreuses relations non-linéaires pour l'induction des cancers chez l'homme [9], et le fait que la majorité des études expérimentales montre qu'il y a statistiquement moins de tumeurs à faible dose que chez les témoins [11], s'opposent à la généralisation du principe de linéarité, notamment lorsqu'il s'agit de prévoir des effets dans une plage d'exposition où l'épidémiologie est muette et la prévention sans effet attendu¹³.

Le contrôle exercé par le tissu sur le développement des tumeurs est en effet l'un des éléments essentiels du phénomène de cancérisation : on savait depuis BURNS que les cellules non-irradiées d'un tissu exercent un contrôle sur les cellules irradiées potentiellement tumorales [12] ; il vient également d'être établi par BARCELLOS-HOFF que les tissus irradiés conduisent au cancer des cellules normales non-irradiées [13]¹⁴. Le phénomène de cancérisation ne peut donc se réduire à un événement modélisable par une théorie balistique simple, c'est le résultat d'une succession d'événements

¹² L'intérêt évident est la facilité que donne cette hypothèse pour le cumul des doses.

¹³ On peut invoquer à ce stade le principe de précaution pour une gestion politique d'un risque incertain mais perçu comme sérieux. Ce choix prend le risque de contredire la logique du phénomène biologique et devrait être entièrement assumé au niveau politique, y compris dans ses conséquences sanitaires néfastes pour la société, compte tenu de la limitation des ressources.

¹⁴ Les expériences sont les suivantes. 1 - Une peau de rat irradiée de manière homogène à forte dose développe des foyers de cancer. Si on interpose entre le rayonnement et la peau une grille qui laisse des zones de 1 mm de côté non-irradiées, les foyers n'apparaissent pas, quel que soit le nombre total de cellules irradiées à la même dose. 2 - Si on introduit dans une mamelle de rat irradiée des cellules de tissu mammaire cultivées et non-irradiées, on observe que les cellules non-irradiées développent des foyers de cancer mammaire.

ments extrêmement complexes de connaissance encore incomplète, mais qu'il faut situer au départ même des interactions initiales entre le rayonnement et les cibles biologiques.

22.3.3. MÉCANISMES D'ACTION, SPÉCIFICITÉ DES FAIBLES DOSES

INTERACTIONS INITIALES

On admet généralement que l'induction de cancers par les rayonnements ionisants est la conséquence tardive du dépôt d'énergie délivrée dans le noyau de cellules proliférantes. Le dépôt d'énergie intervient à la fois par impacts balistiques ionisants directs dans la molécule d'ADN, et au travers des interactions des rayonnements avec les molécules voisines de l'ADN, en particulier avec l'eau. L'ionisation de l'eau aboutit à la formation de radicaux libres, notamment OH° et H° toxiques pour l'ADN. Cette interaction est limitée à une distance de quelques nanomètres en raison de la forte réactivité des espèces radicalaires créées. Les modifications résultant de l'ionisation directe ou indirecte de l'ADN sont comparables, une part déterminante étant associée aux effets indirects dans le cas des rayonnements de type bêta, gamma et X.

Les conséquences de l'interaction des rayonnements avec l'ADN sont multiples. Une dose de 1 Gy délivrée par des rayonnements X ou gamma aboutit à environ 100 000 ionisations et excitations dans un noyau cellulaire, à 1000 ruptures simple brin de l'ADN, à 1000 lésions des bases, à 150 pontages et à 40 ruptures double brin¹⁵. Il se produit en outre quelques lésions rares, aléatoires, dues au dépôt de fortes quantités d'énergie dans des volumes très réduits (rayons de quelques nanomètres), combinant l'ensemble des lésions simples. Ces sites multilésionnels sont spécifiques de l'irradiation.

LES LÉSIONS DE L'ADN DOIVENT ÊTRE RÉPARÉES

Les dommages à l'ADN doivent être réparés et ce rôle est dévolu à des enzymes spécifiques. La part du génome consacrée à ce travail cellulaire permanent est

15 Le noyau cellulaire est une structure complexe enfermant les chromosomes. Chaque chromosome est une molécule d'ADN fortement repliée et enroulée en collier de perles. La molécule elle-même est une double chaîne enroulée en hélice, chaque brin de la chaîne est constitué par la succession de quatre motifs (les bases adénine, guanine et thymine, cytosine) dont l'ordre d'arrangement constitue le code génétique. Chaque base est associée dans la molécule à un sucre et un phosphate ; l'ensemble unitaire constitue un nucléotide. La position des bases qui se font face sur chaque pale de la double hélice est définie : à une adénine correspond une thymine, à une guanine une cytosine, cette particularité permet une réparation rapide des lésions qui n'altèrent qu'un brin de l'hélice. Des protéines entourent cette structure. Les lésions créées par irradiation affectent tous les éléments, sucres, liaison sucre-phosphate, bases. La rupture des liaisons sucre-phosphate cassent la chaîne ; les pontages sont des soudures intervenant entre les éléments de la chaîne, entre les chaînes ou entre les chaînes et les protéines qui les entourent.

considérable. La nature des dommages créés dans l'ADN influence leur réparabilité. Une distinction simple peut être proposée selon que les enzymes de réparation peuvent ou non bénéficier de la complémentarité offerte par le brin d'ADN non-lésé¹⁶. Dans le cas des lésions par rupture double brin et dans le cas des lésions complexes cette possibilité n'existe pas, conduisant au travers de plusieurs étapes enzymatiques à des erreurs ou à la perte d'information génétique.

Certaines erreurs sont directement visibles par la coloration des chromosomes. Les aberrations chromosomiques dicentriques sont l'un des témoins précoces des lésions de l'ADN dues à l'irradiation. Il existe une relation quantifiée bien connue entre le niveau d'exposition et la fréquence des aberrations chromosomiques des lymphocytes circulants. En pratique, cette relation peut être utilisée pour la reconstruction dosimétrique des patients exposés dans la plage de doses supérieures à 100 mGy, mais pas pour les faibles doses où le résultat dépend en priorité de l'équilibre RedOx, propre au donneur[14]. Enfin, bien que le spectre moléculaire des mutations radio-induites soit quelque peu différent de celui des mutations spontanées, il n'y a pas de signature permettant de reconnaître l'origine radio-induite des mutations. On constate cependant que certaines mutations ne sont que très rarement directement induites par irradiation. Leur présence signale un mécanisme d'acquisition particulier.

LES LÉSIONS MAL RÉPARÉES PROVOQUENT DES MUTATIONS

Les lésions mal réparées provoquent des mutations, certains gènes ont une importance particulière : oncogènes et gènes suppresseurs. Les modifications atteignant les gènes directement impliqués dans la cancérisation des tissus sont considérées comme particulièrement significatives. Ces gènes sont soit des oncogènes dont l'activation dérègle le contrôle de la prolifération cellulaire, soit des gènes dits suppresseurs dont la perte conduit à la déstabilisation du génome et à l'activation des oncogènes.

Bien que les oncogènes soient très fréquemment l'objet de mutations dans les cancers humains, leur activation directe par irradiation est un phénomène très peu fréquent. Un seul de ces gènes activé (la majorité des gènes est en double exemplaire) suffit pour démarrer le processus de prolifération, le caractère est dominant, les tumeurs qui en résultent ont un temps de latence court et il est vraisemblable que la faible latence des leucémies radio-induites et des cancers de la thyroïde de l'enfant est le résultat d'activation précoce d'oncogènes.

La majorité des cancers radio-induits a cependant un temps de latence long et ceci s'accorde mieux avec un rôle potentiel majeur imputable aux lésions affectant les gènes suppresseurs de tumeurs, car la perte fonctionnelle de ces gènes requiert l'inactivation des deux copies génétiques, le caractère est récessif. Une autre raison

16 Voir note 15.

d'intérêt pour les gènes suppresseurs est que le mécanisme de leur perte par délétion (perte totale ou partielle de leur code génétique) est facile à concevoir.

Il serait néanmoins très superficiel de considérer que seuls oncogènes et anti-oncogènes ont une importance dans le processus général de cancérisation. En termes de radiosensibilité générale, les produits des gènes impliqués dans le contrôle du cycle cellulaire ont une importance particulière. Ils permettent à la cellule lésée de disposer du temps nécessaire à une réparation efficace organisée lors de points fixes (« *check-points* ») ; ils orientent la cellule vers la division, la quiescence ou l'apoptose (suicide cellulaire)¹⁷.

Le dysfonctionnement des « *check-points* » aboutit à une forme d'instabilité génétique qui est une observation courante dans la plupart des tumeurs humaines, quelle qu'en soit l'origine. Il en résulte une accélération des mutations spontanées qui achève l'évolution de la cellule normale vers la cellule cancéreuse par le jeu de la sélection vitale dans le tissu qui l'héberge. Ceci résout le paradoxe selon lequel la cancérisation des tissus est impossible, si l'on s'en tient au calcul des probabilités combinées affectant les différentes mutations indispensables à l'acquisition du caractère invasif du cancer : un accroissement du taux de mutations accompagne donc les événements initiaux de la cancérisation. La conséquence de l'acquisition de l'instabilité génétique est la production de mutations très variées, et notamment de mutations ponctuelles que l'irradiation ne produit pas initialement mais qui sont indispensables à la cancérisation.

Différents gènes connus par des maladies rares¹⁸ à haut risque de cancer, où ils sont déficitaires, sont associés au phénomène d'instabilité génétique, les facteurs de la sénescence concourant à modifier l'intégrité des extrémités des chromosomes (télomères) sont également impliqués, mais la majorité des mécanismes concou-

17 Dans ce contexte (revue dans [15]), la protéine p53 a un rôle central, contrôlant des gènes retardant le cycle de la division cellulaire, et influençant les produits des gènes apoptotiques et anti-apoptotiques (BAX et Bcl2 par exemple). L'induction de ces gènes par irradiation est absente dans les cellules où manque p53 ; l'activation de p53 est sous la dépendance du produit du gène (ATM) impliqué dans l'ataxie télangiectasique (AT), kinase (agent de phosphorylation) activée par les ruptures de brins. La progression dans le cycle cellulaire est sous la dépendance de la phosphorylation de la protéine nucléaire Rb du gène du rétinoblastome, elle-même contrôlée par les kinases cyclines dépendantes. Les signaux apoptotiques en provenance des récepteurs de surface, de l'équilibre RedOx, des espèces réactives de l'oxygène (ROS), des ions Ca⁺⁺ sont régulés par le complexe Bcl2 aboutissant ou non à la libération des facteurs apoptotiques d'origine mitochondriale. Ces réactions sont en outre modifiées par l'activation de protéine kinases à régulation extra-cellulaire (ERK), permettant l'action des facteurs de croissance, et des kinases activées par le stress (SAPK/JNK). Ces facteurs mettent en jeu une cascade de phosphorylations où participent des cytokines et de nombreuses protéines de la famille de Ras, Raf, MEK et aboutissent à une activation de différents facteurs de transcription où sont impliqués c-Fos et c-Jun. L'activation de ces facteurs de transcription (AP1, NFkB...) peut être inhibée par le « radical scavenger » N-acétyl-L-cystéine qui élève le taux cellulaire de glutathion [18].

18 Li-Frauméni, ataxie, télangiectasie...

rant à l'instabilité génétique reste encore très incomplètement élucidée et pourrait être en grande partie comparable à une réponse de stress [16]. En effet, de nombreuses observations se rapportant à la mutagenèse ou à la cancérisation *in vitro*¹⁹ s'expliquent mieux par un système d'interactions cellulaires, c'est-à-dire par un « effet de champ », que par l'irradiation d'un seul gène ou d'une seule cellule [15].

LES LÉSIONS MOLÉCULAIRES INDUITES PAR DE FAIBLES DOSES

Les lésions moléculaires induites par de faibles doses sont diluées dans celles provenant du métabolisme cellulaire. Les dommages créés par l'irradiation s'ajoutent aux autres lésions de l'ADN, produites en permanence par l'hydrolyse spontanée de la molécule et les interactions qu'elle subit avec les espèces radicalaires, dérivées naturellement du métabolisme oxydatif provenant de la respiration cellulaire. Bien qu'il y ait des différences notables d'appréciation de cette contribution, un bilan de 10 000 lésions de l'ADN par jour et par cellule paraît vraisemblable. En comparaison l'impact d'une dose de 1 mSv, par an, correspondant globalement à une seule interaction dans chaque cellule avec une trajectoire électronique, paraît extrêmement dilué dans la somme des événements quotidiens [17]. On accorde pour cette raison aux lésions les plus complexes de l'interaction des rayonnements avec l'ADN un rôle spécifique dans la genèse des effets pathogènes aléatoires. Les lésions complexes, incluant ruptures double brin de la chaîne d'ADN, pontages et dommages de base, sont ainsi supposées être les moins réparables et, de ce fait, les plus impliquées dans les phénomènes de cancérogenèse induite [2]. L'importance de cette notion pour la compréhension de la mortalité cellulaire et de la mutagenèse ne peut être négligée, néanmoins elle n'implique pas de mécanisme spécifique conduisant aux conséquences tardives de l'irradiation. Les mutations qui en résultent notamment ne se distinguent pas de celles dues à d'autres causes et ne permettent pas d'attribuer à l'irradiation une signature dans les tumeurs radio-induites, ce qui semble indiquer que les mécanismes mis en œuvre après irradiation sont ceux-là mêmes qui sont mis en œuvre dans les cancers spontanés, ce qui introduit le concept de stress génotoxique dû à l'irradiation : les mutations importantes ne sont pas celles qui sont directement induites mais celles qui résultent de la réaction que la lésion initiale de l'ADN déclenche.

RÉACTION CELLULAIRE À L'IRRADIATION

L'importance croissante que prend cette notion est contemporaine des progrès de la biologie moléculaire et cellulaire qui permettent d'envisager les réactions cellulaires à l'agression d'une manière globale, avec le développement des outils de type

19 On peut faire acquérir, *in vitro*, à certaines cultures cellulaires non-cancéreuses des comportements voisins de cellules tumorales sous l'effet de traitements cancérogènes. Toutes les cellules ne s'y prêtent pas et ce n'est que très récemment qu'on a pu ainsi « cancériser » des cellules humaines normales, en bloquant préalablement les mécanismes de la sénescence et du contrôle de l'apoptose.

biopuce. Des dizaines de gènes sont immédiatement observés « allumés » après exposition aux rayonnements ionisants et la majorité d'entre eux n'a pas encore de fonction connue [18]. On est loin d'une conception balistique de l'effet : un impact aléatoire dans une cible. Trois aspects méritent une attention particulière :

- ▶ certaines fonctions cellulaires sont temporairement modifiées et de manière variable selon la dose et le débit ;
- ▶ les signaux qui en résultent sont interprétés pour orienter les programmes vers la mort cellulaire, la réparation des lésions ou la survie au prix d'une mutation ;
- ▶ les cellules atteintes réagissent et communiquent des messages de stress à leurs voisines, et obligent à prendre en compte quatre notions nouvelles.

La première notion est celle d'**inductibilité**. On s'est aperçu que le fait d'irradier préalablement des cellules humaines dans la gamme de dose de 10 mGy aboutissait, à des doses de l'ordre de 1 Gy, à une augmentation de la résistance des cellules préirradiées par rapport aux cellules naïves, en particulier pour ce qui concerne les mutations induites. Donc les mécanismes de défense sont inductibles. Le phénomène se manifeste dans une plage de dose relativement réduite, entre 0 et 500 mGy. Il disparaît aux doses supérieures [17].

La deuxième notion est celle de **non-spécificité**. Les mêmes mécanismes de réparation sont activés en présence d'eau oxygénée et de divers radicaux et toxiques mutagènes. Les effets de l'irradiation, dans la plage de dose supérieure à 10 mGy du moins, modifient la manière dont sont traitées les mutations éventuellement induites par d'autres toxiques, et surtout les lésions spontanées dues au métabolisme cellulaire. Cette notion autorise la non-monotonie des relations dose-effet pour la mutagenèse. Certains y voient la justification à ce que soient considérés d'éventuels effets bénéfiques qui demandent cependant à être établis par une observation épidémiologique rigoureuse [19].

La troisième notion est celle d'**hypersensibilité cellulaire aux faibles doses** pour les effets létaux. Lorsqu'on a eu la possibilité de suivre le devenir individuel des cellules irradiées, on s'est aperçu que la pente décrivant la mortalité cellulaire en fonction de la dose était maximale à l'origine de la courbe, puis passait par un épaulement dans la gamme de 100 à 200 mGy, et augmentait par la suite dans la gamme du gray, mais sans atteindre les valeurs initiales. Ce phénomène n'est pas accompagné par une augmentation relative des mutations dans la partie initiale de la relation dose-effet. Il y a donc soustraction d'une fraction importante des cellules initialement lésées pour la manifestation des mutations viables éventuelles dans la gamme des faibles doses [20].

La quatrième notion est celle d'**instabilité génétique radio-induite par voisinage** aux faibles doses. Les seules mutations que l'on peut mettre en évidence *in vitro*, dans la plage de 10 mGy, avec des rayons gamma, sont des mutations qui conduisent à la mort peu retardée par instabilité génétique [16], elles intéressent des cellules irradiées et des cellules non-irradiées, et sont provoquées essentiellement par

des messages chimiques concernant le contrôle du métabolisme oxydatif [21]. Ces phénomènes n'excluent pas que l'on puisse, *in vitro*, conduire, à beaucoup plus forte dose, à la cancérisation des cellules par phénomènes de voisinage [22].

Ainsi la nature et l'intensité des effets biologiques dépendent de la quantité d'énergie absorbée par les tissus et des modalités de sa répartition dans l'espace et le temps. Si la **probabilité d'atteindre** une cible spécifique associée à la cancérisation des tissus est directement proportionnelle à la dose, sans seuil envisageable autre que la quantité d'énergie nécessaire à l'effet (il suffit de quelques électrons-volts pour rompre la chaîne d'ADN), sa **probabilité d'effet** peut être une fonction plus complexe et dépend de la qualité de la lésion produite, ainsi que de la capacité de la cellule à réparer le dommage. Ces deux paramètres sont influencés par la « concentration » des lésions initiales dans la cible, donc par la qualité du rayonnement et par le débit de dose.

En manière de conclusion et sous réserve de vérifier la possibilité de généraliser des observations encore partielles, il semble que l'on puisse évoquer trois stratégies différentes pour la cellule irradiée, en fonction de la dose et du débit. A très faible dose, dans la gamme du millisievert et au-dessous, il est vraisemblable qu'il n'y a pas de signalisation cellulaire, les cellules sont alors naïves et la conséquence la plus vraisemblable d'une interaction entre le rayonnement incident et l'ADN est la mort cellulaire. C'est ce phénomène qui explique l'hypersensibilité à faible dose [20]. Les doses de l'ordre de la dizaine de millisieverts à fort débit (les faibles débits situent la réaction dans la gamme précédente) allument une batterie de gènes dont certains sont des gènes spécifiques à cette plage de dose jusqu'à 500 mSv environ [17]. Deux conséquences majeures en résultent : la mise en œuvre d'une gestion améliorée des lésions de l'ADN limitant la mutagenèse (réaction adaptative) et la communication cellulaire de voisinage (*bystander*) destinée à éliminer les cellules voisines (instabilité génétique induite) et à solliciter les cellules de remplacement dans le tissu. La troisième gamme qui débute à fort débit vers quelques dizaines de millisieverts, témoignant d'une priorité tissulaire due à la nécessité de préservation fonctionnelle du tissu, conduit progressivement à favoriser la survie cellulaire (par rapport à l'apoptose) aux dépens d'un taux élevé de mutations affectant les mécanismes de réparation. C'est dans cette gamme que se situent les données acquises par l'épidémiologie en matière de cancers et il est peu légitime d'en extrapoler directement les résultats dans les gammes précédentes [7].

22.4. ACCIDENTS D'IRRADIATION, ACCIDENTS NUCLÉAIRES

22.4.1. ACCIDENTS

La surexposition accidentelle de l'homme aux rayonnements ionisants a résulté de plusieurs scénarios et une typologie en a été proposée selon la nature des difficultés rencontrées pour leur prise en charge par les autorités médicales et sanitaires [23].

Parmi les accidents ayant provoqué des effets aigus, certains sont d'origine médicale comme ceux imputables aux interfaces homme-machine d'accélérateurs médicaux de type Therac 25, entre 1985 et 1987, d'autres de nature industrielle par méconnaissance de l'installation par les équipes de maintenance, comme à Forbach dans le cas d'un accélérateur linéaire ou comme ceux rencontrés dans les irradiateurs industriels utilisés dans l'industrie agro-alimentaire ; d'autres accidents à caractère environnemental témoignent de la perte du contrôle institutionnel de sources médicales ou de sources industrielles sur des chantiers. Certaines ont entraîné la mort dans les familles, en Algérie notamment, en 1978, ou au Maroc en 1984. Certains de ces accidents ont un caractère catastrophique comme à Goiânia au Brésil, en 1987, où la dispersion dans l'environnement d'une source pulvérulente de ^{137}Cs destinée à la radiothérapie aboutit au traitement d'urgence de vingt patients et à la mort de quatre d'entre eux. Plus de 100 000 patients furent examinés dans la population de Goiânia, le retour à une situation contrôlée demanda plus d'un an selon l'Agence internationale de Vienne.

L'UNSCEAR donne un inventaire des accidents des trente dernières années. Si on focalise sur les accidents ayant entraîné un syndrome mortel d'irradiation aiguë, ils peuvent être regroupés dans le **tableau II** ci-dessous.

Tableau II - Accidents ayant entraîné un syndrome mortel d'irradiation aiguë

Événement	Catégorie des accidentés	Modalités	Nombre de décès
<i>Tchernobyl 1986</i>	professionnels	accident de réacteur	28 ²⁰
<i>Maroc 1984</i>	famille	perte de source industrielle - Ir 192	8
<i>Goiânia 1987</i>	public (enfants)	perte de source médicale - Cs 137	4
<i>Chine 1992</i>	famille	perte de source industrielle	3
<i>Thaïlande 2000</i>	public	perte de source médicale - Co 60	3
<i>Tokai-Mura 1999</i>	professionnels	accident de criticité	2
<i>Chine 1990</i>	professionnels	défaut de sécurité irradiateur industriel	2
<i>Argentine 1983</i>	professionnels	accident de criticité	1
<i>Russie 1997</i>	professionnels	accident de criticité	1
<i>Algérie 1978</i>	famille	perte de source industrielle - Ir 192	1
<i>Italie 1975</i>	professionnels	défaut de sécurité irradiateur industriel	1
<i>Norvège 1982</i>	professionnels	défaut de sécurité irradiateur industriel	1
<i>Argentine 1983</i>	professionnels	accident de criticité	1
<i>Salvador 1990</i>	professionnels	défaut de sécurité irradiateur industriel	1
<i>Israël 1990</i>	professionnels	défaut de sécurité irradiateur industriel	1
<i>Biélorussie 1991</i>	professionnels	défaut de sécurité irradiateur industriel	1
<i>Estonie 1994</i>	public	perte de source industrielle - Cs 137	1

²⁰ Trois patients sont en outre décédés des conséquences traumatiques de l'accident.

Les accidents en dehors de la sphère nucléaire ne sont pas rares et quelquefois difficiles à diagnostiquer. Dans le cas de l'accident en Estonie, la mort du patient avait été attribuée à une complication de traumatisme jusqu'à ce qu'un jeune de 14 ans qui l'accompagnait développe le syndrome d'irradiation qui permit de faire le diagnostic *a posteriori*.

Certains de ces accidents n'ont pas eu de conséquences dramatiques et n'ont été révélés que tardivement. Ce fut le cas de l'accident de Juarez, au Mexique, où la perte d'une source de ^{60}Co de 15,6 TBq en 1983 et son recyclage dans une fonderie a contribué à exposer près de 8000 personnes, dont 8 à des doses comprises entre 1000 et 8000 mSv. Un scénario voisin fut mis en évidence à Taiwan où près de 10 000 résidents sont exposés dans leurs appartements, depuis 1983, aux rayonnements du ^{60}Co , près de 1000 d'entre eux à une dose moyenne de 525 mSv/an. Il ne semble pas exister de problèmes médicaux et sanitaires dans cette population [24].

D'autres situations d'exposition chronique font l'objet d'investigations spécifiques, et en particulier les populations exposées dans l'Oural aux déchets du programme militaire de l'URSS déversés librement dans la rivière Techa de 1949 à 1956 (voir note 9). L'ensemble des sites contaminés par l'industrie ou par les essais nucléaires est présenté dans l'annexe C du rapport UNSCEAR 2000 [2].

22.4.2. ACCIDENTS ET MALADIES PROFESSIONNELLES

Les accidents du secteur nucléaire proprement dits comportent des accidents du travail et des accidents impliquant l'environnement.

Parmi les accidents du travail dans le secteur nucléaire, les plus graves sont les accidents de criticité qui témoignent de la réalisation imprévue d'une masse de matière fissile, apte à déclencher une réaction en chaîne au cours de la préparation des combustibles ou des armes. La réaction en chaîne est violente, les expositions sont aiguës, elles comportent une exposition aux neutrons de fission particulièrement dangereux et le niveau d'exposition est en général élevé, de l'ordre de plusieurs milliers de milligrays. Les accidents les plus fréquents sont des accidents de contamination, notamment par blessure, ils nécessitent un traitement approprié mais n'ont pas eu en général de conséquences graves.

Dans le secteur non-nucléaire les accidents graves les plus fréquents sont en général dus à l'intrusion dans les chambres d'irradiation, alors que les sources sont sorties, ou à l'expulsion accidentelle de sources médicales²¹ ou industrielles. Quelques accidents dits de cathode froide avec émission de flux d'électrons peu pénétrants

21 En France, l'accident de Saintes en 1981 a conduit à l'amputation de la main chez deux techniciens de radiothérapie, suite à la chute d'une source de ^{60}Co au moment de son chargement.

ont créé de graves brûlures cutanées²² avec les accélérateurs linéaires en milieu industriel.

Dans l'ensemble des pays un certain nombre de maladies sont reconnues comme imputables à des expositions professionnelles aux rayonnements, comme indiqué dans le *tableau III*.

*Tableau III - Maladies provoquées par les radiations ionisantes en Europe
Année 1995 (EUROSTAT)*

Diagnostic	Pays							
	B	D	EL	E	F	I	S	UK
Allergies	-	-	-	-	-	8	-	-
Cancer	5	365 ²³	-	-	14	1	1	-
Card. vasculaires	-	-	-	-	-	3	-	-
Path. oculaires	-	-	-	-	3	3	-	-
Hématologie	5	-	-	-	4	-	-	-
Path. auditives	-	-	-	1	-	2	-	-
Path. hépatiques	-	-	1	-	-	-	-	-
Path. cutanées	-	1	-	1	1	-	-	-
Path. pulmonaires	-	3	-	-	-	3	-	-
Autres	-	11	-	1	-	23	-	-
Inconnu	-	-	-	-	-	17	-	5
Total	10	380	1	3	22	60	1	5
Incidence/10 ⁶	3,7	11	0,5	0,3	1,4	3,1	0,2	0,2

Cette reconnaissance bénéficie d'une présomption d'origine résultant d'appréciations variables selon les pays, comme il apparaît dans le *tableau III*. Les pathologies non-cancéreuses témoignent de failles dans la mise en place de la radioprotection.

La présomption d'origine en France résulte de l'inscription dans le tableau 6 des maladies professionnelles du régime général de la Sécurité sociale :

- ▶ d'une maladie caractérisée (cataracte, anémie, radiodermite, leucémie, cancer du poumon après inhalation, cancer de l'os...),
- ▶ d'un délai entre l'exposition et l'apparition des symptômes,
- ▶ et d'une liste indicative de travaux exposant à l'irradiation.

Elle ne requiert pas de quantifier l'exposition.

²² C'est le cas de l'accident de Forbach, en 1991, qui blessa gravement trois techniciens non-avertis du danger que présente un accélérateur maintenu sous tension mais dont la source d'électrons est coupée.

²³ Ce chiffre élevé correspond essentiellement aux cancers pulmonaires provoqués par le radon dans les mines d'uranium de l'ex-RDA.

22.4.3. ACCIDENTS NUCLÉAIRES : TCHERNOBYL

Le rejet à l'environnement de quantités importantes de radioéléments provenant du cœur des réacteurs est synonyme de catastrophe. Trois situations ont mérité ce qualificatif, l'accident de Windscale en 1957, l'accident de Three Mile Island (TMI) en 1979 et l'accident de Tchernobyl en 1986.

L'accident de Windscale a rejeté 740 TBq de produits de fission, essentiellement constitués d'iode 131, 1000 fois moins qu'à Tchernobyl. Des mesures faites dans la population ont révélé une dose maximale à la thyroïde de l'ordre de 200 mSv ; parmi les personnels de la centrale les doses efficaces les plus élevées ont été voisines de 50 mSv. Il n'a pas été détecté d'augmentation des cancers chez les 470 intervenants sur le sinistre, ni de cancers de la thyroïde dans la population affectée par le panache d'iode radioactif.

L'accident de TMI, bien qu'ayant conduit à une fusion partielle du cœur et à une contamination majeure de l'enceinte de confinement, a très peu rejeté de radioéléments dans l'environnement, 1000 fois moins d'iode 131 qu'à Windscale, et n'a pas affecté les populations ni l'environnement. L'accident a néanmoins causé un important stress dans les populations voisines (30 000 habitants dans un rayon de 5 miles) et a été l'objet d'un procès devant le juge du district d'Harrisburg en 1996, les plaignants invoquant l'implication des rejets radioactifs dans la survenue de cancers. Le juge a repoussé les requêtes en évoquant la dose maximale relevée à l'extérieur du site de 1 mSv, et l'absence de fondement d'une assertion faisant état de courts épisodes de panaches fortement radioactifs. Du point de vue économique, il s'agit bien cependant d'une catastrophe. Il a fallu 12 ans pour décontaminer le site au coût de \$973 000 000. 100 t du combustible d'uranium ont dû être extraites du cœur endommagé, ce qui s'est fait sans exposition excessive du personnel et sans contamination de l'environnement.

L'accident de Tchernobyl est d'une toute autre dimension [2, annexe J], les rejets ont concerné une fraction importante du stock présent dans le cœur du réacteur (*tableau IV*), atteignant 50% dans le cas de l'iode 131 et 133 et 30% dans le cas du césium.

Le panache emporté par les vents a provoqué une contamination de vastes régions de l'Europe, atteignant la France le 27 avril [repris de LEROUGE B., SFEN GR 21, 2001, www.sfen.fr].

Les gaz rares, rapidement dilués dans l'atmosphère et non-retenus par l'organisme, participent à l'exposition externe mais ne contribuent pas significativement à la dose interne.

Les éléments peu volatils, comme le strontium et les transuraniens, ont contaminé les sols à faible distance de l'accident ; on a cependant retrouvé des particules très radioactives (particules chaudes) d'éléments comme le ruthénium et le zirconium dans les aérosols prélevés en Scandinavie.

Ce sont les isotopes, de l'iode dans un premier temps, en quantité abondante mais de périodes physiques courtes, puis du césium par la suite, de périodes physiques plus longues, qui sont responsables de la contamination des territoires.

Tableau IV - Principaux radioéléments émis

<i>Elément</i>	<i>Période</i>	<i>Activité [PBq]*</i>	<i>% relâchés</i>
<i>Krypton 85</i>	10,7 a	33	100
<i>Xénon 133</i>	5,2 j	6500	100
<i>Iode 131</i>	8,04 j	1760	50
<i>Iode 133</i>	20,8 h	2500	50
<i>Césium 134</i>	2,06 a	54	30
<i>Césium 137</i>	30,0 a	85	30
<i>Tellure 132</i>	3,0 j	150	30
<i>Strontium 89</i>	50,5 j	115	3
<i>Strontium 90</i>	29,1 a	10	3
<i>Ruthénium 103</i>	39 j	3770	3
<i>Ruthénium 106</i>	368 j	73	3
<i>Plutonium 239</i>	24 000 a	0,03	3

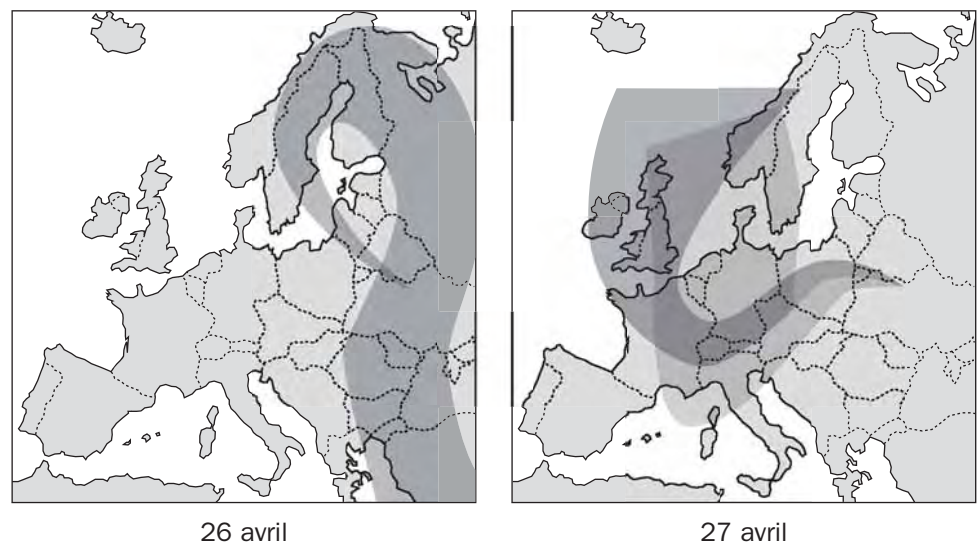
* 1 peta Bq = 10^{15} Bq = 27 000 Ci.

Tableau V - Rejet de l'iode 131

<i>Date de rejet</i>	<i>% du total rejeté</i>	<i>Rejets/jour [PBq]</i>
<i>26 avril</i>	40,0	704
<i>27 avril</i>	11,6	204
<i>28 avril</i>	8,5	150
<i>29 avril</i>	5,8	102
<i>30 avril</i>	3,9	69
<i>1^{er} mai</i>	3,5	62
<i>2 mai</i>	5,8	102
<i>3 mai</i>	6,1	107
<i>4 mai</i>	7,4	130
<i>5 mai</i>	7,4	130
Total	100%	1760

L'exposition des populations est le résultat de l'exposition externe et de la pénétration des radioéléments par la voie d'inhalation et par la chaîne alimentaire. Dans le cas de l'iode, la répartition des doses aux organes est très hétérogène, la concentration de l'iode dans la thyroïde est 1000 fois supérieure à ce qu'elle est dans le sang. Dans le cas du césium, la répartition dans les organes est globalement homogène,

comparable à celle observée pour le potassium. Un surcroît de dose aux cellules osseuses et médullaires est délivrée par les éléments dits ostéotropes, comme le strontium et le plutonium. Les éléments peu solubles, comme le ruthénium, délivrent surtout des doses aux sites d'entrée dans l'organisme : voies aériennes, voies digestives, peau. L'évaluation de la dose résultant de ces différentes composantes est la dose efficace. Pour la contamination interne, la dose résulte d'une modélisation qui tient compte de la qualité du rayonnement émis, de la répartition et du temps de séjour des radioéléments dans les organes, de l'importance que représente chaque organe en terme de risque de cancer (ou de risque génétique pour les gonades) dans le cas d'une irradiation homogène du corps entier.



22.2 - Evolution du panache de radioactivité émis par le réacteur de Tchernobyl

Tableau VI - Etendue des surfaces (en km²) contaminées dans l'ex-URSS (selon leur niveau de contamination en césium 137²⁴)

Pays	1 à 5 Ci/km ²	5 à 15 Ci/km ² ²⁵	15 à 40 Ci/km ²	> 40 Ci/km ²
Russie	49 800	5700	2100	300
Biélorussie	29 900	10 000	4200	2200
Ukraine	37 200	3200	900	600
(URSS)	116 900	18 900	7200	3100

24 Pour de tels niveaux l'ancienne unité, le curie (Ci) valant 37 milliards de becquerels, est une expression largement usitée.

25 15 Ci/km² occasionnent une dose externe d'environ 4 mSv/an, auxquels il faut ajouter la part de contamination interne provenant des produits utilisés dans la chaîne alimentaire, doublant en moyenne cette valeur.

Pour les régions contaminées de Biélorussie, le bilan des doses efficaces (sans prise en compte de la thyroïde) est résumé dans le **tableau VII**.

Tableau VII - Groupes de dose en Biélorussie [source : UNSCEAR 2000]

<i>Intervalle de dose [mSv]</i>	<i>Personnes affectées</i>	<i>Pourcentage cumulé [%]</i>
<i>< 1</i>	133 000	7
<i>1-3</i>	807 000	50
<i>3-10</i>	634 000	83,65
<i>10-50</i>	278 000	98,36
<i>50-100</i>	25 000	99,69
<i>100-200</i>	5100	99,96
<i>> 200</i>	790	100

Il existe 7 millions de personnes résidant actuellement dans des territoires de Biélorussie, Ukraine et Russie contaminés par le césium 137 ; les doses annuelles sont de 1 à 40 mSv/an.

Les doses à la thyroïde furent plus difficiles à évaluer, en particulier chez l'enfant. Elles dépendent :

- ▶ des mesures prises au moment de l'accident en matière de confinement, de restriction de consommation de lait, de la prise ou non d'iode stable,
- ▶ de l'existence ou non de carence iodée.

Dans la série de mesures faites, en 1986, en Biélorussie, 30% des enfants de moins de 2 ans avaient accumulé une dose de plus de 1000 mSv à la thyroïde. Dans les zones les plus contaminées, la moyenne se situait au-dessus de 3000 mSv [25].

GROUPES PARTICULIERS : POMPIERS, LIQUIDATEURS ET PERSONNES ÉVACUÉES

237 membres des équipes d'intervention d'urgence sur le site de Tchernobyl présentèrent des signes de syndrome aigu d'irradiation, diagnostic confirmé sur 134 d'entre eux (**tableau VIII**). Pour 37 de ces patients fut envisagée une greffe de moelle ; tous avaient des lésions de brûlures cutanées et 15 ont souffert d'un syndrome intestinal, 28 décès sont survenus précocement dans les groupes les plus irradiés.

Par la suite, 11 décès supplémentaires (3 maladies cardio-vasculaires, 2 cas de cirrhose, 3 cas de pathologie pulmonaire, 2 syndromes de myélodysplasie, 1 leucémie) furent observés, entre 1987 et 1998, parmi ceux qui avaient été exposés entre 1300 et 5200 mSv.

De nombreuses lésions cutanées et des cataractes affectent les survivants témoignant de doses cutanées élevées, dues aux particules bêta (jusqu'à 400-500 Gy à la peau).

Tableau VIII - Doses aux premiers intervenants hospitalisés [2]

<i>Dose [mSv]</i>	<i>Effectif</i>	<i>Décès</i>
800-2100	41	0
2200-4100	50	1
4200-6400	22	7
6500-16 000	21	20
Total	134	28

Environ 600 000 liquidateurs furent impliqués dans la remise en état du site de Tchernobyl, dont 226 000 furent particulièrement exposés (*tableau IX*).

Tableau IX - Doses aux liquidateurs les plus exposés [2]

<i>Groupes</i>	<i>Nombre (1986)</i>	<i>Nombre (1987)</i>	<i>Dose moyenne (1986) [mSv]</i>	<i>Dose moyenne (1987) [mSv]</i>
<i>Equipes locales</i>	2358	4498	87	15
<i>BTP</i>	21 500	5376	82	25
<i>Transport</i>	31 021	32 518	6,5	27
<i>Militaires</i>	61 762	63 751	110	63
<i>Equipes d'autres centrales</i>		3458		9,3
Total et moyenne	226 242		62	

Au voisinage de la centrale, 220 000 personnes furent évacuées, ayant subi une irradiation moyenne externe de 20 mSv et une contamination interne d'environ 10 mSv efficaces, et 500 mGy à la thyroïde.

CONSÉQUENCES SANITAIRES : CANCERS ET MALFORMATIONS

Une augmentation importante des cancers de la thyroïde a été observée, à partir de 1990, chez les enfants âgés de moins de 15 ans ou *in utero* au moment de l'accident. Actuellement, près de 2000 cas de cancers de la thyroïde ont été dénombrés chez ces enfants. L'ensemble des tumeurs observées constitue un groupe différent du groupe des tumeurs spontanées de la thyroïde chez l'enfant. La forme dite papillaire est quasi exclusive et des mutations particulières d'un oncogène (RET) sont retrouvées plus fréquemment que dans les tumeurs spontanées. Dans l'ensemble, malgré des métastases fréquentes, le pronostic vital après traitement demeure bon. Parmi les patients traités en France [26], aucun décès n'est survenu.

Le cancer de la thyroïde est évitable dans la mesure où on peut limiter les doses à la thyroïde. La mesure la plus efficace est la prise d'iode stable avant que l'organisme

soit contaminé par l'iode radioactif. La distribution d'iode stable a été généralisée en Pologne, voisine de la Biélorussie, contribuant efficacement à la protection de la thyroïde chez l'enfant. Les millions de doses délivrées n'ont pas eu de conséquences iatrogènes regrettables.

Il n'a pas été observé d'augmentation des autres types de cancers dans aucun des groupes exposés ; en particulier il n'a pas été observé actuellement d'augmentation statistiquement significative des leucémies, ni chez les enfants, ni chez les liquidateurs. Une fréquence plus élevée de leucémies dans un groupe de liquidateurs laisse prévoir néanmoins une augmentation décelable dans le futur [2].

Compte tenu des doses reçues par l'ensemble de la population, aucune augmentation globale des cancers ne devrait être décelée, en dehors des cancers de la thyroïde dont l'excès continue de se manifester 15 ans après l'exposition, en particulier dans les classes d'âge les plus jeunes au moment de l'accident.

L'existence d'un registre en Biélorussie a permis de suivre l'évolution des malformations après avortement légal. Ces malformations dans leur ensemble résultent d'anomalies héréditaires et de troubles du développement de l'embryon. Il a été observé une augmentation significative des polydactylies, des anomalies des extrémités et des anomalies congénitales multiples dans les régions contaminées à plus de 15 Ci/km² (plus de 4 mSv/an) après 1986. Une augmentation d'autres anomalies a été observée ailleurs, sans relation avec l'exposition aux rayonnements. La désorganisation de l'économie locale et du mode de vie, les carences alimentaires, l'exposition à d'autres toxiques dans l'environnement sont des facteurs à prendre en considération pour établir une relation causale [2, annexe J]. Ce problème fait l'objet d'une investigation particulière dans le cadre d'une coopération internationale [27].

Après examen critique de l'ensemble des données scientifiques acquises dans les pays d'Europe touchés par le panache de Tchernobyl, le rapport 2000 de l'UNSCEAR conclut qu'aucune augmentation des cancers et affections congénitales n'est perceptible en dehors des régions de Biélorussie, d'Ukraine et de Russie.

AUTRES CONSÉQUENCES SANITAIRES

Un très grand nombre de pathologies non-spécifiques – asthénie, anémie, infections diverses, troubles cardio-vasculaires, pathologies digestives, troubles de la reproduction, troubles du comportement – ont été attribués à l'exposition aux rayonnements dans les pays de l'ex-URSS touchés par Tchernobyl. Dans leur très grande majorité ces symptômes sont retrouvés dans les situations de détresse sociale sans exposition aux rayonnements. Dans le cas des populations de la région, il n'existe pas en particulier de relation entre le niveau d'exposition et la manifestation de ces symptômes, l'hypothèse largement prévalente est donc d'en attribuer la cause au stress et la désorganisation économique et sanitaire et à la perturbation du mode de vie. La situation créée chez les évacués est en ce sens particulièrement démonstrative de la prudence avec laquelle il est nécessaire d'envisager les mesures d'évacuation [27].

Toutefois, dans le contexte actuel de la reconnaissance de pathologies du même type, tel le syndrome de fatigue chronique [28] ou celui de la guerre du Golfe [29], l'implication conjointe de facteurs propres au stress et à la présence de facteurs d'agression dans l'environnement reste une hypothèse à envisager. Le cas des survivants de Hiroshima et Nagasaki pose un problème à ce titre. On remarque en effet que la mortalité pour causes autres que le cancer est nettement liée à la dose, en particulier pour les effets cardio-vasculaires, et ceci dès le niveau de dose de 300 mSv [30]. Les mécanismes d'induction de ce type de pathologie ne sont pas identifiés. Une hypothèse récemment avancée [31] fait jouer à l'irradiation du cerveau un rôle particulier dans la sécrétion de facteurs de nature endocrine, par analogie avec des observations faites sur l'irradiation du bulbe olfactif chez les rongeurs qui conduit à une modulation importante des réactions au stress. Cette hypothèse s'appuie sur une relation entre le niveau d'exposition (entre 30 et 170 mGy) chez les liquidateurs et la survenue de troubles vasculaires, psychiques et endocrines [32]. Bien que l'hypothèse reste fragile et qu'elle ne soit pas vérifiée dans les groupes de patients en radiothérapie, il n'est pas à exclure qu'aux facteurs de stress liés à la situation sociale très perturbée soit surajoutée, pour quelques groupes exposés dans la gamme de la centaine de millisieverts, une réaction spécifique à l'irradiation. Cette hypothèse peut trouver des explications dans les réponses cellulaires à l'irradiation, notamment par les réponses de type « *bystander* », mais elle n'est pas envisageable pour les faibles débits de dose et pour les doses inférieures à 10 mSv [31].

22.5. IMPACT SANITAIRE DE L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE

Différentes composantes de l'industrie nucléaire contribuent à exposer l'homme, de l'extraction du minerai d'uranium à l'aval du cycle que constituent les rejets à l'environnement et l'entreposage des déchets puis leur stockage définitif ou réversible.

Ces différentes composantes sont identifiées et mesurées ou modélisées et font l'objet d'une mise à jour régulière dans les publications de l'UNSCEAR. Certaines des activités ont un impact essentiellement local, comme les résidus miniers, d'autres ont un impact régional, d'autres enfin un impact mondial en raison de la grande diffusibilité de la source radioactive et de la très longue période physique de certains isotopes.

L'exposition du public due à ces sources de radioactivité ajoutées à l'environnement ne peut dépasser une valeur limite fixée, en France, par le décret 2001-215 du 8 mars 2001 qui transpose en droit français cette partie de la directive européenne 96-29, à 1 mSv/an. Par ailleurs, toute activité créant une source d'exposition du public aux rayonnements ionisants est contrôlée par les services de l'Etat après autorisation ou déclaration selon le niveau considéré (voir le document 1420 du Journal Officiel de la République française).

Dans un certain nombre de cas, des controverses se sont élevées sur les niveaux réellement rencontrés au voisinage de certaines installations. D'une manière récurrente, l'installation Cogema de La Hague est soupçonnée d'exposer excessivement les populations du Cotentin, éventuellement d'être à l'origine de leucémies radio-induites chez les enfants. Cette situation a conduit les autorités sanitaires à réunir le Groupe de Radioécologie du Nord-Cotentin, groupe ouvert aux associations locales. Rendu public en juillet 1999, le rapport a confirmé les évaluations faites par les autorités nationales de contrôle et les évaluations de l'UNSCEAR : quels que soient les scénarios retenus concernant le mode alimentaire et le mode de vie, les niveaux d'exposition occasionnés par les installations autorisées n'atteignent pas les limites fixées par le législateur. Dans le cas de La Hague, les niveaux ont été évalués entre 0,005 et 0,060 mSv, selon les groupes considérés, des niveaux 500 fois inférieurs à ceux de l'irradiation naturelle ambiante (Ministère de l'Industrie, rapport DGEMP/san, 20/07/2001).

Les résidus stériles miniers constituent des sources potentielles d'exposition au radon et au radium éventuellement préoccupantes. Néanmoins, les évaluations faites récemment sur le site de Lodève montrent que le niveau moyen à 10 km alentour est contenu approximativement à 0,020 mSv [2, annexe C].

La seule situation actuelle de stockage des déchets en profondeur concernant la France est constituée par les sites de tirs souterrains en Polynésie française. Cette situation, créant un questionnement vif dans le Pacifique sud, à partir de 1995, a été expertisée après l'arrêt définitif des tirs en 1996 par un groupe international, sous l'égide de l'AIEA et avec la participation des experts australiens et néo-zélandais.

Différents scénarios ont été retenus, y compris l'effondrement de l'atoll à la mer ; les mesures de migration des éléments dans la roche dans les conditions thermiques existantes, la présence de fissures ont permis une modélisation du devenir du site ; l'impact local et régional résultant apparaît dans le **tableau X**.

Dans son commentaire, le groupe d'experts conclut à l'inutilité d'une surveillance radiologique du site, compte tenu des ordres de grandeurs rencontrés.

Les situations qui peuvent résulter d'un programme d'enfouissement des déchets sont de même nature. Quels que soient les scénarios, et ceci malgré la présence envisageable de déchets hautement radioactifs et hautement toxiques comme le plutonium 239, les doses résultantes après destruction des conteneurs et lente migration dans le milieu sont des doses très inférieures au millisievert, elles atteignent possiblement cette valeur dans quelques situations [33], en particulier en relation avec la présence de radium 226 naturel (voir le chapitre 20).

On voit apparaître dans les modèles décrivant l'exposition du public les contributions déterminantes d'éléments comme l'iode 129, le chlore 36 ou le césium 135, tous éléments de période physique de plusieurs millions d'années. Ces éléments ont une durée de vie telle qu'ils ne peuvent être incorporés à dose radiotoxique, leur seule contribution est une augmentation globale de la radioactivité ambiante, imperceptible en termes de doses individuelles.

Tableau X - Impact des sites militaires français polynésiens sur les doses locales et régionales dues aux déchets des tirs souterrains [source : site de AIEA, 1999]

Comparaison de doses de radiation [mSv/an]	
Doses dues à l'irradiation naturelle	
- Valeurs typiques	1-10
- Maximum	~ 100
- Moyenne	2,4
Doses naturelles à Mururoa et Fangataufa	1,4-3
Doses additionnelles dues aux résidus des explosions nucléaires	
- Valeur maximum à Tureia	< 0,0001
- Valeur moyenne à Mururoa et Fangataufa	< 0,01
- Maximum dans la région Kilo-Empereur à Fangataufa	~ 0,25
Dose additionnelle à Tureia après un glissement de terrain à Mururoa (année de référence)	0,007
Valeur recommandée par l'IAEA, nécessitant des mesures correctives	10

La durée de ces éléments autorise néanmoins un calcul de doses collectives impressionnantes, en cumulant l'ensemble mondial des doses sur des millions d'années et des milliards d'individus. De la même manière, on peut envisager la radiotoxicité potentielle de l'ensemble du plutonium 239 des déchets et calculer par une simple règle de 3 la dose qui en résulte sachant que, par exemple, 1 becquerel de plutonium inhalé engage une dose de 10^{-4} Sv tous les 70 ans.

Ces évaluations n'ont dans le premier cas aucune base scientifique validée, on retrouve en fait sous sa forme caricaturale la problématique des faibles doses car impliquant des doses individuelles infimes, et dans le deuxième cas aucune plausibilité écologique car aucun scénario ne peut envisager une telle éventualité de dispersion du toxique. Ce sont là deux des écueils que devraient éviter les modélisateurs lorsqu'ils proposent des solutions techniques aux problèmes d'acceptabilité sociale des déchets nucléaires [7].

RÉFÉRENCES

- [1] GHIASSI-NEJAD M., MORTAZAVI S.M.J., CAMERON J.R., NIROOMAND-RAD A. & KARAM P.A. –2002– Very high background radiation areas of Ramsar, Iran: preliminary biological studies. *Health Phys.* **82**(1), 87-93.
- [2] *Sources and effects of ionizing radiation*. UNSCEAR (United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation), Report to the general assembly with annexes, United Nations, 2000.

- [3] BERRINGTON A., DARBY S., WEISS H.A. & DOLL R. –2001– 100 years of observation on british radiologists: mortality from cancer and other causes 1897-1997. *Brit. J. Radiol.* **74**, 507-519.
- [4] *Sources and effects of ionizing radiation*. UNSCEAR (United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation), Report to the general assembly with annexes, United Nations, 1993.
- [5] Hereditary effects of radiation in *Sources and effects of ionizing radiation*. UNSCEAR (United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation), Report to the general assembly with annexes, United Nations, 2001.
- [6] Monographs on the evaluation of carcinogenic risks to human, in *Ionizing radiation*. IARC, vol. 75, Lyon, 2000.
- [7] Irradiation médicale, déchets, désinformation : un avis de l'Académie de médecine. Commission XIII, *Bulletin de l'Académie de médecine*, mars 2002.
- [8] CARDIS E. *et al.* –1995– Effects of low doses and low dose rates of external ionizing radiation: cancer mortality among nuclear industry workers in three countries. *Radiat. Res.* **142**(2), 117-132.
- [9] TUBIANA M. –1999– Apports des données humaines à la compréhension de la carcinogenèse. *CR Acad. Sci. Paris, Sciences de la vie* **322**, 215-224.
- [10] KELLERER A.M. & NEKKOLA E. –1997– Neutron versus gamma-ray risk estimates. Inferences from the cancer incidence and mortality data in Hiroshima. *Radiat. Environ. Bioph.* **36**(2), 73-83.
- [11] CRUMP K.S., KREWSKI D., ZIELINSKI J.M., DUPORE P. & MOOLGAVKAR S.H. –2002– A meta analysis of evidence for hormesis in radiation carcinogenesis. Soumis à *J. Toxicol. Environ. Health*.
- [12] BURNS F.J. & ALBERT R.E. –1986– Dose-response for radiation-induced cancer in rat skin, in BURNS F.J., UPTON A.C. & SILINI G. (Eds), *Radiation carcinogenesis and DNA alterations*, Kluwer Academic/Plenum Publishers, Lifes Sciences, Dordrecht, Boston, New-York, 51-70.
- [13] BARCELLOS-HOFF M.H. & BROOKS A.L. –2001– Extracellular signaling through the microenvironment: a hypothesis relating carcinogenesis, bystander effects, and genomic instability. *Radiat. Res.* **156**(5 Pt 2), 618-627.
- [14] KÖTELES G.J., BOJTOR I., BOGNAR G. & OTOS M. –2000– Lymphocyte response in human population and its antioxidant protection against low doses of ionizing radiation, in *The effects of low and very low doses*. Wonuc Conference, Elsevier, Amsterdam, 295-304.
- [15] Masse R. & Bourguignon M. –2000– Les cancers professionnels, in *Rayonnements ionisants*. PAIRON, BROCHARD, LE BOURGEOIS, RUFFIÉ (Eds), Margaux Orange, Paris, 53-64.
- [16] MOTHERSILL C. & SEYMOUR C. –1997– Lethal mutations and genomic instability. *Int. J. Radiat. Biol.* **71**(6), 751-758.
- [17] FEINENDEGEN L.E. & POLLYCOVE M. –2001– Biologic responses to low doses of ionizing radiation: detriment versus hormesis. *J. Nucl. Med.* **42**(7), 18-27.

- [18] BENNETT C.B., LEWIS L.K., KARTHIKEYAN G., LOBACHEV K.S., JIN Y.H., STERLING J.F., SNIPE J.R. & RESNICK M.A. –2001– Genes required for ionizing radiation resistance in yeast. *Nat. Genet.* **29**(4), 426-434.
- [19] POLLYCOVE M. & FEINENDEGEN L.E. –2001– Biologic responses to low doses of ionizing radiation: detriment versus hormesis. Part 2, *J. Nucl. Med.* **42**(9), 26-32.
- [20] JOINER M.C., LAMBIN P. & MARPLES B. –1999– Adaptive response and induced resistance. *C.R. Acad. Sci. Paris, Sciences de la vie* **322**, 167-175.
- [21] MOTHERSILL C., STAMATO T.D., PEREZ M.L., CUMMINS R., MOONEY R. & SEYMOUR C.B. –2000– Involvement of energy metabolism in the production of « bystander effects » by radiation. *Brit. J. Cancer* **82**(10), 1740-1746.
- [22] LEWIS D.A., MAYHUGH B.M., QIN Y., TROTT K. & MENDONCA M.S. –2001– Production of delayed death and neoplastic transformation in cgl1 cells by radiation-induced bystander effects. *Radiat. Res.* **156**(3), 251-258.
- [23] NÉNOT J.C. –1998– *Radiation accidents: lessons learnt for future radiological protection.* *Int. J. Radiat. Biol.* **73**(4), 435-442.
- [24] LUAN Y.C., CHEN W.L. & WANG W.K. –2000– The experiences in practicing of the radiation protection measures based on ICRP recommendations in Taiwan, in *The effects of low and very low doses of ionizing radiation.* Excerpta medica, Wonuc Ed., Elsevier, Amsterdam, 507-512.
- [25] TSYB A.F., IVANOV V.K. (Russia), OSTAPENKO V.A. (Belorussia), BEBESHKO V.G., BOBYLEVA O.A. (Ukraine) & TIRMARCHE M. (France) –2001– *Health effects of the Chernobyl accident.* Doc AIEA.
- [26] AURENGO A. –2001– Tchernobyl : quelles conséquences sanitaires ? *La jaune et la rouge* **569**.
- [27] *The human consequences of the Chernobyl nuclear accident . A strategy for recovery.* Chernobyl Report-Final-240102, UNDP and UNICEF with the support of UN-OCHA and WHO, 25/01/2002.
- [28] CLARK C. *et al.* –2002– Chronic fatigue syndrome: a step towards agreement. *Lancet* **12;359**(9301), 97-98.
- [29] JONES E. *et al.* –2002– Post-combat syndromes from the Boer war to the Gulf war: a cluster analysis of their nature and attribution. *Brit. Med. J.* **324**, 321.
- [30] SHIMIZU Y., PIERCE D.A., PRETSON D.L. *et al.* –1999– Studies of the mortality of atomic bomb survivors. Non cancer mortality: 1950-1990. *Radiat. Res.* **152**, 374-389.
- [31] BARNES J.G. –2001– Sensitivity syndromes related to radiation exposures. *Med. Hypotheses* **57**(4), 453-458.
- [32] IVANOV V.K., MAKSIUTOV M.A., CHEKIN S.Y., KRUGLOVA Z.G., PETROV A.V. & TSYB A.F. –2000– Radiation-epidemiological analysis of incidence of non-cancer diseases among the Chernobyl liquidators. *Health Phys.* **78**(5), 495-501.
- [33] DAUTRAY R. –2001– *L'énergie nucléaire civile dans le cadre temporel des changements climatiques.* Rapport à l'Académie des sciences, Tec & Doc, 329 p.

SIXIÈME PARTIE

LE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE

23 - LA PRODUCTION ET LE STOCKAGE ÉLECTROCHIMIQUES DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Jean-François FAUVARQUE

La production et le stockage de l'énergie électrique sous forme électrochimique est ancienne et leurs caractéristiques générales sont rappelées (capacité, puissance, f.e.m.). La possibilité d'obtenir de nombreux cycles (charge-décharge) est également traitée. Tous ces aspects sont pris en compte pour conclure sur l'intérêt de ces énergies électrochimiques dans les divers contextes.

<i>23.1 Historique</i>	<i>499</i>
<i>23.2 Caractéristiques générales</i>	<i>501</i>
<i>23.3 Constitution</i>	<i>501</i>
<i>23.4 Force électromotrice</i>	<i>503</i>
<i>23.5 Cyclabilité</i>	<i>506</i>
<i>23.6 Conclusions</i>	<i>509</i>

23.1. HISTORIQUE

Est-il besoin de rappeler que le générateur électrochimique fut la seule méthode commode de production de courant pendant la période 1800-1875, avant la mise en service de la « machine dynamo-électrique » inventée par Zénobe GRAMME en 1872 ? On doit notamment à son utilisation la découverte de plusieurs éléments par électrolyse, des expériences en faveur de la théorie atomique, la découverte des lois de l'électricité et de l'électromagnétisme, puis la mise en service du télégraphe et le développement industriel des traitements électrochimiques de surface (galvanoplastie, dorure, argenture...).

Ce fut VOLTA qui publia en 1800 que l'association de deux métaux différents et d'un conducteur de seconde espèce (un électrolyte) produisait du fluide électrique et que la mise en série (empilement) de tels générateurs augmentait la force du fluide électrique. De 1800 à 1835, la majeure partie des piles était constituée par le couple zinc/argent ou zinc/cuivre en milieu légèrement acide. Le fonctionnement

de ces piles était rapidement limité par des phénomènes de « polarisation » aux électrodes. Il fallut attendre les travaux de FARADAY qui publia, en 1833, les lois de l'électrolyse pour que les savants de l'époque puissent concevoir des piles « impolarisables ». Le point de départ fut donné par Antoine BECQUEREL, en 1829 : « la pile porte avec elle la cause des diminutions qu'éprouve continuellement l'intensité du courant électrique, car dès l'instant qu'elle fonctionne, il s'opère des décompositions et des transports de substances qui polarisent les plaques de façon à produire des courants en sens inverse du premier : l'art consiste à dissoudre les dépôts à mesure qu'ils se forment avec des liquides convenablement placés ». Dans son mémoire, A. BECQUEREL présentait la première pile impolarisable, constituée par une lame de cuivre plongeant dans une solution de nitrate de cuivre et par une lame de zinc plongeant dans une solution de nitrate de zinc, les deux solutions étant séparées par une baudruche. Cette pile fut transformée, en 1836, par John F. DANIELL qui lui donna une forme cylindrique et utilisa un séparateur en porcelaine poreuse avec des solutions de sulfate. En 1839, William R. GROVE découvrit le principe de la pile à combustible hydrogène oxygène et présenta, à l'Académie des sciences de Paris, une pile de petites dimensions capable de fournir des intensités supérieures à celles de toutes les piles connues à l'époque. Les compartiments séparés par de la porcelaine poreuse étaient constitués d'une lame de zinc amalgamé, plongeant dans de l'acide sulfurique pour le pôle négatif, et d'une lame de platine, plongeant dans de l'acide nitrique concentré pour le pôle positif. En 1841, Robert W. BUNSEN apporta une amélioration décisive à la pile de GROVE en remplaçant le platine par des électrodes de carbone préparées en mélangeant de la poudre de charbon de cornue et du goudron, puis moulées et cuites au four. La pile BUNSEN fournissait des courants importants sous 2 V et fut largement utilisée dans l'industrie jusqu'en 1875, malgré l'émission désagréable de vapeurs nitreuses produites par la réduction de l'acide nitrique. La pile BUNSEN était en quelque sorte une pile à combustible car ses constituants, produits industriels relativement bon marché, étaient remplacés après consommation. En 1859, Gaston PLANTÉ réalisa le premier accumulateur électrochimique pratique à base de plomb et d'acide sulfurique, destiné à l'époque à agir comme transformateur de puissance ou de tension. En 1868, Georges LECLANCHÉ breveta l'utilisation d'un dépolarisant solide : le bioxyde de manganèse. Un autre modèle de pile à dépolarisant solide fut introduit en 1882, par LALANDE et CHAPERON, utilisant une solution de potasse comme électrolyte, du zinc amalgamé à la négative et de l'oxyde de cuivre à la positive. Ce système était rechargeable et constitua le point de départ des générateurs alcalins mis au point, en 1902, par Waldemar JUNGNER en compétition avec Thomas EDISON.

Les piles à anode de lithium apparurent en 1960. Après plus de 10 ans de recherches mondiales, ce fut le japonais SONY qui introduisit le premier sur le marché, en 1990, l'accumulateur Li/ion. L'accumulateur Ni/MH est commercialisé depuis 1990.

23.2. CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES

La mise en service des générateurs tournants permet d'obtenir des courants beaucoup plus importants à des prix bien plus faibles. L'utilisation des générateurs électrochimiques fut donc rapidement limitée à certains usages particuliers liés à leurs caractéristiques.

La première caractéristique du générateur électrochimique est en effet l'autonomie. Il est utile et utilisé quand la connexion au réseau est impossible ou trop onéreuse. C'est le cas des systèmes mobiles, véhicules électriques par exemple, et des systèmes portatifs ou portables (téléphone).

La deuxième caractéristique des piles et accumulateurs actuels est la disponibilité. L'énergie est immédiatement disponible sans délai de mise en route, généralement en un temps inférieur à la milliseconde, imposé par la self-inductance du circuit. C'est une des raisons de leur utilisation comme générateurs de secours.

La troisième caractéristique des générateurs actuels est la souplesse. Dans la limite de leur puissance maximum, ils adaptent instantanément la valeur du courant à la puissance demandée. Comme pour tout générateur de courant, la puissance maximum est obtenue quand la résistance du circuit extérieur est égale à celle du générateur. A ce stade, le rendement énergétique n'est plus que de 50% et le fonctionnement du générateur est instable. Le fonctionnement normal d'un générateur se situe en général à la moitié de la puissance maximale, au-dessus les pertes sont importantes et le générateur chauffe, au-dessous le générateur est surdimensionné en puissance. Dans les piles, cette qualité est liée à la passivation des métaux formant l'anode.

La quatrième caractéristique des générateurs électrochimiques est la discrétion. Sans pièces tournantes, ils fonctionnent sans bruit ; fermés, ils n'émettent pas de polluant et généralement ne font l'objet d'aucun entretien ou de peu d'entretien. Cette qualité n'est plus conservée intacte dans les piles à combustible. Dans ce cas, en effet, le système gère des flux et adapte les flux de combustible et de comburant à l'entrée à la puissance demandée, tout en évacuant les produits de réaction et la chaleur produite.

23.3. CONSTITUTION

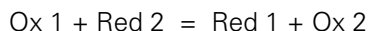
Revenons sur le fonctionnement d'un générateur électrochimique élémentaire. Il comprend des collecteurs de courant, conducteurs électroniques exclusivement, des masses actives et un séparateur, conducteur ionique exclusivement. La masse active positive est constituée par un couple rédox 1, majoritairement à l'état oxydé

lorsque le générateur est chargé. Son potentiel en circuit ouvert est normalement donné par la loi de NERNST :

$$E = E^{\circ} + RT/nF \ln[(Ox 1)/(Red 1)]$$

et fixe celui du collecteur de courant positif. La masse active négative est formée par un couple rédox 2, majoritairement à l'état réduit quand le générateur est chargé, son potentiel en circuit ouvert fixe celui du collecteur de courant négatif à une valeur inférieure à celui du collecteur positif. Entre les deux masses actives, un séparateur doit permettre le passage du courant électrique, mais pas celui des électrons, faute de quoi la masse oxydante oxyderait la masse réduite, le système serait en court-circuit et s'autodéchargerait. Le séparateur est donc exclusivement conducteur ionique. Le séparateur doit également empêcher la diffusion ou le transport de matière qui provoquerait une autodécharge du générateur ou sa mise en court-circuit (problème de l'argent colloïdal dans les accumulateurs zinc/oxyde d'argent). Pour cette raison, les masses actives sont généralement des solides.

Si le circuit extérieur est fermé sur une résistance, la masse positive est mise en contact résistant avec la masse négative et son potentiel s'abaisse par rapport à sa position d'équilibre, elle devient cathode et fournit des électrons à la masse positive qui se réduit. Simultanément, le potentiel de la masse négative augmente par rapport à son potentiel d'équilibre, elle devient anode et extrait des électrons de la masse négative qui s'oxyde. Les réactions inverses se produisent à la recharge si le générateur est rechargeable. La réaction chimique globale s'écrit :



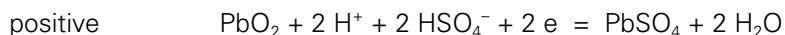
Il lui correspond une variation d'énergie libre ΔG négative (pouvant dépendre de l'état de charge des masses actives), liée au potentiel en circuit ouvert par la relation :

$$E = -\Delta G/nF$$

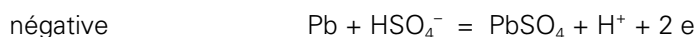
valide si les potentiels des masses actives suivent la loi de NERNST.

La mesure des tensions en circuit ouvert constitue d'ailleurs une excellente mesure des potentiels chimiques.

Lors du fonctionnement d'une masse active, sa charge est modifiée par l'arrivée ou le départ d'électrons. Cette modification de charge doit obligatoirement être compensée par le départ ou l'arrivée d'ions. Dans le cas de l'accumulateur au plomb, par exemple, nous avons :



au cours de la décharge, cette masse active consommera des H^+ apportés par migration ionique à partir de l'acide sulfurique contenu dans le séparateur,



Au cours de la décharge, cette masse active consommera les ions hydrogéné-sulfate et expulsera les ions H^+ vers la masse positive (le transport du courant par les ions sulfate est relativement faible).

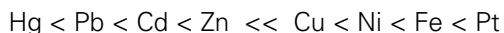
Les masses actives doivent donc présenter une double conduction : **ionique et électronique**, cette exigence de double percolation est contraignante et ne permet pas de réaliser des générateurs avec n'importe quel couple rédox. PbO_2 est conducteur électronique et imprégné d'acide sulfurique conducteur ionique. MnO_2 et NiOOH sont conducteurs électroniques, et conducteurs ioniques par H^+ intercalé (par Li^+ intercalé pour Li_xNiO_2).

23.4. FORCE ÉLECTROMOTRICE

Il est difficile dans l'eau de conserver des masses actives à un potentiel très supérieur à celui de l'oxydation de l'eau en oxygène ; l'oxyde de plomb PbO_2 fait exception avec un potentiel rédox standard de 1,7 V en milieu sulfurique.

Les masses actives positives sont souvent des oxydes métalliques dont les potentiels rédox standards sont situés au voisinage du potentiel d'oxydation de l'eau (MnO_2 , NiOOH , HgO , AgO , Li_xCoO_2 ...). Chauffés, ces composés libèrent de l'oxygène, ce qui peut limiter leur température d'utilisation.

Les masses actives négatives contiennent souvent des métaux plus réducteurs que l'hydrogène. Leur stabilité en milieu aqueux est conditionnée par la vitesse de réduction de l'eau en hydrogène à leur surface, et par leur capacité à se passiver de façon réversible. Les courants d'échange de la réduction du proton en hydrogène croissent dans l'ordre :



Dans l'eau, la réduction des protons au contact du métal produit des ions hydroxyle qui passivent le zinc de façon réversible. Ce métal est particulièrement bien adapté à la réalisation des masses actives négatives des piles. Il y a quelques années sa stabilité vis-à-vis de l'eau était améliorée par amalgamation, ce qui est maintenant interdit. Si le zinc est en contact avec une particule d'un métal tel que Cu, Ni ou Fe, l'hydrogène se dégage sur ce métal et le zinc se corrode. Ce point doit être particulièrement surveillé lors de la fabrication des piles. Malheureusement la solubilité du zinc en milieu acide ou basique nuit à sa cyclabilité et les constructeurs ne savent toujours pas fabriquer des accumulateurs à base de zinc qui cyclent bien. Les accumulateurs aqueux utilisent du plomb en milieu acide ou du cadmium en milieu alcalin. On ne sait pas bien utiliser en milieu aqueux les métaux comme le magnésium ou l'aluminium qui se passivent ou se corrodent trop facilement selon les conditions (sauf en piles amorçables dont on n'arrête pas le fonctionnement).

En milieu non-aqueux, le lithium, le plus léger et le plus électropositif des métaux, joue un rôle semblable. Une couche de passivation, perméable aux ions lithium, se forme à sa surface et empêche sa dissolution quand la pile ne fonctionne pas. La force électromotrice des générateurs au lithium peut atteindre 4 V.

Chaque générateur électrochimique est caractérisé par une courbe de décharge et par une courbe de polarisation.

23.4.1. CAPACITÉ

Un générateur électrochimique est caractérisé par sa tension nominale et par sa capacité en Ah. Dans un générateur bien conçu, le volume et la masse seront occupés principalement par les masses actives, souvent épaisses par rapport aux collecteurs de courant et au séparateur. La capacité d'un générateur est habituellement limitée par celle d'une des deux masses actives. Il est rare que cette capacité soit équilibrée au montage, ou le reste au cours du cyclage s'il s'agit d'un accumulateur. Dans une pile LECLANCHÉ, le boîtier est en zinc, donc surcapacitif par rapport au bioxyde de manganèse. Dans la pile alcaline, au contraire, c'est la masse de zinc qui limite la capacité ; quand elle est usée, il n'y a plus de risque de formation d'hydrogène et donc plus de risque d'ouverture avec fuite d'électrolyte. Dans les accumulateurs étanches au plomb, ou alcalins, la masse négative est surcapacitive pour permettre la recombinaison d'oxygène lors de la surcharge sans risque de dégagement d'hydrogène.

La capacité massique la plus élevée des générateurs commerciaux est celle du couple Li/SOCl_2 , avec plus de 500 Wh/kg et plus de 1000 Wh/L. Cette capacité est souvent considérée comme faible par rapport à l'énergie thermique contenue dans un hydrocarbure, 10 kWh/kg. Mais un hydrocarbure ne produit pas seul de l'énergie électrique ! Avec la masse d'oxygène nécessaire à la combustion, l'énergie tombe à 2 kWh/kg soit, au mieux, 1000 Wh/kg avec un rendement de 50%, sans compter la masse du moteur. Que dire si on compte le volume ! ou la masse d'air ! Dans le cas des vols spatiaux, l'énergie est assurée par des piles à combustible et non par des moteurs thermiques, et en cas de besoin d'énergie de secours par des piles Li/SOCl_2 .

Pour l'électronique portable, l'énergie volumique compte plus que l'énergie massique. Les piles boutons zinc/air des prothèses auditives dépassent 1000 Wh/L, les piles zinc/air sont relativement économiques mais leur puissance est limitée par celle de l'électrode à air. Les piles boutons classiques sont des piles alcalines zinc/oxyde d'argent, relativement coûteuses. Les piles les plus courantes sont les piles alcalines Zn/MnO_2 , et les piles au lithium Li/MnO_2 (3 V) et Li/FeS_2 (1,5 V) utilisées par exemple en photographie.

Les capacités des accumulateurs sont sensiblement plus faibles que celles des piles, environ 150 Wh/kg pour l'accumulateur Li/ion , 70 Wh/kg pour Ni/MH , 50 Wh/kg pour Ni/Cd , 35 Wh/kg pour le plomb. Il existe un facteur 3 à 7 entre les capacités théoriques du couple et la réalisation pratique en batterie d'accumulateur. Il ne paraît pas raisonnable que l'on puisse dépasser prochainement 200 Wh/kg, objectif des accumulateurs lithium/polymère. Des éléments expérimentaux sodium/soufre ont atteint 250 Wh/kg.

Les capacités volumiques sont plus importantes, voisines de 300 Wh/L pour Li/ion et Ni/MH développé spécifiquement pour leur capacité volumique élevée.

Les rendements de stockage de l'énergie varient selon les accumulateurs et les conditions d'utilisation, les rendements faradiques des accumulateurs aqueux peuvent atteindre 90%, il est pratiquement de 100% pour l'accumulateur Li/ion très peu sujet à l'autodécharge. Les rendements énergétiques dépendent naturellement des procédures de charge choisies. En limitant les surtensions à 10% de la tension nominale, on obtiendra un rendement énergétique voisin de 80%.

Actuellement, les énergies renouvelables utilisent presque exclusivement les batteries au plomb pour le stockage de l'énergie, en raison principalement de leur coût, au maximum 150 euros par kilowattheure stocké. Ces batteries sont malheureusement sensibles aux usages abusifs et leur durée de vie est souvent bien inférieure à celui du dispositif générateur, photovoltaïque par exemple.

23.4.2. PUISSANCE

La puissance maximum que peut fournir un générateur de tension E et de résistance interne R vaut $E^2/4R$. La puissance des générateurs électrochimiques dépend de nombreux facteurs, notamment la conduction ionique et électronique des masses actives, variables avec l'état de charge, la résistance ionique du séparateur, la surface des collecteurs de courant par rapport au volume des masses actives. La construction spiralée, avec une grande surface de séparateur, améliore la puissance spécifique au détriment de la capacité. Il est fréquent d'ajouter des conducteurs électroniques (graphite) aux masses actives dont la conduction électronique est faible (MnO_2). La diminution de l'épaisseur du séparateur augmente la puissance au détriment du risque de court-circuit et de l'autodécharge. La conductivité des électrolytes baisse en général beaucoup avec la température, avec parfois un risque de solidification. Les générateurs qui consomment leur électrolyte voient leur puissance beaucoup diminuer avec l'état de charge (pile LECLANCHÉ, batterie au plomb).

Les générateurs les plus puissants fonctionnent sous des densités de courant de l'ordre de 1 A/cm².

La pile alcaline Zn/MnO_2 est relativement puissante. L'accumulateur alcalin zinc/oxyde d'argent, cyclable une vingtaine de fois, est très puissant et capacitif. Les grosses piles de puissance doivent être refroidies avec circulation de l'électrolyte dans des radiateurs, c'est le cas des piles propulsant les torpilles de 70 kW et plus, piles $Li/SOCl_2$ à circulation d'électrolyte, piles aluminium/oxyde d'argent amorçables à l'eau de mer.

Réversibles, les accumulateurs sont toujours relativement puissants. L'accumulateur au plomb est utilisé principalement pour cet usage (démarrage des automobiles). L'accumulateur courant le plus puissant est l'accumulateur cadmium/nickel, utilisé pour cela dans les outils portables ; il conserve une bonne puissance à froid,

mais chauffe assez fort à la décharge (point thermoneutre 1,45 V pour une tension nominale de fonctionnement de 1,2 V). Il est utilisé pour le démarrage des avions et des hélicoptères. Une batterie-aviation de 40 Ah - 24 V pèse 38 kg et peuvent fournir 1600 A sous 18 V.

La puissance spécifique des accumulateurs Li/ion est élevée, car leur tension est élevée et leur résistance interne faible, par construction. Il ne faut pas oublier que faire fonctionner un accumulateur en permanence à fort régime provoque inévitablement un échauffement important. C'est un problème sérieux pour le fonctionnement des accumulateurs dans les véhicules hybrides.

Les supercondensateurs à double couche électrochimique stockent relativement peu d'énergie (0,1 à 5 Wh/kg), mais peuvent être construits très puissants (1 à 10 kW/kg), car il n'y a pas de transfert d'électrons qui ajoute une résistance de transfert aux chutes ohmiques. Ils présentent l'avantage d'une cyclicité théoriquement infinie.

23.5. CYCLABILITÉ

La cyclabilité impose en pratique l'utilisation de masses actives solides. Les batteries sodium/soufre et sodium/chlorure de nickel, qui utilisent du sodium liquide et un séparateur en alumine béta, conductrice par ion sodium, sont des exceptions. Lorsque, à la décharge, une électrode de zinc se dissout dans la potasse pour former des ions zincates solubles, à la recharge, le métal zinc n'aura aucune raison de se redéposer à l'endroit où il s'est dissous. Il se produira au mieux une modification de la forme de l'électrode avec compaction du zinc et suppression de la percolation ionique, au pire une croissance dendritique du zinc qui traversera le séparateur et provoquera un court-circuit. Les électrodes métalliques des accumulateurs sont donc des électrodes de seconde espèce, qui forment un produit insoluble à la décharge : plomb/sulfate de plomb, cadmium/hydroxyde de cadmium. La cyclabilité varie en général en raison inverse de la solubilité des masses actives, positives ou négatives. Lorsque le fonctionnement de la masse active passe par la dissolution d'une espèce active (ion Pb^{2+} par exemple), la puissance du générateur sera directement liée à sa solubilité. Puissance et cyclabilité varieront donc en sens inverse dans la série des accumulateurs alcalins Zn/NiOOH , Cd/NiOOH , Fe/NiOOH .

La respiration des masses actives constitue un facteur important au manque de cyclabilité. La densité du plomb vaut environ 13, celle du sulfate de plomb environ 6 et celle de l'oxyde de plomb environ 9. Les plaques gonflent à la décharge, il faut éviter à la recharge que le contact électrique soit rompu entre la masse active qui diminue de volume et le collecteur de courant. Les composés d'intercalation présentent en général des variations limitées de volume spécifique en fonction de l'état de charge et cyclent bien. C'est le cas du couple NiOOH/Ni(OH)_2 , dont le

fonctionnement électrochimique correspond à une intercalation de proton entre des feuillets d'oxyde de nickel dont la structure de base est conservée quelque soit l'état de charge. La durée de vie des électrodes de nickel est donc en général bien meilleure que celle des électrodes de cadmium. Dans le cas des hydrures métalliques, leur cyclabilité est liée d'une part aux variations de volume entre la phase hydrure et la phase non-hydrurée et d'autre part à la corrosion de la phase métallique. La meilleure cyclabilité des accumulateurs alcalins est obtenue avec une électrode négative à gaz hydrogène. L'accumulateur nickel/hydrogène haute pression est utilisé sur les satellites géostationnaires (durée de vie 15 ans) en raison de leur grande fiabilité, cyclabilité, capacité et puissance élevée. Mais leur capacité volumique est faible et leur coût très élevé. La cyclabilité de l'accumulateur Li/ion est élevée car son fonctionnement correspond à une désintercalation du lithium d'une électrode de carbone graphité pour aller s'intercaler dans une structure d'oxyde métallique.

Chaque type d'accumulateur présente en outre des dégradations spécifiques au cyclage, mais le plus important est de respecter les conditions d'utilisation. L'accumulateur au plomb est très sensible aux usages abusifs, l'accumulateur cadmium/nickel très robuste. L'accumulateur Li/ion cycle très bien si on évite la surcharge, la surdécharge ou les incursions dans des plages de températures trop élevées ou trop basses.

En prenant un coût de 150 euros par kilowattheure stocké et 2000 cycles potentiels, on obtient un surcoût d'investissement de 0,08 euros par kilowattheure, comparable au coût du kilowattheure fourni par le réseau. Le stockage électrochimique de l'énergie électrique se justifie donc pour récupérer des énergies « gratuites » (photovoltaïque, éolienne...) dont la production est déphasée par rapport à l'utilisation, ou pour stocker en heures creuses de l'électricité excédentaire, utilisés en heures pleines au moment où son coût serait élevé et sa disponibilité aléatoire, sans oublier, bien sûr, les systèmes autonomes ou portables.

23.5.1. LES PILES À COMBUSTIBLE (0,6 À 0,8 V PAR ÉLÉMENT)

La majeure partie des générateurs examinés jusqu'ici étaient des systèmes fermés. Les piles à combustible sont des systèmes ouverts où il convient d'adapter les flux d'entrée (combustible, comburant) et de sortie (produits, chaleur) à la puissance électrique demandée.

Ces systèmes de fourniture d'énergie électrique diffèrent des batteries citées ci-dessus, dans la mesure où l'énergie n'est ici pas stockée dans les électrodes (**matières actives**), mais dans des réactifs qui sont apportés au fur et à mesure des besoins de la pile (**commandés par les besoins de l'utilisateur**). L'avantage essentiel de ces systèmes est de dissocier la « fonction puissance » de la « fonction énergie » ; il est ainsi possible d'optimiser le cœur de pile pour la puissance,

l'énergie étant apportée par la quantité de réactifs transportée dans des réservoirs appropriés. Ces réactifs sont classiquement des fluides, généralement de l'hydrogène pour l'électrode négative alors qu'à la cathode, celle-ci utilise l'oxygène présent dans l'air environnant, qui n'est donc pas transporté. Cette fois, l'avantage paraît être à l'hydrogène (40 kWh/kg) par rapport aux hydrocarbures, mais c'est oublier que les meilleures façons de stocker l'hydrogène ont une capacité de l'ordre de 7%. L'avantage principal de la pile à combustible est double : elle produit de l'eau non-polluante ; son rendement énergétique est très élevé, notamment en cogénération. Bien sûr, à puissance maximum, le rendement électrique sera inférieur à 50%, mais à basse puissance il peut atteindre et dépasser 70%, bien supérieur à celui des moteurs thermiques.

Les difficultés associées aux piles à combustible sont la complexité des électrodes à gaz : à la double percolation ionique et électronique doit s'ajouter une percolation gazeuse, et le mauvais fonctionnement de l'électrode à air qui présente une surtension élevée, surtout à basse température, même en utilisant des catalyseurs à base de métaux nobles.

Dans les applications aux transports particuliers, la seule technologie qui apparaît utilisable actuellement est celle des piles à membrane dites « PEMFC » notamment. En effet, l'utilisation d'un électrolyte solide, conducteur ionique sélectif, permet d'éviter le noyage et l'assèchement des électrodes liés aux modifications de régime. La puissance massique du cœur de pile est dans ce cas de l'ordre de 500 W/kg, mais son coût du kilowattheure reste encore trop élevé pour observer une généralisation de ce type de système. Les coûts les plus importants sont ceux de la membrane (en polymère perfluoré pour résister à l'oxydation) et ceux des plaques bipolaires qui assurent la jonction électrique entre éléments, mais aussi l'arrivée et la distribution des gaz, l'évacuation de l'eau et de la chaleur.

Dans le domaine stationnaire, d'autres filières existent comme celle à l'acide phosphorique fonctionnant vers 200°C, celle comportant des carbonates fondus fonctionnant vers 700/850°C, celles à électrolyte composé d'oxydes conducteurs ioniques fonctionnant à 850/1000°C. L'avantage de ces deux derniers systèmes est qu'ils permettent l'utilisation d'à peu près n'importe quel carburant, mais ne sont envisageables facilement que pour de gros systèmes.

Actuellement, seules les piles alcalines sont commercialisées, toutes les autres sont à l'état de piles de démonstration ou en développement. Mais les usines de production de PEMFC devraient commencer à produire en 2002.

23.5.2. SYSTÈMES RÉDOX

Comme les piles à combustible, les systèmes rédox sont des systèmes ouverts. Ils ont pour objectif de stocker l'énergie électrique excédentaire sous forme de fluides contenus dans des réservoirs adaptés et de la restituer à la demande. Théorique-

ment un dispositif électrolysant l'eau, et capable de fonctionner comme pile à combustible en transformant l'hydrogène et l'oxygène, constitue un système rédox. Actuellement on ne sait pas électrolyser l'eau efficacement à moins de 2 V par élément et récupérer beaucoup mieux que 0,7 V par élément, soit un rendement énergétique voisin de 30%. Les systèmes rédox ont pour ambition de faire beaucoup mieux, 70% et plus. Les systèmes zinc/chlore et zinc/brome ont été largement étudiés aux USA, le chlore étant stocké sous forme d'hydrate de chlore solide et le brome sous forme de tribromure d'ammonium quaternaire. D'autres systèmes envisagent le chlorure chromeux à la négative et d'autres des composés du vanadium à la positive comme à la négative. Il n'y a pas encore de systèmes commercialisés.

23.6. CONCLUSION

Les systèmes électrochimiques permettent des applications dans divers domaines de la vie économique, notamment dans les applications aux transports lourds ou légers.

Suivant l'application considérée, les accumulateurs, la pile à combustible et les supercondensateurs sont plus ou moins bien adaptés et le choix, ainsi que leur association, doivent être effectués en fonction des objectifs qui doivent être privilégiés pour chacune de ces applications.

En tout état de cause, les systèmes électrochimiques présentent la propriété remarquable de pouvoir transformer de l'énergie chimique en énergie électrique et réciproquement, et ce dans des conditions voisines de la réversibilité thermodynamique, sans émission de polluant, sans nuisances sonores et très peu de conditions de maintenance. Leur coût, relativement élevé, limite encore leur utilisation à des applications particulières.

24 - LES PILES À COMBUSTIBLE

Thierry ALLEAU

La pile à combustible a déjà été rapidement abordée dans le chapitre précédent. Elle est traitée ici dans tous ses aspects, du fonctionnement aux divers types. Les productions et applications sont décrites.

24.1 Un peu d'histoire...	511
24.2 Le principe de fonctionnement	512
24.3 De la cellule au module	514
24.4 Les différents types de piles à combustible	514
24.5 L'état d'avancement des diverses filières de piles à combustible	516
24.6 Le problème du combustible	520
24.7 Les grands domaines d'applications de la pile à combustible	521
24.8 La production collective et industrielle	526
24.9 La production individuelle	527

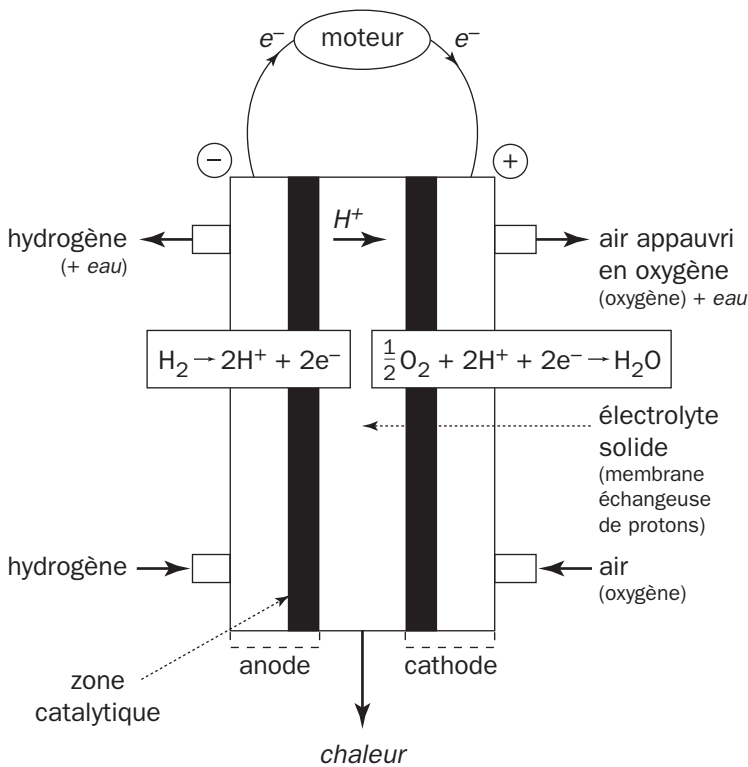
24.1. UN PEU D'HISTOIRE...

Après que Henry CAVENDISH ait identifié, vers 1760, les principales caractéristiques de l'hydrogène, c'est en 1839 que l'anglais William GROVE découvre accidentellement le principe de la pile à combustible, en travaillant sur l'électrolyse de l'eau et en constatant qu'un électrolyseur constitué de deux électrodes de platine plongées dans de l'acide sulfurique pouvait se comporter de manière réversible. Devant le manque de performances et le développement de technologies concurrentes, cette technique fut mise en sommeil jusque vers 1930, quand les travaux de F.T. BACON lui permirent de gagner en performances et en crédibilité. Mais le véritable démarrage date du début des années 1960, lorsque General Electric construisit la pile à polymère solide électrolyte acide (SPFC)¹ de 1 kW, destinée au programme spatial américain Gemini. Sept véhicules spatiaux Gemini furent équipés chacun de deux modules de 1 kW. Mais cette technologie SPFC dut finalement être abandonnée du

1 SPFC : Solid Polymer Fuel Cell.

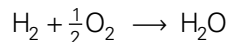
fait de la mauvaise tenue de l'électrolyte solide alors utilisé², la membrane Nafion de DuPont de Nemours n'existait pas encore. La technologie « pile à combustible » avait néanmoins fait ses preuves et fut conservée dans les vols spatiaux³ ultérieurs.

24.2. LE PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT



24.1 - Schéma de principe d'une pile à combustible hydrogène/oxygène

Il est extrêmement simple : il s'agit d'une combustion électrochimique et contrôlée d'hydrogène et d'oxygène, avec production simultanée d'électricité, d'eau et de chaleur, selon une réaction chimique globale universellement connue [1] :



Plus précisément, la transformation directe de l'énergie chimique (soit l'enthalpie libre de réaction ΔG) en énergie électrique satisfait la loi d'équilibre suivante :

$$\Delta G + n F E_{eq} = 0 \quad \text{où } \Delta G < 0$$

² Membrane polystyrène sulfonique.

³ C'est la technologie dite alcaline qui fut ensuite utilisée dans les vols Apollo, et qui vole encore aujourd'hui dans les navettes américaines.

avec :

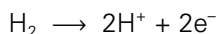
E_{eq}	la force électromotrice de la pile à l'équilibre
n	le nombre d'électrons échangés dans la réaction électrochimique
F	la quantité d'électricité associée à une mole (un FARADAY)

Dans le cas de la pile hydrogène/oxygène (la plus répandue, voir **figure 24.1**), on a :

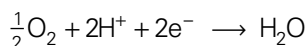
$$\Delta G = -237 \text{ kJ/mole } H_2 \quad \text{à } 25^\circ\text{C}$$

Soit, à l'équilibre, une tension aux bornes de la pile : $E_{eq} = -\Delta G/nF = 1,23 \text{ V}$.

A l'**anode**, on réalise l'oxydation de l'hydrogène, selon la réaction (pour une pile acide) :

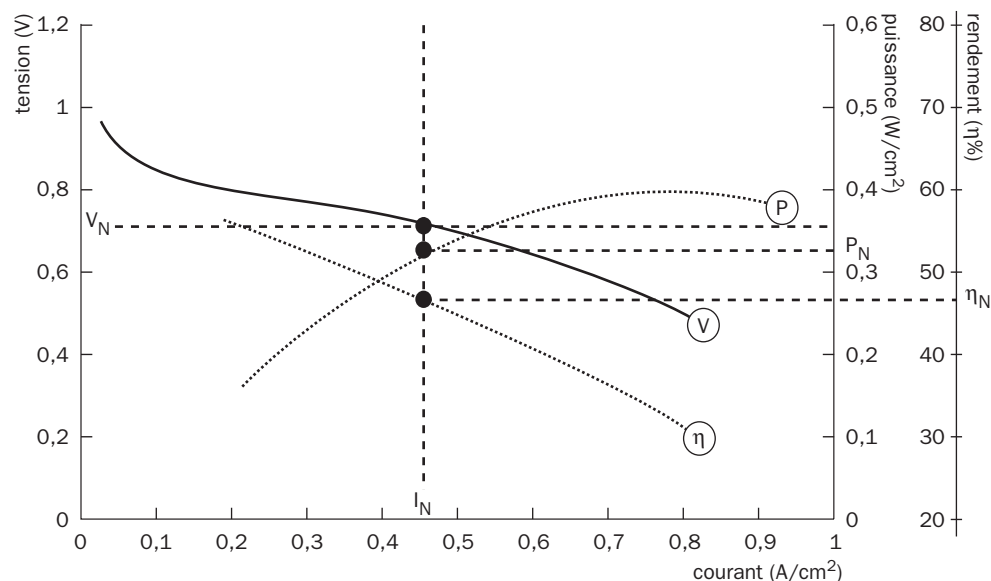


A la **cathode**, on réalise la réduction de l'oxygène, selon la réaction :



L'anode et la cathode sont séparées par un **électrolyte**, conducteur pour les protons et non-conducteur pour les électrons qui transitent donc par la charge extérieure.

LA COURBE COURANT/TENSION, OU COURBE DE POLARISATION



24.2 - Caractéristiques électriques d'une cellule hydrogène/oxygène de type PEM

Le courant et la tension de la pile varient selon la charge électrique et leurs points représentatifs restent sur la courbe de polarisation, indiquée **V** sur la **figure 24.2**. Cette courbe part du point d'ordonnée 1,23 V, à l'équilibre, c'est-à-dire à courant nul. A partir de cette courbe, on peut aussi tracer la courbe de puissance (**P** = U.I.).

LE RENDEMENT

Le rendement théorique d'une pile (c'est-à-dire dans des conditions réversibles, à l'équilibre) s'exprime par la relation suivante :

$$\eta_t = 1 - T\Delta S/\Delta H$$

où $T\Delta S$ représente la chaleur isotherme réversible échangée avec le milieu extérieur, et où ΔH représente l'enthalpie de réaction.

Ce rendement théorique est très élevé puisqu'il atteint 87% à 85°C. Dans le cas d'une pile qui débite du courant (c'est-à-dire hors des conditions réversibles), ce rendement est évidemment inférieur et diminue d'autant plus que le courant augmente. La **figure 24.2** montre comment évolue ce rendement pratique (courbe η), le point nominal étant généralement choisi autour de 55%.

24.3. DE LA CELLULE AU MODULE

L'ensemble formé par les deux électrodes encadrant l'électrolyte s'appelle une cellule EME (Electrode-Membrane-Electrode). Une cellule est un générateur fort courant (typiquement de l'ordre de 0,5 à 1 A/cm²), sous faible tension (typiquement de l'ordre de 0,6 à 0,7 V). Pour réaliser un module de puissance, on assemble un certain nombre de cellules en série électrique (le nombre va fixer la tension choisie et la surface unitaire va fixer le courant choisi, la puissance étant le produit des deux) dans un montage appelé « filtre-press ». Chaque cellule est séparée de ses voisines

par une plaque séparatrice (appelée plaque bipolaire) qui assure les continuités électrique et thermique, et la distribution des gaz sur les électrodes. Cet ensemble de cellules est maintenu en position par serrage entre deux plaques d'extrémité (figure ci-contre).



24.3 - Module de pile à combustible de type PEM, de 1 kW (module CEA)

En termes de volume et masse, les modules aujourd'hui les plus performants (UTC Fuel Cells, Ballard et quelques autres) atteignent plus de 2 kW/L et presque 2 kW/kg.

24.4. LES DIFFÉRENTS TYPES DE PILES À COMBUSTIBLE

Cette combustion électrochimique peut intervenir dans une large gamme de températures, de 60°C à 1000°C. Selon le niveau de température, la nature de l'électrolyte et des électrodes, les réactions chimiques intermédiaires mises en jeu varient, mais le principe général est inchangé.

Le **tableau I** détaille les divers types de piles couramment développées.

Les concepteurs de toutes ces piles s'arrangent généralement pour les faire fonctionner autour d'un point qui correspond à un rendement brut de l'ordre de 50 à 55%. On a vu précédemment que le rendement d'une pile dépend essentiellement du choix de son point de fonctionnement et est – de ce fait – ajustable ; il n'y a donc aucun sens à classer – comme il se fait parfois – les différents types de pile selon leur rendement.

Entre ces divers types, un utilisateur potentiel fera un choix selon les paramètres qui lui sont imposés par son cahier des charges, comme :

► **La température de fonctionnement**

Ce choix a des conséquences sur le temps de démarrage et sur le souhait ou non de valoriser la chaleur produite. C'est ainsi qu'on choisit la PEMFC pour les véhicules automobiles légers ou les applications portables, la basse température permettant un démarrage rapide. Et c'est ainsi qu'on pourra choisir la SOFC si on veut profiter au mieux de l'énergie résiduelle, contenue dans ses rejets gazeux à haute température, pour alimenter un cycle thermodynamique aval et ainsi valoriser cette enthalpie disponible.

Tableau I - Les différents types de piles à combustible

Type de pile ⁴	Electrolyte	T [°C]	Domaine d'utilisation
<i>Alcaline (AFC)</i>	potasse (liquide)	80	espace, transports gamme : 1-100 kW
<i>Acide polymère (PEMFC)</i>	polymère (solide)	60-120	portable, transports, stationnaire gamme : 10 mW - 250 kW
<i>Acide phosphorique (PAFC)</i>	acide phosphorique (liquide)	200	stationnaire gamme : 200 kW - 10 MW
<i>Carbonate fondu (MCFC)</i>	sels fondus (liquide)	650	stationnaire gamme : 200 kW - 10 MW
<i>Oxyde solide (SOFC)</i>	céramique (solide)	700-1000	stationnaire, transports gamme : 1 kW - 1 MW

► **La durée de vie**

Les piles « tout solide » (PEMFC et SOFC) peuvent prétendre à des durées de vie sensiblement supérieures à celles qui exigent la manipulation et le transfert d'un électrolyte liquide, lequel est de surcroît à l'origine de phénomènes de corrosion

⁴ AFC : Alkaline Fuel Cell ; PEMFC : Proton Exchange Membrane Fuel Cell ; PAFC : Phosphoric Acid Fuel Cell ; MCFC : Molten Carbonate Fuel Cell ; SOFC : Solid Oxide Fuel Cell. A noter que la DMFC (Direct Methanol Fuel Cell) est une variante de la PEMFC.

pas toujours faciles à contrôler. La PEMFC, retenue par les Américains pour les futures stations lunaires, a déjà fait la preuve, par exemple, d'un bon fonctionnement au-delà de 50 000 heures.

► **Les contraintes de volume et masse**

Selon que l'application est mobile (portable, transports) ou fixe (générateurs stationnaires), on peut être amené à faire des choix différents. Par exemple, la PEMFC se présente actuellement comme la plus compacte (autour de 2 kW par litre et par kilo pour la pile seule et 300 à 500 W par litre et par kilo environ pour le système générateur électrique complet) et a ainsi été sélectionnée pour la quasi-totalité des projets de générateurs mobiles.

► **L'échéance**

Les divers types de piles ne sont pas aujourd'hui au même stade de développement : c'est ainsi que les plus développées sont les PAFC de 200 kW (PC 25) de ONSI Corp. (USA), déjà vendues à plus de 250 exemplaires dans le monde, alors que les PEMFC – aujourd'hui au stade de prototypes – ne devraient être construites en grande série qu'à partir de 2005. Les piles MCFC et SOFC sont moins avancées : les MCFC, utilisées dans la gamme des 200 kW, sont commercialisées depuis 2003, tandis que les SOFC pourraient l'être vers 2006.

24.5. L'ÉTAT D'AVANCEMENT DES FILIÈRES DE PILES À COMBUSTIBLE

LA PILE AFC

La pile alcaline a été essentiellement développée pour l'espace, comme il a été précisé au début.

En Europe, à l'occasion du projet spatial Hermès, une technologie de même type avait été retenue et développée chez Siemens et la société belge Elenco. Ce projet a été par la suite abandonné et, en 1994, une société anglaise (Zevco⁵) a repris les connaissances acquises par Elenco pour tenter de les valoriser dans le domaine du transport terrestre. C'est ainsi qu'un prototype de taxi londonien a été équipé, en juillet 1998, d'une pile AFC de 5 kW pour charger les batteries d'un système de propulsion hybride, alimenté en hydrogène stocké à bord. Cette société a dû cesser ses activités au début des années 2000. Depuis 1983, la société canadienne Astris Energi tente, presque seule, d'animer cette filière.

⁵ Zevco est ensuite devenu ZeTek Power, Ltd avant de disparaître.

Cette technologie est simple et pourrait permettre d'atteindre des coûts assez bas mais, de par son principe, elle est handicapée par un inconvénient sérieux lié à la nécessité de devoir traiter l'air (source de comburant oxygène pour la pile) pour éliminer le CO_2 , polluant majeur de la potasse électrolyte.

LA PILE PEMFC

Ce type de pile est celui sur lequel sont actuellement concentrés les plus gros efforts de développement. Ce constat tient au fait que la pile PEM a été retenue, par tous les grands constructeurs automobiles, comme convertisseur électrochimique des véhicules légers du futur. Ces efforts de recherche pour augmenter les performances et diminuer le coût, aussi bien de la pile elle-même que de ses périphériques, sont à la hauteur de l'enjeu, c'est-à-dire considérables : par exemple, l'Alliance Ballard-DaimlerChrysler-Ford avait déjà investi fin 1999 plus d'un milliard de dollars sur le sujet, en moins de 3 ans ! A en croire ces constructeurs, le véhicule à pile à combustible est destiné à être fabriqué en petites séries à partir de 2005, et à remplacer le véhicule thermique actuel à partir de 2015. Autour de ce développement se sont ensuite greffées de nombreuses applications portables et stationnaires dans toutes les gammes de puissances, depuis le watt jusqu'à quelques centaines de kilowatts.

Ce type de pile a des qualités mais souffre aussi de quelques défauts inhérents à sa technologie actuelle :

- ▶ le catalyseur platine utilisé à l'anode et à la cathode pour les réactions d'oxydation et réduction est un métal précieux, donc cher. On cherche donc à en minimiser la quantité déposée, qui est actuellement de l'ordre de $0,02 \text{ mg/cm}^2$ d'électrode, ce qui représente une bonne dizaine de grammes pour un véhicule. En dehors du fait qu'il faudra prévoir de le récupérer, ce platine est très sensible à l'empoisonnement par le CO (monoxyde de carbone), au-dessus d'une quantité de l'ordre de 10 ppm. Or l'hydrogène obtenu à partir de reformeurs, embarqués ou fixes, contient du CO qu'il est nécessaire de retenir par des procédés coûteux (membranes au palladium ou étage supplémentaire d'oxydation en CO_2), sans oublier le risque de pollution au CO par l'air extérieur alimentant la cathode. Certaines solutions prévoient d'ajouter au platine un catalyseur d'oxydation du CO à base de ruthénium, mais ce métal est cher et très toxique ; une autre solution consisterait à augmenter la température de fonctionnement de la pile autour de $130\text{-}150^\circ\text{C}$, ce qui permettrait de monter le seuil de sensibilité au CO à 200 ppm au lieu de 10 ppm.
- ▶ La chaleur de réaction électrochimique à évacuer est disponible autour de $70\text{-}80^\circ\text{C}$, c'est-à-dire à une température de 30 à 40° inférieure à celle de l'eau de refroidissement d'un moteur thermique, ce qui augmente considérablement la taille de l'échangeur thermique actuel (radiateur) à mettre en place sur un véhicule, d'où des difficultés d'intégration et des augmentations de coût. La solution est donc – pour les applications mobiles – de faire fonctionner la PEMFC autour de $130\text{-}150^\circ\text{C}$... mais l'électrolyte adapté en est toujours au stade de la recherche !

- La PEMFC a besoin d'eau pour fonctionner (humidification nécessaire de la membrane électrolyte pour assurer une bonne conduction ionique) et, de plus, produit de l'eau. Cette eau, à gérer, est une source de soucis pour un bon comportement d'une PEMFC, en situation d'arrêt, par grands froids.

REMARQUE - *On juge ainsi tout l'intérêt qu'il y aurait à aboutir sur les recherches en cours pour la mise au point d'une membrane électrolyte capable de fonctionner correctement dans la gamme 130-150°C ! C'est presque un point incontournable du développement des applications de la pile de type PEM dans le véhicule léger.*

Le coût

Du fait de ses marchés potentiels (le transport automobile et le stationnaire en co-génération) et de son fort développement probable, la pile PEMFC sera très vraisemblablement celle qui atteindra le plus rapidement les prix les plus bas (on estime généralement que le prix de la pile devrait atteindre une valeur de 40 €/kW vers 2015). Ce prix ne peut être atteint par la simple fabrication en grande série de la technologie actuelle mais doit encore profiter d'innovations techniques. Aujourd'hui, les générateurs PEMFC sont vendus autour de 4000 €/kW, mais ce sont plutôt des prototypes avancés que des produits industriels.

NOTE - *La filière PEMFC inclut la technologie dite DMFC, qui se distingue de la précédente par deux différences majeures :*

- *l'anode de la pile est alimentée, non pas en hydrogène, mais en méthanol. Ce méthanol est directement oxydé en présence d'un catalyseur platiné pour produire les protons H⁺. La présence de méthanol à l'anode impose, par contre, une température plus élevée (110-130°C), et donc une membrane électrolyte plus délicate à réaliser que le traditionnel Nafion dont les performances mécaniques sont moins bonnes à cette température, et qui laisse diffuser une quantité non-négligeable de méthanol que l'on retrouve à la cathode où il provoque une baisse des performances ;*
- *cette oxydation provoque une surtension plus forte qu'en cas d'oxydation directe d'hydrogène, ce qui abaisse encore les performances électrochimiques ; néanmoins, cet inconvénient est contrebalancé par une simplification (gains en volume, masse et coût) du système comparable PEMFC, grâce à la suppression du reformeur de méthanol. Cette filière est intéressante pour les micro- et mini-sources d'énergie (applications portables).*

LA PILE PAFC

La partie la plus visible de l'activité PAFC dans le monde se résume à celle de la société américano-japonaise ONSI Corp, filiale de UTC Fuel Cells (ex-IFC/International Fuel Cells), qui commercialise la pile PC 25 de 200 kW depuis plusieurs années avec un certain succès (plus de 2 millions d'heures de fonctionnement cumulées). Leur coût est voisin de 4000 €/kW.

Les problèmes majeurs de cette technologie tiennent surtout à la nature liquide et corrosive de l'électrolyte (acide phosphorique), ainsi qu'à son point de fusion élevé qui oblige à tenir la pile en température en cas d'arrêt.

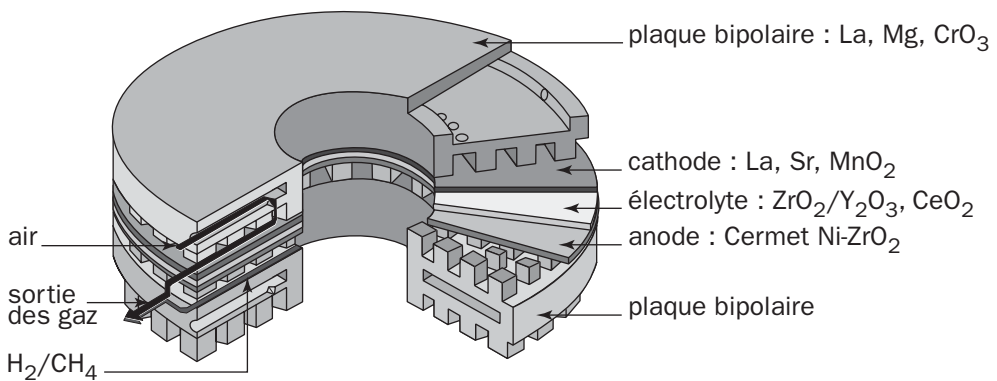
LA PILE MCFC

De nombreux prototypes de quelques dizaines de kilowatts à 2 MW ont été construits et testés depuis plusieurs années. Par exemple :

- ▶ la filiale MTU de DaimlerChrysler teste un prototype de 280 kW depuis fin 1997,
- ▶ MCFC Research Ass. (Japon) a mis en service un prototype de 1 MW qui est une version reconfigurée d'un modèle de 2 MW ayant connu de nombreux déboires,
- ▶ FuelCell Energy, Inc (ex-Energy Research Corp., USA) propose des versions dans la gamme 200 kW-2 MW.

LA PILE SOFC

Ce type de pile suscite actuellement un très grand intérêt, compte tenu de ses performances présentes et potentielles ; en effet, le haut niveau de température des rejets thermiques (de l'ordre de 800°C) permet une valorisation intéressante au travers de cycles combinés (on peut attaquer une turbine pour produire de l'électricité en sortie de pile, puis valoriser encore thermiquement des rejets à 3-400°C), ce qui conduit à un rendement global (électrique + thermique) supérieur à 80%. Il fait l'objet d'efforts importants, aussi bien aux USA sous l'impulsion du DoE (Department of Energy), qu'au Japon dans le cadre du programme NEDO/Sunshine, et en Europe avec l'aide des programmes européens.



24.4 - La pile SOFC de Sulzer-Hexis

Deux grandes familles technologiques sont développées :

- ▶ **la technologie cylindrique**, dont Siemens-Westinghouse est le leader. Elle a déjà cumulé plus de 70 000 heures de fonctionnement et des prototypes de 100 à 200 kW fonctionnent avec succès. Le coût annoncé serait de \$1000/kW pour une installation de 5 MW [2] avec turbine couplée ;

- **la technologie plane**, plus complexe mais plus compacte (*figure 24.4*) et potentiellement plus économique ; elle est développée au Japon et en Europe, et des prototypes sont en test au niveau de quelques kilowatts. Les acteurs européens sont Sulzer-Hexis, les laboratoires allemands de Jülich et Stuttgart, les laboratoires hollandais de ECN, et en France une entente EdF-GdF, avec la collaboration de laboratoires du CNRS et du CEA, démarre des développements technologiques sur le sujet.

24.6. LE PROBLÈME DU COMBUSTIBLE

Quant l'intérêt pour la pile à combustible s'est réveillé vers la fin des années 1980, les développements ont porté bien davantage sur la pile que sur le combustible, sur la base de l'état des connaissances respectives de l'époque. Aujourd'hui, du fait des progrès technologiques obtenus sur la pile, force est de constater qu'un déséquilibre inverse est apparu et que l'on est moins avancé sur le combustible que sur la pile ! ... d'où un effort accru récent sur cette thématique, et en particulier sur l'hydrogène (voir le chapitre 25 de T. ALLEAU et M. ROSTAING).

On a vu précédemment que le meilleur combustible, pour la réaction électrochimique, est l'hydrogène. Deux solutions s'offrent donc à l'utilisateur :

- soit il stocke l'hydrogène à côté de la pile et le consomme au fur et à mesure du besoin. C'est la solution la plus séduisante mais elle pose aujourd'hui de nombreux problèmes non encore résolus, comme expliqué dans le chapitre 25. Ce type de combustible est aujourd'hui largement utilisé au niveau des prototypes de démonstration (sous forme liquide ou gazeuse) pour sa facilité de mise en œuvre à ce stade. Les spécialistes s'accordent pour affirmer que ce sera le meilleur combustible dans l'avenir, à une échéance qui dépendra davantage de volontés politiques que de contraintes techniques ou réglementaires.
- Soit il fabrique l'hydrogène au fur et à mesure de son besoin à partir d'un combustible hydrogéné (alcool comme le méthanol, ou hydrocarbure). Cette transformation s'effectue par des procédés de reformage bien connus de l'industrie pétrolière mais encombrants, chers et générateurs de polluants (en particulier le CO et le CO₂, et éventuellement le soufre). Néanmoins, des reformeurs compacts et performants sont en cours de développement un peu partout, et on peut penser qu'ils seront industriellement disponibles vers 2005 pour des applications stationnaires et mobiles. En particulier, les premiers véhicules légers qui seront réalisés en petite série à partir de 2005 pourraient être équipés de ce type de source, malgré le surcoût, simplement parce que leur sûreté sera facile à démontrer, sans parler d'une probable meilleure acceptabilité par le public. Pour ce qui concerne les piles à haute température, et en particulier la SOFC, il est assez facile d'intégrer à l'anode de la pile une phase de reformage, et donc d'utiliser directement un hydrocarbure classique comme le gaz naturel.

24.7. LES GRANDS DOMAINES D'APPLICATIONS DE LA PILE À COMBUSTIBLE

Il y a aujourd'hui trois grands domaines dans lesquels on promet un brillant avenir à la pile à combustible : le portable, le transport et le stationnaire.

24.7.1. LE PORTABLE [3]

Dans cette famille, on inclut essentiellement le téléphone mobile (qui consomme une puissance de l'ordre de 100 mW), l'ordinateur portable (qui consomme une puissance de l'ordre de 30 W) et le générateur transportable (dans la gamme du kilowatt). Ces secteurs, et en particulier les deux premiers, sont très demandeurs de sources d'énergie performantes du fait de l'insuffisance de l'autonomie des batteries actuelles, y compris les plus performantes comme la batterie lithium-ion. Cette dernière atteint aujourd'hui une énergie spécifique de l'ordre de 130 Wh/kg, qui n'augmentera plus significativement et qui laisse classiquement quelques jours d'autonomie à un téléphone, et au mieux 3 heures à un ordinateur portable. Or les clients demandent cinq à dix fois mieux. La solution qui apparaît et qui fait l'objet de recherches importantes, essentiellement aux USA⁶, au Japon⁷ et en Corée⁸, est une pile à combustible (pour l'énergie), couplée à une batterie (pour les pointes de puissance). L'autonomie ne sera alors limitée que par la taille du réservoir (hydrogène ou méthanol) : on rechargera son portable comme on recharge un briquet ou un stylo à encre, en quelques secondes, et chaque recharge donnera trois à cinq fois plus d'autonomie qu'une batterie actuelle ... pour le même encombrement !



24.5 - Téléphone portable à micropile à combustible (Energy Related Devices) avec son réservoir de méthanol amovible

L'engouement pour ce secteur est tel [4] qu'aujourd'hui de nombreux congrès internationaux ne traitent que de ce sujet : on en est actuellement au stade des prototypes et on peut imaginer les premiers produits commerciaux vers 2005. La com-

⁶ Motorola, Medis Technology, Polyfuel, MTI et Manhattan Scientifics, Inc., en particulier.

⁷ Toshiba, NEC, Honda, Casio et Sony.

⁸ Samsung.

mercialisation pourrait être rapide dans la mesure où il existe probablement un premier marché de niche pour lequel le coût sera secondaire devant de telles performances, ce qui ne sera pas le cas pour les deux autres secteurs d'applications que l'on verra par la suite.

La technologie utilisée pour ces deux secteurs est la PEMFC, du double fait de sa température de fonctionnement basse (50°C) et de sa technologie « tout solide », alimentée soit directement en hydrogène, soit plus généralement en méthanol dans sa version DMFC, dite « méthanol direct » (voir *figure 24.5*).

Pour les applications portables et pour les générateurs de secours, l'offensive a été lancée par le Canadien Ballard avec l'annonce, fin 2001, de la commercialisation⁹ de son module Nexa™. Il s'agit d'une technologie PEM (figure ci-contre) d'une puissance de 1200 W. La source de combustible est au choix, le méthanol associé à son reformeur, l'hydrogène sous pression ou l'hydrogène stocké dans un hydrure.



24.6 - Le module NEXA™ de Ballard (1200 W)

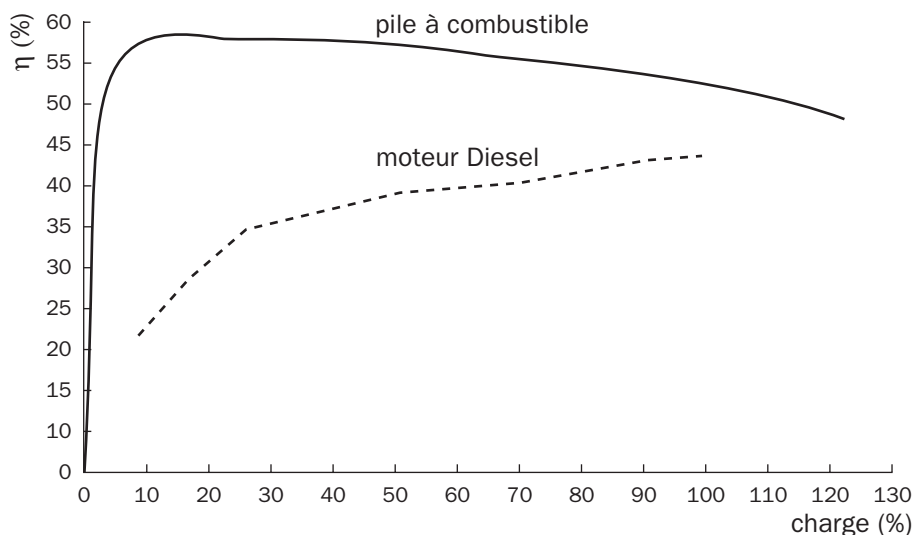
24.7.2. LE TRANSPORT[5]

Principal pollueur, le transport automobile a été l'un des premiers secteurs intéressés par un convertisseur d'énergie propre, dès lors que l'hydrogène apparaît comme le combustible du futur. On peut évidemment utiliser l'hydrogène dans un moteur thermique, comme le constructeur allemand BMW le propose sur plusieurs prototypes de sa Série 7, mais le rendement n'est pas meilleur que celui d'un moteur classique à allumage commandé (inférieur à 30%). La pile à combustible s'impose sur le plan technique, par ses performances.

La *figure 24.7* illustre bien la différence de performances entre les meilleurs moteurs actuels (de type Diesel), et la pile à combustible : la différence la plus spectaculaire est visible à charge partielle. Alors qu'un moteur thermique a un rendement d'autant plus faible que l'on s'éloigne de sa puissance maximum, la pile à combustible a un comportement complètement opposé : plus la charge est faible, meilleur est le rendement (se référer à la *figure 24.2*). Un bilan sur un cycle complet de fonctionnement accentue encore les écarts. C'est ce constat qui a conduit tous les constructeurs à s'intéresser au véhicule hybride thermique-électrique, qui

⁹ La commercialisation aux USA est assurée par la société Coleman Powermate.

permet au moteur thermique de fonctionner toujours près de ses performances optimales, Toyota et Honda sont les deux premiers à avoir mis sur le marché ce type de véhicule, probablement promis à un grand avenir.



24.7 - Rendements comparés d'un moteur diesel et d'une pile PEM (avec leurs périphériques)

En face des contraintes environnementales de plus en plus sévères qui apparaissent au niveau des normes d'émissions (abaissement régulier des émissions de CO₂, en particulier), la quasi-totalité des grands constructeurs automobiles dans le monde a démarré des travaux sur la pile à combustible depuis le milieu des années 1990. C'est ainsi que plus de 40 prototypes (aussi bien bus que véhicules légers) avaient vu le jour à la fin 2001, et plus d'une centaine au début 2004, parmi lesquels :

- le Canadien **Ballard**, le pionnier (le premier bus en 1993) avec 6 bus (pile PEM de 200 kW), testés pendant 2 ans (1999-2000), en service régulier à Vancouver et à Chicago. Associé ensuite à l'Allemand DaimlerChrysler, ils ont en service 30 bus (baptisés CITARO, figure ci-dessous), fin 2003, dans 10 sites européens, dans le cadre des projets européens CUTE et ECTOS.

24.8 - Le bus CITARO de DaimlerChrysler



24.9 - Le prototype Necar 5 (au méthanol) et la Jeep Commander 2 (année 2000)

l'Allemand **DaimlerChrysler**, qui a montré 6 prototypes différents Necar, dont les plus récents sont construits sur une base Class A (voir *figure 24.9*), et dont le dernier prototype (baptisé F-Cell), apparu en 2002, est construit à 60 exemplaires pour être mis en service en Europe, aux USA et au Japon à partir de 2004.

- ▶ Les Américains **General Motors** (avec le prototype *Hydrogen* équipé d'une pile de 75 kW, alimentée à partir d'un réservoir d'hydrogène liquide) et **Ford** (avec le prototype *Think FC5*, sur base Focus).
- ▶ Les Japonais **Toyota** (avec son dernier prototype *FCHV* sorti en 2001), **Nissan** (avec son prototype *XTrail*), **Honda** (avec son dernier prototype *FCX*, alimenté en hydrogène sous pression, et qu'il a déjà fabriqué à quelques dizaines d'exemplaires, figure ci-contre), **Mazda** (avec son prototype *Premacy FC-EV*), **Mitsubishi** et **Daihatsu**.



24.10 - Le prototype Honda FCX-V3 équipé d'un réservoir d'hydrogène sous pression à 350 bars

- ▶ Le Coréen **Hyundai** (avec son prototype 4x4 *Tucson*).
- ▶ **Irisbus** qui a démarré en 2003 une expérimentation de bus dans trois villes européennes.
- ▶ **Air Liquide** (qui a donné naissance à la société Axane pour les piles à combustible) qui a présenté en 2001 son prototype de bus *Scania*, développé dans le cadre d'un projet européen.
- ▶ Les Français **Renault** (qui a présenté son premier prototype *Laguna* équipé d'une pile de Nora de 30 kW, en 1998, avec Air Liquide, dans le cadre d'un programme européen Joule) maintenant associé à Nissan, et **PSA** qui a présenté ses prototypes *Taxi* (figure ci-contre) et *Partner Hydro-Gen* (dans le cadre d'un projet européen) en 2001, et *H2O* en 2002.



24.11 - Le prototype de taxi PSA, hybride pile à combustible - batterie

Plusieurs de ces constructeurs prévoient des petites séries à partir de 2003-2004, en particulier General Motors, Ford, DaimlerChrysler, Toyota, Honda, Hyundai et Nissan. Ils ont fait un premier choix de prototypes de type hybride (pile à combustible et batterie), avec de l'hydrogène stocké à bord, à 350 bars, sous forme pressurisé, annonçant une génération suivante à 700 bars sans affirmer, toutefois, qu'il

s'agit d'une solution définitive. On pense généralement que, dans la période 2005-2010, les constructeurs les mettront en circulation (probablement sous la forme d'un leasing comme actuellement) pour ouvrir le marché et emmagasiner de l'expérience (comme aujourd'hui Toyota avec le véhicule hybride thermique PRIUS), et que la technologie ne deviendra rentable qu'à partir de 2020.

La technologie utilisée dans ces applications est actuellement de type PEMFC.

Il convient d'ajouter un créneau qui se développe aussi, celui des deux roues. C'est ainsi que le constructeur de cycles italien *Aprilia* achève le développement d'un vélomoteur à pile à combustible de 600 W, alimentée par un réservoir d'hydrogène sous pression qui lui donne une autonomie de 75 km (figure ci-contre), sur la base d'un modèle (modèle *Enjoy*) de vélomoteur électrique à batterie. Ce même constructeur développe aussi un scooter.



**24.12 - Le vélomoteur à pile à combustible
du constructeur italien Aprilia**

Pour compléter ces applications liées au transport, il convient enfin d'ajouter un intérêt récent de certains constructeurs (comme IRISBUS) pour un tramway propre et sans caténaire, utilisant une pile à combustible.

Par ailleurs, il faut aussi noter un intérêt croissant de constructeurs navals (navires civils et militaires) pour les piles PEM et SOFC, au niveau du mégawatt ou plus, pour une propulsion plus propre, plus efficace et plus discrète.

24.7.3. LE STATIONNAIRE [6]

Compte tenu des nouvelles lois sur la déréglementation du secteur électrique et des tendances vers la décentralisation de la production d'énergie électrique, le secteur de la production autonome d'énergie (souvent en co-génération thermique-électrique) commence à intéresser de nombreux industriels, en particulier aux USA et au Japon.

Dans ce domaine, l'activité est centrée sur deux grands domaines d'applications : la production collective (les puissances mises en jeu sont dans la gamme 200 kW - quelques mégawatts) et la production individuelle (les puissances mises en jeu sont dans la gamme 1-2 kW).

Contrairement au secteur des transports, les technologies de piles mises en œuvre sont variées : pour la production individuelle, la majorité des projets est développé autour de la famille des PEMFC avec une tentative SOFC (autour de Sulzer-Hexis), tandis que pour la production collective, la concurrence est sévère entre les techno-

logies PEMFC (autour de General Motors), PAFC (autour de ONSI Corp.), MCFC (autour de FuelCell Energy Inc., MCFC Research Ass. et MTU) et SOFC (autour de Siemens-Westinghouse), les deux dernières permettant un couplage avec une turbine du fait du haut niveau des rejets thermiques.

24.8. LA PRODUCTION COLLECTIVE ET INDUSTRIELLE

EN TECHNOLOGIE PEMFC

Il avait été créé deux pôles autour d'une filiale du canadien *Ballard* (la société Ballard Generation Systems, BGS) – un pôle européen avec Alstom (*Alstom Ballard*) et un pôle asiatique avec le japonais Ebara (*Ebara Ballard*). Depuis 2002, ces industriels ont du revoir leur stratégie : Alstom a pris quelque distance avec cette technologie et Ebara se concentre sur les systèmes individuels. Par contre est apparu General Motors qui tente de valoriser ses connaissances dans les piles PEMFC de 75 kW pour l'automobile, en les proposant pour des applications stationnaires : ainsi, un projet très ambitieux d'équipement de plusieurs usines de l'industriel Dow Chemical a démarré avec l'installation, au début 2004, de la première pile et un programme futur, en cas de succès de ce test, de fourniture de plusieurs dizaines de mégawatts.

EN TECHNOLOGIE PAFC

L'américano-japonais *ONSI Corp.* commercialise depuis plusieurs années (plus de 200 unités vendues) la pile PC 25 de 200 kW, de technologie PAFC. A noter qu'un modèle a été installé en France (début 2000) par EdF, à Chelles, dans la région parisienne, pour l'alimentation d'un groupe HLM.

EN TECHNOLOGIE MCFC

- ▶ *FuelCell Energy* expérimente, depuis l'année 2000, une installation de 250 kW à Santa Clara, qui a démarré, fin 2001, une installation hybride pile + microturbine de 250 kW et, en 2002, un programme d'équipements de plusieurs hôtels (chaîne Sheraton) ;
- ▶ l'Allemand *MTU*, partenaire de *FuelCell Energy*, expérimente, depuis mai 2001, une installation « *Hot Module* » de 270 kWe (+160 kWth) dans un hôpital allemand (Rhoen Klinikum) ;
- ▶ l'Italien *Ansaldo Fuel Cell SpA*, dans la gamme 0,1-30 MW ;
- ▶ l'Américain *M-C Power Generation* expérimente une installation de 250 kW ;
- ▶ le Japonais *Hitachi* expérimente une installation de 1 MW.

EN TECHNOLOGIE SOFC/CYLINDRIQUE

Siemens-Westinghouse a déjà cumulé plus de 100 000 heures de fonctionnement dans diverses installations :

- ▶ une pile de 100 kW installée aux Pays-Bas, à Westervoort, qui avait cumulé plus de 16 000 heures de fonctionnement fin 2000, et qui a ensuite été réinstallée à Essen, en Allemagne ;
- ▶ une installation (avec microturbine couplée) de 220 kW, à l'Université de Californie Irvine (figure ci-contre), et dont le rendement global a atteint 59%.



24.13 - L'installation SOFC, couplée à une turbine, de Irvine

24.9. LA PRODUCTION INDIVIDUELLE

EN TECHNOLOGIE PEMFC

- ▶ La société américaine *Plug Power LLC*, associée à General Electric (GE MicroGen), développe un système de 5 kWe, alimenté en gaz naturel. Plug Power teste actuellement une dizaine de prototypes en situation réelle et prévoit une commercialisation vers 2005 avec un prix de 50-60 centimes/kWh ;
- ▶ la société américaine *H.Power* : à noter que GdF a démarré le test de six unités (alimentées en gaz naturel) à partir de 2001. Depuis cette société a été rachetée ;
- ▶ la société *Idatech* (anciennement Northwest Power Systems) : à noter que EdF a démarré en 2001 des tests sur un modèle de 3 kW, alimenté au méthanol ;
- ▶ les Allemands *Vaillant* (en collaboration avec Plug Power et qui propose une installation délivrant 4 kWe + 7 kWth), *Buderus* (sur une technologie UTC Fuel Cells alimentée en gaz naturel ou propane) et *Viesmann* (système de 2 kW) ;
- ▶ *EBARA Ballard* a annoncé, début 2002, le développement d'un système 1 kW en co-génération, pour le marché japonais, alimenté en gaz naturel. Cette pile est directement dérivée du modèle Nexa™ de Ballard, décrit précédemment pour les unités portables ;
- ▶ d'autres sociétés japonaises se positionnent sur ce futur marché (comme Matsushita Electric Industrial Co., Nihon Oil Corp. et Mitsubishi Heavy Industries) et testent actuellement (2004) ces matériels dans 45 sites réels.

EN TECHNOLOGIE SOFC/PLANE

- ▶ Le Canadien *Global Thermoelectric* a présenté, en mai 2001, son prototype de 2 kW, alimenté en gaz naturel ;



- le Suisse *Sulzer-Hexis* a présenté son modèle « HXS 1000 Première », fin 2001, de 1 kWe alimenté en gaz naturel, et sur lequel plus de 100 000 heures de fonctionnement ont été accumulées (figure ci-contre). Ils sont, en particulier, testés par l'Allemand EnBW depuis 2002.

24.14 - Le prototype SOFC « HXS 1000 Première » de Sulzer-Hexis

RÉFÉRENCES

- [1] Ces trois ouvrages peuvent être consultés pour en savoir plus sur le principe de fonctionnement (§ 24.2) :
 LAMY C. & LÉGER J.M. –1994– Les piles à combustible : application au véhicule électrique. *Journal de Physique IV*, colloque C1, supplément au *Journal de Physique III*, vol. 4 (janvier).
 BLOMEN Leo & MUGERWA M.N. *Fuel cell systems*. Plenum Press.
Mémento de l'hydrogène, site AFH₂ : www.afh2.org
- [2] *Innovator's Digest*, 29 september 1998.
- [3] Des piles à combustible pour les portables. *Pour La Science* **263**, septembre 1999.
- [4] Mon téléphone carbure au méthanol. *Le Monde*, 1^{er} mars 2000.
- [5] Le plein d'hydrogène, s'il vous plaît. *Pour La Science* **263**, septembre 1999.
- [6] Une centrale électrique dans votre sous-sol. *Pour La Science* **263**, septembre 1999.

25 - LE VECTEUR D'ÉNERGIE « HYDROGÈNE »

Thierry ALLEAU & Michel ROSTAING

Dans le contexte actuel, l'hydrogène est considéré comme un vecteur d'énergie intéressant. Ses modes de production et leur coût sont analysés, ainsi que les solutions envisagées pour son transport et son stockage. Les applications les plus évidentes permettent de lister les acteurs incontournables. La conclusion est très positive concernant l'usage d'hydrogène, résultat de transformation à la source des combustibles fossiles.

25.1 Environnement et ressources énergétiques : deux préoccupations majeures	529
25.2 Quelles sont les perspectives de consommations vers 2050 ?	530
25.3 Quels vecteurs d'énergie dans l'avenir ?	531
25.4 L'hydrogène	532
25.5 Conclusions	547

25.1. ENVIRONNEMENT ET RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES : DEUX PRÉOCCUPATIONS MAJEURES

L'évolution de la situation environnementale de notre Terre conduit la quasi-totalité des futurologues au même constat, à savoir l'augmentation de la concentration des gaz à effet de serre dans l'atmosphère, et corrélativement une augmentation progressive et inéluctable de la température moyenne au sol avec ses conséquences prévisibles et dramatiques (voir les chapitres 5 et 6).

Certes, à en croire un article sérieux paru dans la revue *Nature*¹, notre Terre aurait déjà connu pire, il y a un peu plus de 100 000 ans, lors de la dernière période interglaciaire : les mers auraient alors atteint un niveau de l'ordre de 4 m au-dessus du niveau actuel !

Mais personne n'envisage de retrouver cette situation et tous s'entendent à vouloir combattre le principal responsable de cette évolution qu'est le gaz carbonique, qui compte à lui seul pour 53% de l'effet de serre additionnel. Or sa production est très

¹ *Nature* du 6 avril 2000.

étroitement liée à l'utilisation des combustibles fossiles ; en effet, chaque atome de carbone extrait du sous-sol provoque inexorablement, aujourd'hui, l'ajout d'une molécule de CO₂ supplémentaire dans l'atmosphère et, si rien n'était fait, la facture des dommages causés par le réchauffement a été estimée² à 300 milliards de dollars par an en 2050.

A cette préoccupation environnementale, il faut ajouter celle posée par le niveau des réserves mondiales de combustibles fossiles, même si elle est peut-être mise au second plan aujourd'hui. On trouve les données correspondantes dans les chapitres 4 et 8.

25.2. QUELLES SONT LES PERSPECTIVES DE CONSOMMATIONS VERS 2050 ?

Les chiffres d'estimations de ressources énergétiques peuvent être comparés à ceux fournis par une étude³ de la compagnie Shell, présentant deux scénarios de demande d'énergie en 2050 ; ils sont basés sur une hypothèse de stabilisation des émissions de CO₂ sous la barre des 550 ppm⁴, considérée comme la valeur maximum admise au-dessus de laquelle les conséquences du réchauffement seraient inacceptables. Il est intéressant de noter que Shell fait l'hypothèse d'un accroissement du CO₂, alors que les accords de Kyoto stipulent une baisse de 8% des émissions de GES (Gaz à Effet de Serre) de 1990 à 2010 et que l'Union européenne, plus exigeante, prévoit une baisse de ces émissions de 1% par an jusqu'en 2020.

Les chiffres donnés par Shell sont résumés dans le *tableau I*, pour les deux scénarios présentés.

Tableau I - Les deux scénarios de Shell pour 2050 (en milliards de joules, ou GJ)

Source d'énergie	2000 Consommation	2050 « Dynamics as usual »	2050 « Spirit of the Coming Age »
Fossiles	344 (84,7%)	540 (63,3%)	701 (62,5%)
Nucléaire	29	32	84
Renouvelables	34	282	336
Total	407	852	1121

² Rapport de United Nations Environment Program (UNEP), C&E News, 79, 8, 53, 2001.

³ Etude Royal Dutch-Shell sur les scénarios de demande d'énergie pour 2050, Bruxelles (Les Echos, mardi 11 décembre 2001).

⁴ Ce chiffre de 550 ppm est à comparer à la valeur actuelle (en 2000), proche de 370 ppm.

Les premières conclusions que l'on peut tirer de ces résultats partiels sont assez claires :

- ▶ la consommation d'énergie en 2050 augmenterait d'un facteur 2,1 à 2,8 ;
- ▶ la quantité de combustible fossile augmenterait (de 60 à 100%), même si sa part relative passait de 84,7% aujourd'hui à une valeur voisine de 63% dans les deux scénarios.

25.3. QUELS VECTEURS D'ÉNERGIE DANS L'AVENIR ?

L'étude de SHELL confirme les hypothèses généralement retenues, selon lesquelles les combustibles fossiles joueront un rôle majeur durant encore une bonne partie du ^{xxi}^e siècle. Par extrapolation de l'évolution récente des consommations, on peut raisonnablement penser que l'augmentation la plus importante concernera les secteurs du résidentiel/tertiaire et du transport, c'est-à-dire des secteurs très décentralisés où la mise en œuvre de procédures de capture et de séquestration du CO₂ ne sera très probablement pas acceptable économiquement.

Il apparaît donc que ces secteurs devront être alimentés en énergie, à terme, par l'un des vecteurs suivants, issus des trois grandes sources primaires d'énergie (fossile, nucléaire, renouvelables) :

- ▶ l'électricité,
- ▶ un combustible sans carbone : l'**hydrogène**,
- ▶ un hydrocarbure ou un alcool issu de la biomasse (ayant été fabriqué, donc, en utilisant le CO₂ de l'atmosphère) pour des applications décentralisées et pour le transport.

Compte tenu des contraintes liées au transport de l'énergie électrique (sensibilité aux intempéries, difficultés de stockage, pertes en ligne, coût pour les solutions enterrées et peut-être santé du fait des perturbations électromagnétiques qu'il entraîne), on peut raisonnablement penser que ce vecteur ne pourra supporter qu'une part de l'augmentation prévisible.

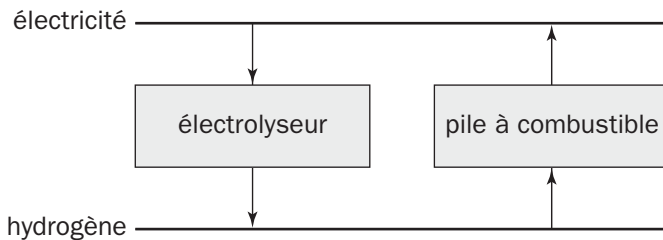
La biomasse – déjà utilisée très partiellement dans les combustibles automobiles et dont le potentiel est intéressant – verra probablement sa part augmentée.

L'hydrogène, dont les sources peuvent être multiples et dont la similitude avec le gaz naturel est grande, sera probablement le vecteur qui prendra la part la plus importante avant la fin du siècle. Dans un premier temps, une bonne part proviendra des combustibles fossiles, avec probablement une séquestration partielle du CO₂ dans des unités dédiées de forte puissance.

Les deux vecteurs majeurs – électricité et hydrogène – auront la remarquable propriété d'être complètement interchangeables (*figure 25.1*), grâce aux deux technologies de la pile à combustible et de l'électrolyseur qui sont à l'origine du nom de

hydricity (*hydrogen-electricity*) dans le continent nord-américain. Grâce à cette configuration réversible, l'énergie pourra indifféremment être apportée ou soutirée sous l'une quelconque des deux formes, électricité et hydrogène.

Cette propriété essentielle permet d'imaginer l'introduction de l'hydrogène comme vecteur d'énergie, aussi bien dans un système centralisé que dans un système décentralisé.



25.1 - Le vecteur hybride du futur, l'hydricité (hydrogène-électricité)

25.4. L'HYDROGÈNE

Il est découvert par Henri CAVENDISH, chimiste anglais, en 1766, qui l'appelle « air inflammable », mais c'est Antoine LAVOISIER, chimiste français, qui lui donne son nom définitif en 1787.

Comment ne pas rappeler que Jules VERNE, dès 1874, écrivait dans *L'Île mystérieuse* : « Je pense qu'un jour, l'hydrogène et l'oxygène seront les sources inépuisables fournissant chaleur et lumière ! »

En effet, les avantages de l'hydrogène sont nombreux :

- ▶ c'est l'élément le plus abondant dans l'Univers, mais il n'existe pas sur la Terre à l'état libre,
- ▶ c'est la molécule la plus énergétique : 120 MJ/kg, soit 2,2 fois le gaz naturel,
- ▶ il n'est ni polluant, ni toxique,
- ▶ sa combustion ne génère aucun polluant (seulement de l'eau),
- ▶ c'est le plus léger des gaz, ce qui est un facteur positif vis-à-vis de la sécurité (grande vitesse de diffusion dans l'air),
- ▶ son transport est aisé et préserve l'environnement (en particulier par pipes),
- ▶ ses modes de transformation sont variés (pile à combustible, moteur, combustion, turbine).

Il convient aussi de mentionner ses quelques inconvénients :

- ▶ sa légèreté implique une densité énergétique volumique, qui est moins favorable au transport et au stockage sous forme gazeuse que pour le gaz naturel ;

- ▶ la difficulté à gérer son stockage sous forme cryogénique du double fait de l'énergie de liquéfaction (qui sera perdue et peut représenter jusqu'à 50% de l'énergie contenue dans le gaz, selon les performances du procédé employé) et des évaporations inévitables pour compenser les entrées thermiques ;
- ▶ ses limites d'inflammabilité et de détonation avec de l'air sont plus larges que pour le gaz naturel (d'un facteur 5 environ), mais en dehors d'une situation dite « confinée » (c'est-à-dire emprisonné avec de l'air dans un volume fermé), ces limites sont plus difficiles à atteindre qu'avec le gaz naturel, du fait de sa grande vitesse de diffusion dans l'air (quatre fois celle du gaz naturel) ;
- ▶ son image dans le public n'est pas bonne (il est considéré comme un gaz dangereux) et son acceptabilité n'est donc pas encore acquise.

25.4.1. LE MARCHÉ ACTUEL ET LES PERSPECTIVES DE PRODUCTION DE L'HYDROGÈNE

L'hydrogène est actuellement une des matières de base des industries chimiques et pétrochimiques. Plus de la moitié de l'hydrogène consommé est utilisée pour la production d'ammoniac (50%) et de méthanol (8%). Le reste est essentiellement utilisé par la pétrochimie. Une petite partie sert néanmoins dans d'autres secteurs comme la soudure, l'industrie du verre, la fabrication de semi-conducteurs, la fabrication d'aliments et le transport spatial. L'évolution prévisible de ces secteurs industriels ne laisse pas prévoir de changement notable dans les volumes de production.

Le *tableau II* précise les valeurs des consommations actuelles d'hydrogène, en Europe et dans le monde :

Tableau II - Consommations d'hydrogène en Europe et dans le monde

	<i>Consommation [milliards de Nm³/an]</i>	<i>Consommation [millions de t/an]</i>
<i>Europe</i>	65	5,85
<i>Monde</i>	500	45

Ramenés en équivalents énergétiques, ces chiffres ne représentent que 1,5% de la production mondiale d'énergie primaire. De plus, la plus grande partie de cet hydrogène est en fait un sous-produit d'autres procédés mis en œuvre dans les sites industriels concernés. L'hydrogène est encore aujourd'hui un produit chimique et non pas encore un vecteur d'énergie, si ce n'est la propulsion spatiale qui ne représente qu'une infime partie. On voit donc bien que très peu d'hydrogène (moins de 0,1% de la production mondiale d'énergie) provient d'unités de fabrication spécifiques et que dans l'hypothèse d'une fabrication massive correspondant à la fourniture d'une part significative d'énergie, c'est par un facteur très supérieur

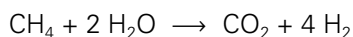
à 100 qu'il faudra augmenter la production actuelle d'hydrogène. Autant dire que le mode de production actuel ne représente en rien l'image que cette industrie aura dans le futur, tant l'écart est important.

Les facteurs technico-économiques qui président aux choix techniques conduiront probablement à des filières de production très différentes des filières actuelles ; les études nécessaires à ces choix débutent seulement et il est aujourd'hui trop tôt pour assurer ce qu'ils seront, mais déjà des pistes se précisent selon le type d'énergie dont on dispose :

- ▶ si l'on dispose de **combustible fossile**, ce sera le reformage (pétrole, gaz) ou la gazéification (charbon), avec capture et séquestration du CO₂ ;
- ▶ si l'on dispose d'**électricité** (nucléaire, photovoltaïque, éolien, géothermie, hydro-électricité), ce sera l'électrolyse de l'eau ;
- ▶ si l'on dispose de **chaleur** à un niveau de température suffisant (nucléaire, solaire), ce sera la dissociation thermochimique de l'eau ;
- ▶ si l'on dispose de **photons** (solaire), ce sera la biophotosynthèse, le reformage ou la pyrolyse de la biomasse.

25.4.2. QUELLES PERSPECTIVES POUR LE COÛT DE L'HYDROGÈNE ?

Aujourd'hui, l'hydrogène le plus économique provient du reformage de gaz naturel (composé essentiellement de méthane CH₄), *via* la réaction ci-dessous :



Demain et compte tenu du fait que le gaz naturel est aujourd'hui à un prix assez bas, le coût de cet hydrogène sera, à euros constants, probablement plus élevé mais, on peut raisonnablement le penser, d'un niveau acceptable, c'est-à-dire dans le différentiel actuel coût de l'énergie hors taxes-coût toutes taxes. Le **tableau III** donne les prix actuels de production (à partir du reformage à la vapeur du gaz naturel) en comparaison avec deux autres combustibles traditionnels : essence et gaz naturel (G.N.).

Tableau III - Prix de vente de l'hydrogène produit à partir de gaz naturel

Produit	€/kg	c€/kWh	\$/GJ	€/tep
Essence (0,23 c€/L)		1,6	4	187,5
Gaz naturel (gros) (\$3/million BTU)		1,1	2,8	132
H ₂ pressur. (gros)	0,83	2,5	6,3	290
H ₂ pressur. (détail)	3,78	11,3	28,3	1320
H ₂ liq. (détail)	9,2	27,3	68,3	3215

Une évolution prévisible des technologies et coûts peut se résumer ainsi :

- ▶ la voie la plus économique étant aujourd'hui l'hydrogène produit à partir du gaz naturel (et les réserves de gaz naturel étant importantes), il est probable que cette voie le restera longtemps encore (en production de masse), même en y ajoutant le prix d'une captation et séquestration futures du CO₂ (on lit des valeurs de l'ordre de 22 euros par tonne de CO₂, non-validées) et un surcoût de transport (le transport par pipes de l'hydrogène étant d'un facteur 1,5 à 1,8 supérieur à celui du gaz naturel) ;
- ▶ les ressources fossiles étant appelées à décroître dans les prochaines décades, une solution moins économique, mais toutefois intéressante, est l'électrolyse de l'eau dont le coût est actuellement plus élevé comparé à celui de la filière gaz naturel, donc pratiquement pas utilisée. Le coût de cette filière « électrolyse » pourrait baisser à terme, d'une part en concevant des usines de production de grande taille, et d'autre part en s'appuyant sur une autre filière nucléaire, dite « haute température », couplée à une électrolyse à température plus élevée et de meilleur rendement ;
- ▶ une troisième voie apparaît potentiellement intéressante, c'est toujours l'électrolyse de l'eau, mais à partir d'électricité fournie par les énergies renouvelables telles que l'hydraulique pour les pays ayant des réserves (c'est alors la voie la plus économique), ou l'énergie éolienne dans la mesure où son coût est déjà aujourd'hui à peine plus élevé que celui de l'électricité fournie aux particuliers, à en juger par le prix de rachat de cette électricité par EDF (de l'ordre de 8 c€/kWh).
- ▶ une dernière voie, enfin, concerne la dissociation thermochimique de l'eau, dont le rendement peut être élevé en s'appuyant sur des cycles à haute température (vers 850°C) qui peuvent être mis en œuvre à partir de chaleur fournie par des réacteurs nucléaires du type HTGR (réacteur à gaz à haute température). En valorisant les calories rejetées par le cycle thermochimique par un cycle électrogène classique, on peut espérer un rendement global supérieur à 50% (voir plus loin).

25.4.3. QUELS SONT LES FREINS ACTUELS AU DÉVELOPPEMENT, EN FRANCE, DE L'HYDROGÈNE ?

Comme pour toute apparition d'une rupture technologique, les freins sont de plusieurs natures, c'est-à-dire politique, environnementale, économique, technique et réglementaire.

Sur les aspects **politiques**, **environnementaux** et **économiques**, les freins proviennent du fait que l'apparition du vecteur hydrogène ne peut être défendu qu'avec l'idée d'un remplacement progressif du vecteur fossile en raison de son impact environnemental. En effet, la transformation rapide de l'énergie fossile en hydrogène ne s'impose pas, aussi bien sur le plan technique (gain en rendement des convertisseurs non-significatif) que sur le plan économique (le prix de l'énergie hydrogène est au moins deux fois supérieur à celui de l'énergie fossile). De plus,

grâce à sa politique nucléaire, la France n'est pas soumise à une pression aussi forte – sur le plan de l'effet de serre – que celle qui s'exerce sur les pays qui en sont dépourvus ou ont décidé de l'abandonner (comme l'Allemagne). Il n'apparaît donc pas de besoin immédiat mais un besoin différé de préparer les technologies de demain. Le pouvoir politique n'en voit donc pas nécessairement l'urgence. Seule la pression d'éléments extérieurs (respect des accords de Kyoto de 1997, décisions européennes, pressions de l'opinion publique...) conduira les pouvoirs publics à prendre les décisions voulues. On est aujourd'hui, en France, dans une phase initiale de prise de conscience et d'analyse.

Sur le plan **technique**, cinq technologies sont nécessaires pour la mise en œuvre d'une filière complète : la production, le stockage, le transport, la distribution et la transformation de l'hydrogène. Leurs états de développement ne sont pas au même niveau. Certaines sont presque matures : le transport gazeux par pipes ou cryogénique est parfaitement maîtrisé et la transformation en énergie thermique, mécanique (moteur, turbine) ou électrique (piles à combustible) l'est pratiquement aussi. Il n'en est pas de même des autres qui nécessitent encore de nombreux développements. Un point sur ces technologies est fait plus loin.

Sur le plan **réglementaire**, des travaux sont en cours, que ce soit au niveau national, européen ou international (voir plus loin).

25.4.4. QUELLES SOURCES D'ÉNERGIE POUR LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE ?

Aujourd'hui, 95% de l'hydrogène sont produits à partir des combustibles fossiles et en particulier le gaz naturel. Pour que cette production se poursuive dans les meilleures conditions environnementales, il serait nécessaire d'y adjoindre des unités de capture et séquestration du CO₂.

Hormis l'énergie fossile, il reste deux grandes sources d'énergie primaire : l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables.

Pour M^{me} LOYOLA DE PALACIO⁵, Commissaire européen, responsable de l'énergie, même si l'Europe atteint ses objectifs de doubler d'ici à 2010 sa production d'énergie à partir des renouvelables (de 6% aujourd'hui à 12% en 2010), elle n'a pas la moindre chance d'honorer les objectifs de Kyoto, sans un recours plus important au nucléaire : elle estime à 80 le nombre de réacteurs à construire à terme.

De l'avis général et en particulier d'EDF, la transformation de l'électricité **nucléaire** en hydrogène par électrolyse de l'eau ne présente qu'un intérêt limité du fait des rendements combinés d'une centrale électronucléaire (de l'ordre de 30%) et de celui d'un électrolyseur alcalin (de l'ordre de 70%). On pense alors à des solutions plus séduisantes à terme, comme :

⁵ *Le Monde*, J.F. AUGEREAU, juin 2000.

- ▶ la dissociation de l'eau par la voie thermochimique⁶ (le procédé actuellement retenu est le procédé dit IS⁷ après que d'autres cycles aient été étudiés depuis le début des années 1970), la chaleur nécessaire (vers 850°C) étant fournie par des réacteurs nucléaires dédiés, à haute température. Ce type de réacteur HTGR⁸ a l'avantage de consommer des combustibles fissiles beaucoup plus abondants que l' U_{235} actuellement brûlé dans les réacteurs PWR. Une conférence récente⁹ et un rapport¹⁰ de l'AFH₂ le décrivent en détail. Un projet commun américano-japonais, auquel le CEA pourrait se joindre prochainement, devrait permettre d'aboutir à une démonstration à l'échelle de 30 MW, vers 2010, dans un concept hybride (la chaleur est d'abord utilisée pour la thermochimie, puis valorisée dans un cycle thermique classique) dont le rendement total pourrait atteindre 50%, c'est-à-dire un résultat deux fois meilleur que le cycle nucléaire + électrolyseur actuellement disponible ;
- ▶ l'électrolyse de l'eau mais par l'un des deux procédés d'avenir : soit la technologie acide PEM (aujourd'hui en cours de développement dans le cadre des piles à combustible de type PEM), soit la technologie sous vapeur à haute température (elle aussi en cours de développement dans le cadre des piles à combustible de type SOFC). Les deux technologies devraient aboutir à des rendements supérieurs à 90% pour la seule partie « électrolyse ».

Un développement futur de la technologie nucléaire est de ceux dont on peut dire qu'il ressort davantage de considérations politiques et sociétales (l'acceptabilité par le public) que technologiques.

Les chapitres précédents décrivent en détail les sources qui sont évoquées ci-après.

LA BIOMASSE (AGRICULTURE, FORÊTS, ALGUES, DÉCHETS ORGANIQUES)

Elle peut produire de l'hydrogène de plusieurs façons (voir le chapitre 13) :

- ▶ par **gazéification** pour donner du gaz de synthèse qui lui-même – après purification – peut donner de l'hydrogène. Aujourd'hui, dans le monde, plus de 50 usines de gazéification de la biomasse fonctionnent, même si elles ne sont pas dédiées à la fabrication d'hydrogène ;
- ▶ par **pyrolyse** (chauffage en atmosphère inerte) pour produire un composé que l'on transforme ensuite en hydrogène par oxydation partielle ;
- ▶ par **biophotolyse** de l'eau en utilisant certaines microalgues ou certaines cyanobactéries ;

⁶ Ensemble des méthodes qui réalise la dissociation de l'eau par une succession de réactions chimiques.

⁷ IS : procédé dit « Iode-Soufre », pour lequel des problèmes de corrosion de matériaux existent.

⁸ HTGR : High Temperature Gas Reactor.

⁹ First Information Exchange Meeting on Nuclear Production of Hydrogen, Paris, 2-3 octobre 2000.

¹⁰ « La production nucléaire de l'hydrogène », janvier 2001.

- ▶ par **photodécomposition** de composés organiques par des bactéries (ces deux derniers procédés sont aujourd'hui encore des procédés de laboratoire considérés comme futuristes).

Une fois produit, l'hydrogène est soit utilisé (et stocké) sur place, soit transporté *via* un réseau de pipes.

Cette source est potentiellement la plus importante et peut théoriquement fournir la totalité de la demande d'énergie, en particulier dans un pays comme la France, compte tenu de son climat tempéré et des grandes étendues exploitables, tant terrestres que marines. Actuellement, aucune des voies possibles n'a été suffisamment explorée pour savoir si l'une d'entre elles pourrait être rentable à terme.

Le rapport 2001 sur les énergies renouvelables de l'Office Parlementaire des Choix Scientifiques et Technologiques préconise un effort particulier dans ce domaine pour son application dans le transport, dont la croissance va se poursuivre et qui est aujourd'hui la source majeure de production de CO₂. D'après ce rapport, un développement de combustibles issus de la biomasse permettrait d'économiser, en France, 40 Mtep, soit 40% de la facture pétrolière actuelle ; il faudrait, pour cela, affecter 4 millions d'hectares à ces cultures énergétiques.

LE SOLAIRE

Il permet d'envisager la production d'hydrogène à partir de deux types de capteurs : le thermique et le photovoltaïque (voir le chapitre 17).

La chaleur est fournie par des **capteurs solaires** à concentration :

- ▶ moyenne (cylindro-parabolique), dans la gamme 200-250°C (cette technologie n'est réaliste que dans les pays à fort ensoleillement direct) ; on peut alors produire de l'électricité *via* une machine thermique, laquelle électricité produira de l'hydrogène par électrolyse ;
- ▶ forte (miroirs paraboliques ou centrales à tour qui peuvent fournir des calories à plus de 800°C) : la chaleur est alors utilisable dans un réacteur thermochimique de dissociation de l'eau, de même type que celui envisagé précédemment, couplé à un réacteur nucléaire de type HTGR.

La source solaire sur laquelle les plus grands espoirs sont fondés est le **photovoltaïque**. En effet, l'énergie solaire frappant la Terre représente 15 000 fois la consommation mondiale ! La conversion de cette énergie solaire par l'intermédiaire d'une cellule photovoltaïque produit de l'électricité qui peut soit être utilisée sur place ou réinjectée dans un réseau, soit fournir de l'hydrogène par électrolyse de l'eau. La production des cellules est aujourd'hui en forte croissance (de l'ordre de 15% par an) et son prix est en baisse régulière mais encore trop élevé, d'un facteur 3 environ. Des sauts technologiques en cours d'étude (comme les cellules à couche mince) devraient permettre d'atteindre les coûts objectifs dans quelques années.

Certains¹¹ pensent que la contribution énergétique globale de ce type de source pourrait atteindre 3,6% en 2025.

L'ÉOLIEN

C'est une source qui est en plein développement dans de nombreux pays, et en France dans le cadre du programme Eole 2005 (voir le chapitre 16).

L'énergie éolienne produit de l'électricité et cette électricité peut être soit utilisée sur place ou réinjectée dans le réseau, soit transformée en hydrogène par électrolyse de l'eau. Cet hydrogène peut alors être soit utilisé sur place (alimentation d'un système de transport, par exemple), soit réinjecté dans un réseau de distribution.

L'HYDRAULIQUE

L'hydroélectricité est très développée dans certains pays comme le Canada ; elle fournit l'électricité renouvelable la plus économique (voir le chapitre 12).

Le Canada, très riche en ce type d'énergie, avait étudié en détail la possibilité, au travers du programme européen EQHHPP¹² au début des années 1990, d'exporter vers l'Europe de l'hydrogène produit par électrolyse.

On estime¹³ qu'on n'exploite aujourd'hui que 10% des ressources mondiales et quand on sait que l'hydraulique produit actuellement environ 20% de l'électricité dans le monde (10 à 15% en France, selon les années), on voit que le développement de l'hydraulique pourrait contribuer aux bilans énergétiques du futur, beaucoup plus significativement qu'aujourd'hui ; il faut toutefois noter que les sites à équiper sont généralement de plus en plus éloignés des centres de consommation d'où la nécessité de transformer cette énergie électrique *via* le vecteur hydrogène en particulier, plus aisé à transporter sur de longues distances ; en effet, on considère que l'hydrogène est un vecteur d'énergie plus économique que l'électricité quand les distances sont supérieures à 1000 km.

AUTRES SOURCES

D'autres sources, de moindre potentiel mais néanmoins intéressantes, sont déjà mises en œuvre ou envisagées quand les conditions locales s'y prêtent, telles que :

- ▶ l'énergie des marées (usine de la Rance, en France),
- ▶ la géothermie « chaude », comme en Islande et en Italie.

¹¹ LIN G.H. & CARLSON D.E., *Int. J. Hydrogen Energ.* **25**(9), 807-811, 2000.

¹² Euro Quebec Hydro Hydrogen Project.

¹³ BOCKRIS J.O.M., *Energy options; real economics and the solar-hydrogen system, Australia & New Zealand Book Company, Brookvale, Australia, 1980.*

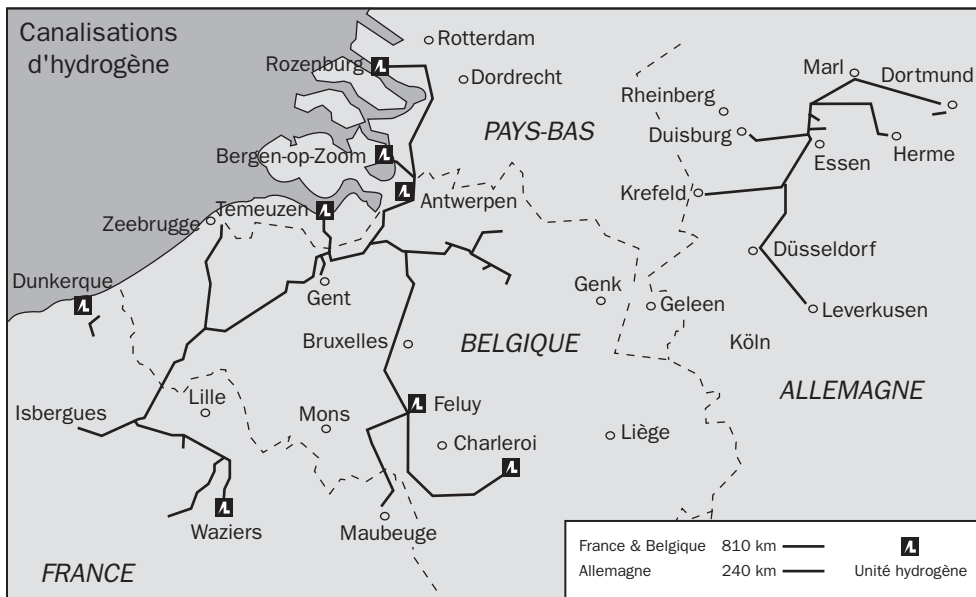
25.4.5. QUELLES SOLUTIONS POUR LE TRANSPORT DE L'HYDROGÈNE ?

Le mode de transport qui sera probablement retenu à terme est le transport sous pression par pipes plutôt que le transport cryogénique, trop gourmand en énergie, donc nécessairement d'un coût plus élevé. On considère généralement qu'environ 40% de l'énergie contenue dans une masse donnée d'hydrogène ont été consommés dans cette opération de liquéfaction.

Le transport par pipes profite d'une très longue expérience :

- ▶ en Allemagne, 230 km de pipes sous 22 bars sont exploités par Huels A.G. depuis 1938,
- ▶ aux Etats-Unis, Air Liquide exploite près de 1000 km de pipes,
- ▶ dans le Nord-Europe, Air Liquide en exploite 1050 km (*figure 25.2*).

Aucun accident n'a été relevé et on peut considérer que la fiabilité de ce mode de transport est excellente.



25.2 - Réseau de pipes hydrogène Nord-Europe exploités par Air Liquide

[source : Air Liquide]

25.4.6. QUELLES SOLUTIONS POUR LE STOCKAGE ?

Il faut distinguer le stockage de masse et le stockage en petites unités pour des véhicules et des générateurs portables.

Dans le premier cas, deux solutions sont envisageables :

- ▶ soit le stockage dans de grandes cavités naturelles ou artificielles (aquifères, cavités salines creusées par dissolution, anciennes mines...) : diverses expériences en ont montré la faisabilité, comme des expérimentations menées à Beynes (dans la région parisienne) et l'alimentation actuelle de la ville de Kiev (voir plus loin) ;
- ▶ soit la transformation de cet hydrogène en un composé hydrogéné (alcool ou hydrocarbure) dont le stockage sera beaucoup moins volumineux, qui fait appel à des technologies déjà maîtrisées et dont la conversion ultérieure en hydrogène est facile (reforming) et relativement économique (les rendements des reformeurs sont élevés). Dans ce dernier cas, le carbone entrant dans la composition de ce liquide devrait provenir idéalement du gaz carbonique déjà présent dans l'atmosphère (*via* la biomasse qui en concentre le carbone, par exemple), ou du CO issu d'un combustible fossile si ce combustible doit être extrait pour toute autre raison, ce qui sera malheureusement le cas pendant encore de nombreuses décennies.

Les réactions à mettre en œuvre peuvent être alors :



ou
$$\text{CO} + 2 \text{H}_2 \longrightarrow \text{CH}_3\text{OH} + 20 \text{ kcal (synthèse du méthanol)}$$

Une autre façon d'aborder cette opération est de vouloir simplement enrichir en hydrogène des résidus pétroliers pauvres en hydrogène et polluants par leur utilisation.

Dans le cas de petites unités (quelques dizaines de grammes d'hydrogène à quelques kilogrammes), plusieurs solutions sont soit en cours de validation, soit en cours de développement. Dans les premières, on trouve :

- ▶ le stockage sous pression dans la gamme des 350 bars : plusieurs sociétés (Quantum/Impco aux USA, Dynetek au Canada, Ullit en France) vendent des réservoirs qui sont homologués ou en cours de l'être ; les performances sont élevées puisque, en 2002, le record de 13% de densité massique a été atteint chez Quantum et Dynetek, grâce à une technologie composite (vessie en alliage d'aluminium chez Dynetek et en thermoplastique chez Quantum, renforcée par une structure composite en fibres de carbone) ;
- ▶ le stockage dans des hydrures métalliques : cette technique est déjà ancienne, très sûre et tout à fait maîtrisée ; en contrepartie, ce mode de stockage souffre de deux défauts, la densité massique des hydrures est élevée et leur capacité de stockage est faible, surtout si on souhaite conserver une température de déstockage raisonnable (inférieure à 200°C). C'est ainsi que les densités spécifiques ne dépassent pas 2-3%, ce qui ne peut convenir que pour de faibles masses d'hydrogène à stocker.

Dans les secondes, on trouve :

- ▶ le stockage sous pression à 700 bars dans des structures composites du même type que celles utilisées pour le stockage à 350 bars (liner aluminium et bobinage

avec des fibres de carbone), que le CEA¹⁴ développe depuis 1994 et dont il a fait une démonstration en 2001 dans le cadre du projet européen *Hydro-Gen* avec PSA. Les autres fabricants évoqués précédemment développent aussi maintenant cette même gamme de pression ;

- ▶ l'utilisation de borohydrures de sodium (issus du Borax, largement répandu) qui, au contact de l'eau et d'un catalyseur, libèrent spontanément de l'hydrogène ; la société Millenium Cell (USA) développe cette technologie avec le constructeur français PSA ;
- ▶ le stockage dans des nanostructures de carbone dont les premiers résultats étaient apparus encourageants vers le milieu des années 1990, mais qui n'ont pu être confirmés jusqu'à maintenant.

25.4.7. QUELLE SOLUTION POUR LA DISTRIBUTION DE L'HYDROGÈNE ?

Plusieurs dizaines de stations de distribution d'hydrogène existent et sont opérationnelles, en particulier aux Etats-Unis (dans le cadre du California Fuel Cell Partnership), au Japon et en Europe (Aéroport de Munich et programme européen de bus CUTE/ECTOS).

Le coût moyen d'une station service « hydrogène » (livraison de gaz sous pression) est encore mal connu puisque les estimations vont de 200 000 euros (Congrès « Hydrogène » de Vancouver en 1999) à 2 millions d'euros (estimations japonaises de février 2002).

25.4.8. QUELLES SOLUTIONS POUR LA CONVERSION DE L'HYDROGÈNE ?

La conversion de l'hydrogène en une des deux formes utilisables de l'énergie, hors thermique (énergie mécanique ou électrique), se fait :

- ▶ soit à partir de convertisseurs traditionnels (*via* un moteur thermique comme l'utilisent quelques constructeurs automobiles à titre de démonstration, le constructeur allemand BMW et le japonais Mazda, ou *via* une turbine) aisément adaptables à l'hydrogène. Utilisés avec l'hydrogène, ces convertisseurs gardent sensiblement les mêmes performances qu'avec des combustibles traditionnels ;
- ▶ soit à partir de piles à combustible quel qu'en soit le type (AFC, PEMFC, PAFC, MCFC et SOFC). Elles sont actuellement en fort développement, en progrès constants et leur faisabilité technique est maintenant démontrée. Ce sujet est développé dans le chapitre 24.

14 Commissariat à l'Energie Atomique.

25.4.9. QUELS DOMAINES D'APPLICATIONS POUR L'HYDROGÈNE ?

En dehors de la chimie, de la pétrochimie et de la sidérurgie qui l'utilisent largement aujourd'hui, les nouveaux domaines potentiels d'application de l'hydrogène sont extrêmement nombreux et variés, à commencer par tous ceux qui sont déjà couverts par le pétrole (et ses dérivés) et le gaz :

- ▶ le **transport**, avec des moteurs thermiques alimentés directement en hydrogène (BMW, Ford, Mazda) ou avec des piles à combustible, généralement couplées à des batteries, comme l'ont démontré la quasi-totalité des constructeurs automobiles dans le monde, avec plus de 100 prototypes déjà réalisés. L'hydrogène stocké à bord est proposé par la majorité des constructeurs, d'autres préférant fabriquer l'hydrogène à bord à partir d'un reformeur de méthanol ou d'essence de synthèse ;
- ▶ le **résidentiel** et le **tertiaire**, pour fabriquer directement de la chaleur ou alimenter des piles à combustible, ou les deux à la fois grâce à des systèmes de cogénération. On peut noter que cette application ne serait pas originale puisque, dès 1945, le gaz de ville distribué en France contenait environ 50% d'hydrogène et que la ville de Kiev était alimentée depuis 1971 par un mélange contenant 65% d'hydrogène ;
- ▶ les **générateurs auxiliaires**, comme les APU (*Auxiliary Power Unit*), piles à combustible de type PEM ou SOFC alimentées en hydrogène pouvant soit servir de groupes mobiles ou de secours, soit pour équiper des véhicules lourds (alimentation de groupes froids dans les transports frigorifiques) ou des véhicules légers (source auxiliaire d'énergie électrique pour alimenter des équipements de bord comme la climatisation et autres servitudes électriques), comme le démontre actuellement le constructeur BMW sur une série de prototypes de la série 7 (*figure 25.3*) ;



25.3 - Pile à combustible
de 5 kWe, montée en APU
sur un véhicule BMW

- ▶ l'**industrie**, qui consomme aujourd'hui la quasi-totalité de l'hydrogène produit dans le monde (voir plus haut) et qui pourrait reconvertir, sans grandes difficultés, ses systèmes actuellement alimentés en fioul ou gaz naturel.

25.4.10. QUELS RISQUES AVEC L'HYDROGÈNE ?

L'hydrogène est un combustible de mauvaise réputation et considéré comme dangereux. Cette situation provient essentiellement du fait de l'accident spectaculaire du ballon dirigeable Hindenburg, aux Etats-Unis en 1937, sans parler des rapprochements que peuvent faire certains avec l'accident de la navette Challenger, voire la bombe à hydrogène !

L'accident de l'Hindenburg a été récemment éclairci à l'issue d'un travail très complet¹⁵ qui démontre, sans ambiguïté, que cet accident est dû uniquement à l'inflammabilité du dépôt qui protégeait l'enveloppe et que si ce ballon avait été gonflé à l'hélium, le déroulement de l'accident (au cours duquel il n'y a eu aucune explosion mais seulement un incendie) et ses conséquences (35 voyageurs et un technicien au sol tués sur 97 membres d'équipage et passagers) auraient été presque identiques.

Néanmoins, un important travail d'information auprès du public est à poursuivre pour démystifier ce gaz auquel, pourtant, les citoyens étaient habitués puisque le gaz de ville, après la dernière guerre, était constitué à 50 % d'hydrogène¹⁶, sans qu'il y ait eu davantage d'accident qu'avec le gaz naturel, aujourd'hui.

Il est par ailleurs et à ce sujet intéressant d'évoquer une autre étude récente menée en Allemagne¹⁷, montrant que la majorité des Allemands accepte l'hydrogène en tant que combustible ; cela s'explique en grande partie par le fait que de nombreux véhicules à hydrogène (à moteur thermique ou à pile à combustible) sont en cours de test dans ce pays, à titre expérimental et en milieu urbain, et qu'une large publicité en est faite.

Toutes les études de sûreté menées jusqu'ici, tant expérimentales que théoriques, démontrent que l'hydrogène n'est pas plus dangereux que le gaz naturel mais que les risques sont différents :

- ▶ le comportement des matériaux sera différent, et en particulier un plus grand soin devra être apporté au choix des enveloppes du fait de leur fragilité accrue en présence d'hydrogène ;
- ▶ le domaine d'inflammabilité dans l'air est plus large avec l'hydrogène (4-75%) qu'avec le gaz naturel (5,3-15%) ;
- ▶ l'énergie minimale d'inflammation est plus faible pour l'hydrogène (20 μ J) que pour le gaz naturel (290 μ J) ;
- ▶ mais le coefficient de diffusion dans l'air est quatre fois plus élevé pour l'hydrogène (0,61 cm^3/s) que pour le gaz naturel (0,16 cm^3/s) : sa grande légèreté, qui est

¹⁵ Le rapport est disponible sur le site www.dvv-info.de/pm/pe00hb.htm

¹⁶ Le reste étant constitué de CO (monoxyde de carbone).

¹⁷ Voir le site www.hydrogen.org/accepth2/

un inconvénient pour son stockage, devient ici une qualité lui permettant de se disperser beaucoup plus vite dans l'air. Le plus grand élément de sécurité consiste à faire en sorte d'éviter tout confinement de l'hydrogène dans un volume fermé.

Ce travail de démonstration et d'information ne va pas sans la mise en place d'une réglementation et de normes. Certaines existent depuis longtemps, permettant d'utiliser journallement l'hydrogène dans l'industrie, de le transporter et le stocker. D'autres sont en cours d'établissement¹⁸ aux niveaux européens et internationaux pour qu'elles soient harmonisées pour les nouvelles utilisations (hydrogène utilisé non plus comme un produit chimique mais comme un combustible).

Au plan national, le réseau PACo¹⁹ a financé le projet SEREPAC²⁰, piloté de 2001 à 2003 par l'INERIS²¹.

Au plan européen, l'équipe de projet EIHP²² travaille jusqu'en 2004 sur des propositions de réglementation européenne pour les véhicules à hydrogène. D'ores et déjà, de nombreuses directives européennes sont transposées en droit français, pour les diverses applications des piles à combustible à hydrogène.

On pense généralement que les normes et réglementations pour l'hydrogène devraient être complètes vers 2005.

25.4.11. QUELLE TRANSITION VERS L'ÉCONOMIE DE L'HYDROGÈNE ?

La transition de l'économie « fossile » vers une économie de l'hydrogène sera graduelle. Une mise en œuvre progressive pourrait apparaître rapidement par l'injection d'hydrogène dans des canalisations de gaz naturel. La France, par exemple, dispose de près de 30 000 km de canalisations de gaz naturel et il a été démontré²³ que l'ajout d'une quantité d'hydrogène pouvant atteindre 10% en volume ne nécessitait aucune modification sur le réseau (ce chiffre peut être beaucoup augmenté, moyennant des modifications acceptables) ; il est aisé ensuite soit d'utiliser directement le mélange, soit de récupérer l'hydrogène en tout point par une filtration au travers d'une membrane.

18 En particulier la norme ISO TC 197 « Technologies de l'hydrogène ».

19 PACo : réseau technologique national « Pile à Combustible ».

20 SEREPAC a pour objectif « Bilan et Perspectives sur la Sécurité, la Réglementation et la Normalisation des Systèmes Piles à Combustible ».

21 INERIS : Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques.

22 EIHP : European Integrated Hydrogen Project.

23 POTTIER J.D., *Hydrogen Transmission for Future Energy Systems, Hydrogen Energy System*, YURÜM Yuda Ed., NATO, vol. 295, Kluwer Academic Publishers, 1995.

L'hydrogène apparaîtra d'abord pour des applications de niche comme le transport public. Cette transition a déjà commencé et on peut en juger par la multiplication des opérations de démonstration :

- ▶ dans le cadre du California Fuel Cell Partnership en Californie où des bus et des véhicules légers à pile à combustible circulent en situation réelle depuis le début de l'année 2000 ;
- ▶ les démonstrations du canadien Ballard qui, pendant 2 ans (2000-2001), a mis en service régulier 6 bus à pile à combustible dans les villes de Vancouver et Chicago ;
- ▶ le projet européen du 5^e PCRD (CUTE) qui a permis la mise en place de 27 bus à pile à combustible de type CITARO dans 9 villes européennes depuis la fin 2003 ;
- ▶ le projet (déjà démarré *via* le projet ECTOS) de l'Islande qui a décidé d'être le premier pays du monde à avoir toute son économie basée sur l'hydrogène pour devenir complètement indépendante du pétrole dès 2030 (ses ressources énergétiques sont la géothermie et l'hydroélectricité).

L'Union européenne envisage 20% de substitution au fossile d'ici 2020 (Hydrogen Workshop, novembre 2001).

25.4.12. QUELS SONT LES ACTEURS DE L'HYDROGÈNE ?

Comme il a été précisé précédemment, la nouvelle ère de l'hydrogène a déjà commencé et plusieurs acteurs, en France comme en Europe et dans le monde, s'intéressent déjà à l'hydrogène.

En France, les acteurs majeurs de l'hydrogène et de ses applications sont :

- ▶ les grands laboratoires de recherche publics (CEA, CNRS, Universités, INRETS, INERIS, IFP...),
- ▶ des centres de formation (INSTN, EFE),
- ▶ des structures et agences publiques (Réseau PACo, Ademe, AFNOR, conseils régionaux et généraux),
- ▶ des industriels (Air Liquide et sa filiale AXANE, Snecma, EDF, AREVA *via* sa filiale HELION, Gaz de France, TOTAL, PSA, Renault, Composites Aquitaine...),
- ▶ des associations (AFH₂, Alpeha, Club « Pile à Combustible »).

En Europe, les acteurs sont trop nombreux pour être tous nommés (les Allemands sont actuellement les plus dynamiques sur le sujet), mais on peut signaler les programmes de recherche de l'Union européenne qui financent de nombreux projets concernant l'hydrogène et les piles à combustible (environ 30 M€/an pour ces programmes dans le 5^e PCRD, et probablement davantage dans le 6^e PCRD), ainsi que plusieurs associations nationales et l'Association Européenne de l'Hydrogène (EHA) qui les fédèrent.

Dans le reste du monde, des pays sont particulièrement en pointe, comme le Japon (qui s'appuie sur le programme national pluriannuel du METI), le Canada, les Etats-

Unis (qui s'appuient sur les programmes *FreedomCAR*²⁴ et *FreedomFuel* décidés en 2003 et d'un montant programmé de 1,7 milliards de dollars sur 5 ans) et l'Islande (déjà mentionnée précédemment).

25.5. CONCLUSIONS

Quelles que soient les hypothèses que l'on puisse retenir sur le niveau des réserves de combustibles fossiles, le problème le plus urgent est de tout mettre en œuvre pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (en 2004, la France a déclaré vouloir les réduire d'un facteur 4 d'ici 2050) ; or, il ne paraît pas réaliste de supposer que l'on puisse exploiter économiquement et en quantités suffisantes, dans les temps voulus, toutes les sources d'énergie alternatives (renouvelables et nucléaires) et donc que l'on puisse se priver des combustibles fossiles pendant encore plusieurs dizaines d'années. La seule solution est donc de transformer ces combustibles fossiles **à la source** (pour des raisons techniques et économiques) pour capturer et séquestrer le gaz carbonique, et ensuite transporter et distribuer cette énergie par le biais d'un vecteur propre, c'est-à-dire sans carbone : le choix de l'hydrogène paraît généralement le plus judicieux, d'autant plus que la mise en œuvre de ce gaz permettra une transition graduelle à partir du gaz naturel dont l'utilisation va se généraliser dans les prochaines décennies.

Aujourd'hui un produit chimique, l'hydrogène deviendra un vecteur d'énergie. Qu'il soit produit par reformage de gaz naturel, par électrolyse ou thermochimie en s'appuyant sur l'énergie nucléaire, ou par transformation des diverses formes de l'énergie solaire, l'hydrogène sera simple à fabriquer, à stocker, à transporter, à distribuer et à transformer dès lors que les travaux de R&D en cours dans tous les laboratoires de recherche du monde auront abouti.

Sur le plan de la sûreté et de la réglementation, il n'apparaît aucune difficulté particulière et les travaux nécessaires ont démarré il y a déjà plusieurs années.

Depuis peu, les décideurs français les plus concernés (ministères de la Recherche, des Transports, de l'Environnement et de l'Industrie, Ademe) manifestent clairement leur appui au développement de ce futur vecteur ; après la mise en place du Réseau « PACo²⁵ » en juin 1999, qui a permis le cofinancement de nombreux projets incluant l'hydrogène, une première manifestation nationale, « La pile à combustible et l'hydrogène », s'est déroulée le 13 décembre 2001 au ministère de l'Industrie, le premier Congrès européen sur l'hydrogène (EHEC 2003) s'est déroulé à Grenoble en septembre 2003 et le Congrès mondial de l'hydrogène (WHEC 2006) se déroulera en France, à Lyon, en juin 2006.

²⁴ Le plan *FreedomCAR* (Cooperative Automotive Research) a été dévoilé le 09 janvier 2002, par le Secrétaire à l'Energie. Il a pour objectif de développer l'« Hydrogen Economy of the Future ».

²⁵ Réseau de Recherche et d'Innovation Technologique « **Pile à Combustible** ».

BIBLIOGRAPHIE

Nouvelles technologies de l'énergie. *Clef CEA 44*, Commissariat à l'Energie Atomique, 2001.

L'hydrogène, carburant de demain ? *L'Actualité Chimique 12*, Société Française de Chimie, décembre 2001.

L'Hydrogène. Fascicule CEA, collection De la Recherche à l'Industrie, 2003
(accessible *via* la Direction de la Communication du CEA - rue de la Fédération - Paris).

Le Mémento de l'hydrogène. Jeu de 60 fiches techniques accessibles gratuitement
sur le site internet de l'Association Française de l'Hydrogène
<http://www.afh2.org>

SEPTIÈME PARTIE

L'ÉCONOMIE DE L'ÉNERGIE

26 - L'ÉCONOMIE DE L'ÉNERGIE

Denis BABUSIAUX

L'énergie permet de satisfaire des besoins de chaleur, de force motrice, d'éclairage... La demande d'énergie correspondante est fortement conditionnée, à court terme, par les équipements consommateurs. Elle est également caractérisée par le fait que, pour certains usages (thermiques), différentes sources d'énergie sont substituables, tandis que pour d'autres les choix du consommateur sont très limités (transport automobile), voire impossibles (applications spécifiques de l'électricité).

L'offre d'énergie provient essentiellement de ressources non-renouvelables et, compte tenu de la localisation géographique de celles-ci, économie et géopolitique sont indissociables malgré le développement des marchés observé depuis une vingtaine d'années.

Nécessaire au développement économique, l'énergie ne peut être consommée sans impact sur l'environnement, non seulement le nôtre, mais aussi celui des générations futures, ce qui pose un certain nombre de questions préoccupantes dont celle du réchauffement de notre planète.

26.1 La demande	551
26.2 L'offre et ses déterminants	553
26.3 Les marchés (régionaux) des énergies de réseaux	556
26.4 Les marchés internationaux	558
26.5 Energie et environnement	560
26.6 Stratégie des entreprises	561

26.1. LA DEMANDE

En 2000, les **consommations mondiales d'énergie primaire** commercialisable s'élevaient, avec les conventions de l'AIE¹ (Agence Internationale de l'Energie) à

1 Coefficients d'équivalence utilisés par l'AIE (équivalence à l'utilisation) :

- pour l'électricité d'origine hydraulique, 1 TWh = 0,086 Mtep ;
- pour l'électricité nucléaire (hypothèse d'un rendement des centrales de 33%), 1 TWh = 0,26 Mtep.

9,2 Gtep (milliards de tonnes équivalent pétrole) contre 4,4 en 1970 et de l'ordre de 3 en 1960, la part du pétrole étant de 39%, du gaz 23%, du charbon 26%, de l'électricité nucléaire 7%, hydraulique 3%. A ceci il convient d'ajouter l'énergie non-commercialisée (bois de feu essentiellement) estimée à 1 Gtep environ.

Les principaux déterminants de la demande d'énergie sont l'évolution démographique et le développement économique. C'est ainsi que la consommation par habitant varie de 0,3 tep en Afrique à 6,3 en Amérique du Nord, elle est de 3,1 en Europe, la moyenne mondiale se situant à 1,4.

Dans les pays en phase de développement industriel, l'**élasticité² des consommations d'énergie au PIB** est voisine de 1, parfois supérieure. Dans les pays industrialisés, l'élasticité (globale) est par contre inférieure à 1 (de l'ordre de 0,85 à 0,9) pour différentes raisons, dont la part croissance dans le PIB des activités tertiaires faiblement consommatrices et le progrès technique permettant de meilleurs rendements. Quant à l'**élasticité aux prix**, elle est très faible à court terme (de l'ordre de -0,1), les consommations étant fortement dépendantes des équipements. Ce n'est pas le cas à long terme : les hausses de prix liées aux deux chocs pétroliers, associées à des politiques de maîtrise de l'énergie, ont entraîné des investissements en équipements permettant des économies d'énergie. L'**intensité énergétique** (ratio de la consommation d'énergie au PIB) a ainsi diminué entre 1973 et 1995 de 30% environ.

Une analyse plus détaillée des évolutions des consommations énergétiques passe nécessairement par des études usage par usage ou par type de services (l'AIE en distingue quatre), et/ou des études sectorielles. Ces dernières prennent en compte à la fois les modifications de la part de chaque secteur dans le PIB (baisse de la part de l'industrie) et celles de leur contenu en énergie. Les principales variables exogènes des modèles économétriques utilisés en prévision, plus ou moins détaillés, sont généralement relatives à la croissance économique et aux prix. Pour le long terme, une approche complémentaire peut être donnée par les modèles technico-économiques du type MEDEE, reposant sur une description analytique détaillée de l'évolution des besoins en énergie utile et donc des consommations spécifiques par usage et par type d'équipement.

La part des consommations du **secteur transport** est en forte croissance et la poursuite de cette augmentation paraît inéluctable pour les deux premières décennies du XXI^e siècle, à moins que ne soient menées des politiques très volontaristes pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

2 Cette élasticité est définie, pour de petites variations, comme le rapport de la variation relative des consommations C à la variation relative du Produit Intérieur Brut B : $\frac{\Delta C}{C} \times \frac{B}{\Delta B}$.

26.2. L'OFFRE ET SES DÉTERMINANTS

A rythme d'exploitation inchangé et dans les conditions techniques et économiques d'aujourd'hui, les réserves prouvées de pétrole (environ 1000 milliards de barils ou 140 milliards de tonnes) correspondent à une quarantaine d'années de production, à plus d'une soixantaine pour le gaz naturel, à plus de deux siècles pour le charbon, et de 60 à 120 ans (suivant les hypothèses de prix) pour l'uranium.

26.2.1. L'ESTIMATION DES RÉSERVES DE PÉTROLE

La question des réserves restant à découvrir, très controversée, revêt une importance particulière pour le pétrole, compte tenu du niveau (relativement bas) des réserves prouvées, et de la dépendance des économies contemporaines à la disponibilité et, dans une moindre mesure, aux prix des produits pétroliers.

Les « **pessimistes** » observent que le renouvellement des réserves des dernières décennies est dû essentiellement à des réévaluations de découvertes anciennes, effectuées dans certains cas de façon arbitraire pour des raisons politiques, parce qu'utilisées au sein de l'OPEP (Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole) pour définir des quotas de production. Le nombre et le volume des **nouvelles** découvertes est par contre en forte diminution. Par extrapolation, ils estiment que la pointe de production de pétrole conventionnel (celui qui peut être produit avec des techniques classiques) se situera entre les années 2005 et 2010.

Les **organismes officiels** (l'*United States Geological Survey*, l'Agence Internationale de l'Energie) estiment que les réserves restant à découvrir sont du même ordre de grandeur que les réserves prouvées.

Les « **optimistes** », de leur côté, constatent que dans le passé les craintes d'épuisement comme celles concernant le charbon au XIX^e siècle n'ont jamais été justifiées, que le ratio réserves/production au niveau mondial a toujours oscillé entre une vingtaine et une quarantaine d'années. Enfin et surtout, l'évolution des techniques (sismique 3D, forage horizontal...) permet de trouver des gisements plus difficiles à découvrir et conduit à des améliorations sensibles des taux de récupération. Le maximum de production de pétrole conventionnel pourrait alors être repoussé au-delà des années 2030 (il se situerait vers 2020 avec les valeurs de l'USGS, en supposant inchangés les taux de récupération).

Quoi qu'il en soit, pour pouvoir répondre à la demande, il faudra vraisemblablement **faire appel aux sources de pétrole « non-conventionnel »** dès les premières décennies du XXI^e siècle. Remarquons que la frontière entre « conventionnel » et « non-conventionnel » devient, grâce au progrès technique, moins marquée. Le problème de la tranche d'eau en *offshore* profond est résolu au moyen de techniques en constante amélioration. La différence entre coûts de production en mer et à terre diminue. Les huiles extra-lourdes de l'Orénoque au Venezuela étaient jus-

qu'aux années 1990 considérées comme exploitables seulement pour un prix élevé (\$30 ou plus) du baril de brut. Elles le sont maintenant à partir d'un prix du brut de l'ordre de \$12/b. La réduction des coûts d'exploitation des sables asphaltiques de l'Athabasca au Canada, bien que moins spectaculaire, est cependant sensible. Or les réserves récupérables de l'Orénoque et de l'Athabasca sont du même ordre de grandeur que celles du Moyen-Orient (de l'ordre de 600 milliards de barils). La production d'hydrocarbures liquides à partir du gaz naturel fait l'objet de plusieurs projets en Indonésie, au Bangladesh, en Egypte (Shell), en Alaska, au Qatar (Exxon-Mobil)... A plus long terme, on peut envisager un recours aux schistes bitumeux dont les réserves sont considérables, voire un appel aux procédés de liquéfaction du charbon. La disponibilité d'hydrocarbures liquides ne devrait donc pas poser de problèmes majeurs pendant encore un certain nombre de décennies. Ce sont vraisemblablement les contraintes environnementales (réduction des émissions de gaz à effet de serre) qui conduiront à limiter leur utilisation.

26.2.2. LOCALISATION DES RÉSERVES ET PRODUCTION

Epuisables, **les ressources énergétiques sont aussi très inégalement réparties** sur la planète, ce qui est source d'un certain nombre de problèmes géopolitiques bien connus (guerre du Golfe...). Les pays de l'OPEP détiennent par exemple plus de 75% des réserves pétrolières et environ 42% des réserves de gaz naturel. Parmi ces pays, l'Arabie Saoudite regroupe, à elle seule, 25% des réserves pétrolières mondiales. Notons cependant que les évolutions techniques (*offshore*) ont permis une croissance des productions des pays non-OPEC, et que les privatisations et l'ouverture de leurs secteurs pétroliers et gaziers par de nombreux pays producteurs offrent de nouvelles opportunités diversifiées aux opérateurs internationaux. Les pays de l'ex-URSS possèdent, de leur côté, plus de 40% des réserves de gaz et près d'un quart de celles du charbon. Les réserves d'uranium sont relativement plus réparties. L'Australie et le Kazakhstan en possèdent chacun environ 20%.

Par ailleurs, **les coûts de production sont très dispersés**, engendrant différentes rentes (s'ajoutant à d'éventuelles rentes de qualité). Grâce aux progrès techniques et organisationnels, ils ont été au cours des années 1990 orientés à la baisse pour l'ensemble des énergies fossiles. Le coût technique d'exploitation des gisements pétroliers est de \$2 par baril environ en Arabie Saoudite, de 8 à \$10 en mer du Nord. Des écarts de 10 à \$100/t peuvent être constatés entre les coûts de production de charbon à ciel ouvert en Afrique du Sud ou en Australie et l'exploitation des mines souterraines européennes.

Si les **coûts de transport** ne sont pas déterminants dans le cas du pétrole (environ 1 à \$2 par baril), ils sont primordiaux dans le cas du charbon et du gaz. La somme des coûts logistiques du départ de la mine jusqu'à un utilisateur final européen de charbon représente de 70 à 80% du coût total. Dans le cas du gaz naturel liquéfié, ils peuvent atteindre l'équivalent de \$10 par baril d'équivalent pétrole.

26.2.3. L'OFFRE DE PRODUITS RAFFINÉS

Enfin, pour caractériser l'offre d'énergie, il convient encore de tenir compte des **coûts de transformation** et de distribution. L'industrie du raffinage de pétrole brut a dû et devra continuer à faire appel à des techniques toujours plus complexes pour répondre aux modifications de la demande, en quantité (baisse des consommations de fuel lourd) et en qualité (protection de l'environnement).

La détermination du coût des produits pétroliers pose la question de l'affectation des coûts totaux de traitement en raffinerie à des produits liés. Il existe naturellement une infinité de clefs de répartition permettant de définir des coûts moyens. Par contre, le calcul des coûts marginaux des différents produits est facilité par l'utilisation des modèles (le plus souvent de programmation linéaire) auxquels fait appel la quasi-totalité des raffineurs pour optimiser leurs programmes de fabrication. Il s'agit de variations duales associées aux équations de la demande. Les modèles d'investissement donnent des coûts marginaux de long terme qui, sous certaines hypothèses, ont une structure de coûts moyens et fournissent donc une clef de répartition de l'ensemble des dépenses (modélisées) particulièrement pertinente.

26.2.4. L'OFFRE D'ÉLECTRICITÉ

Parmi les éléments marquants relatifs à la production d'électricité, il convient bien sûr de mentionner les inquiétudes du public relatives au nucléaire qui, à la suite des accidents de Three Miles Island et de Tchernobyl, a conduit à un ralentissement et, dans certains pays, à un arrêt total des constructions de centrales nucléaires. Dans ce domaine la France occupe une place à part avec 75-80 % de la production d'électricité d'origine nucléaire contre 22% aux Etats-Unis et 35% au Japon.

Dans le futur, la conception de réacteurs à « sûreté passive » peut limiter les craintes d'accident. Par ailleurs, le recours au nucléaire contribue sensiblement à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Mais le problème du traitement, du transport et du stockage des déchets est au cœur des préoccupations de certains défenseurs de l'environnement. Fortes sont donc les incertitudes concernant l'avenir de cette industrie.

En effet, une autre évolution notable, à partir du milieu des années 1980, est celle relative aux **centrales au gaz à cycle combiné** et aux procédés de **cogénération** (chaleur et électricité). Le progrès technique a permis une amélioration des rendements telle que le gaz naturel est retenu pour la majorité des projets de construction de nouvelles centrales. En fonction des hypothèses concernant l'évolution des prix du gaz et le taux d'actualisation (le coût d'investissement représente 60% environ du coût de production nucléaire contre 25% pour les cycles combinés à gaz), le gaz peut devenir compétitif en base par rapport au nucléaire, même dans les pays comme la France où le coût du kilowattheure nucléaire est bas.

Pour analyser les prix d'offre de l'électricité, il faut rappeler qu'il s'agit d'une énergie qui ne peut pratiquement pas être stockée. Les opérateurs doivent donc répondre à la demande à tout moment (à l'exception de celle des clients avec lesquels ont été passés des contrats d'effacement). Les **coûts marginaux de court terme** à un instant donné correspondent aux coûts d'exploitation (frais variables) de la dernière centrale appelée, les centrales étant classées par coûts (variables) croissants : hydraulique, nucléaire, thermique classique moderne, thermique ancien, turbines à gaz. Ils peuvent donc prendre des valeurs très différentes suivant l'heure, le jour et la saison. Les **coûts marginaux de long terme**, qui constituent la référence pour la tarification d'un service public ou pour la définition d'une politique commerciale, peuvent être obtenus, comme dans le cas du raffinage, à partir des résultats des modèles d'optimisation du parc de production. Que ces modèles fassent appel à la programmation linéaire ou à la théorie du contrôle, comme le modèle d'Investissement d'Electricité de France, les coûts marginaux correspondent aux variables duales associées aux contraintes de satisfaction de la demande. Les modèles les plus complets tiennent compte du caractère aléatoire des consommations, ce qui correspond à retenir autant d'équations de demande que de postes horo-saisonniers et d'aléas considérés pour chaque poste. Ils fournissent les bases nécessaires à l'élaboration d'une politique de prix qui peuvent être modulées selon les heures et les saisons, mais également en temps réel suivant les options définies avec les clients.

Enfin, remarquons que pour limiter des productions « inutilement » coûteuses, des politiques de gestion de la demande (*Demand Side Management*) et de programmation intégrée des ressources peuvent inciter les clients à acheter des équipements plus économes en énergie.

26.3. LES MARCHÉS (RÉGIONAUX) DES ÉNERGIES DE RÉSEAUX

Jusqu'aux expériences récentes de déréglementation, la production, le transport et la distribution d'électricité, le transport régional et la distribution de gaz naturel étaient partout et sont souvent encore assurés par des entreprises en situation de **monopole naturel**, situation liée à l'exploitation en réseau et aux économies d'échelle. En dehors des Etats-Unis, il s'agit en général de monopoles publics.

Ces monopoles sont remis en cause dans un certain nombre de pays. Les partisans de la déréglementation font remarquer que la concurrence permet d'améliorer l'efficacité des entreprises et que les **coûts d'agence** pèsent sur les prix de revient des monopoles. Ils proposent donc, en s'appuyant sur le concept de **marchés contestables**, une ouverture des réseaux. Les modalités en sont variées.

26.3.1. LE GAZ NATUREL AUX ÉTATS-UNIS

L'Amérique du Nord est « *grosso modo* » autosuffisante en gaz naturel, l'offre vient de plusieurs milliers de producteurs. Depuis 1985, les transporteurs ont dû ouvrir leurs réseaux aux tiers et les sociétés se « dé-intégrer ». Des marchés à terme de gaz et de produits dérivés ont été créés au début des années 1990. Sur un marché devenu très concurrentiel, où les échanges « *spot* » se sont développés, les prix ont été orientés à la baisse jusqu'en 1999. Ils sont soumis à d'amples variations, en particulier saisonnières.

En 2000 et 2001, ils ont connu de fortes hausses liées à celles du prix du brut, mais aussi à une insuffisance d'investissements d'exploration et de développement résultant de la faiblesse antérieure des prix. Pour faire face à cette situation, les projets de remise en service, voire de construction de nouveaux terminaux de regazéification pour l'importation de gaz naturel liquéfié, reviennent à l'ordre du jour.

26.3.2. L'ÉLECTRICITÉ AUX ÉTATS-UNIS

La plupart des producteurs d'électricité sont des entreprises privées soumises à des réglementations très strictes pour éviter les abus de position dominante et assurer un service public. La distribution est le plus souvent assurée par les collectivités locales.

Sans imposer de « dé-intégration », la législation fédérale a fixé en 1996 des règles d'accès aux réseaux contrôlés par des « *Independent System Operators* ». D'un état à l'autre, les prix peuvent varier de 1 à 3 en fonction des caractéristiques géographiques et de l'ouverture des marchés qui se fait à des rythmes très différents, mais en moyenne assez rapidement.

La crise californienne de l'an 2000 a mis en évidence les difficultés de mise en place d'une nouvelle réglementation nécessairement associée à l'instauration d'une libéralisation (partielle). En Californie, la priorité donnée au court terme, les obstacles (liés aux préoccupations environnementales) aux autorisations de constructions de nouvelles centrales et la définition de prix plafonds de vente ont conduit à un déficit d'investissement en capacités de production et de transport. Les prix à la production se sont envolés, mettant les distributeurs en état de quasi-faillite et entraînant d'importantes coupures de courant.

26.3.3. L'ÉLECTRICITÉ EN EUROPE

Le Royaume-Uni est le pays qui a mis en œuvre les réformes les plus radicales : privatisation des producteurs (hors nucléaire) et des réseaux. A sa suite, l'Union européenne a souhaité réduire les obstacles à la concurrence. La directive Electricité de 1997 fixe donc des objectifs définis en pourcentage de marchés qui doivent pro-

gressivement être ouverts à la concurrence, avec un système d'Accès des Tiers aux Réseaux.

C'est dans ce cadre qu'en France, en 2000, a été créé le « Réseau de Transport Electricité » (RTE), entité d'EDF mais indépendante sur le plan de sa gestion, notamment financière. Les tarifs d'accès et plus généralement le contrôle du système sont assurés par une « Commission de Régulation de l'Electricité ». Enfin, une bourse de l'électricité, Powxernext, a été mise en place en 2001, associant les gestionnaires des réseaux de transport français, néerlandais et belge à différents partenaires dont EDF et Electrabel.

26.3.4. LE GAZ NATUREL EN EUROPE

Les marchés européens ont longtemps été caractérisés par un petit nombre de sources d'importation (Algérie, Russie, Norvège) et de compagnies gazières en situation de monopole. Mais la recherche d'une meilleure compétitivité en présence d'une abondance de l'offre a conduit la Grande-Bretagne à libéraliser les activités de transport et de distribution. La directive européenne de 1998, selon des principes semblables à ceux de la directive sur l'électricité, prévoit une ouverture progressive des marchés à la concurrence (43% en moyenne en 2008) qui devrait permettre aux gros consommateurs et aux centrales électriques d'obtenir un coût minimum d'approvisionnement, tandis que se développe l'interconnexion des réseaux de pipes (Interconnector, Norfra).

Ces évolutions des marchés de l'électricité et du gaz ont posé et posent encore aux économistes des problèmes nouveaux : tarifs d'accès aux réseaux, coûts « passés », charges d'interconnexion, analyse de divers phénomènes de pouvoir de marché, gestion du risque, gestion de la congestion du réseau, formation des prix aux nœuds du réseau, mécanismes d'incitation en investissement de développement du réseau...

26.4. LES MARCHÉS INTERNATIONAUX

LES MARCHÉS PÉTROLIERS

Le premier choc pétrolier (1973) est le plus souvent interprété comme le résultat d'un comportement de cartel (*figure 26.1*). De nombreux économistes, à la suite de R. SOLOW, prennent pour référence la « loi d'HOTELLING » et considèrent que les prix deviennent le reflet, non des coûts de production, mais de la rareté d'une ressource dont le caractère épuisable avait été quelque peu oublié. Depuis, le principal acteur a été l'Arabie Saoudite qui, lorsqu'elle avait les moyens de moduler sa production (en dehors des périodes de chocs et contre-chocs) a joué un rôle de régulateur des prix. Mécanisme d'ailleurs inhabituel où la demande supplémentaire est satisfaite par appel à la production la moins chère.

Parallèlement, les marchés « spot » se sont développés. 1% des transactions s'y effectuaient en 1973, 20% en 1980 et un tiers environ à la fin des années 1990. La quasi-totalité des contrats est indexé sur les prix « spots ». Vers 1980 apparaissent les contrats à terme puis les produits dérivés. La brièveté de la période de prix élevés au moment de la guerre du Golfe (1990-1991) est attribuée, par de nombreux analystes, à l'existence des marchés à terme qui ont rendu inutile la constitution de stocks de spéculation (principal facteur déclenchant du deuxième choc). A court terme, les prix sont déterminés par un marché dont les fondamentaux incluent une offre qui s'est largement diversifiée et, naturellement, les quotas de production de l'Arabie et de quelques pays OPEC, et éventuellement non-OPEC.

Après une période de relative stabilité du prix jusqu'en 1997, on a assisté à une baisse en 1998 liée à la crise asiatique, à une impression d'abondance de l'offre et à une augmentation à contretemps des quotas de l'OPEP. Les années 1999 et 2000 ont ensuite été caractérisées par un retour à la cohésion des pays producteurs, facilitée par une quasi-disparition des excédents de capacité de production. Le mouvement de hausse des prix a été amplifié en 2000 par l'apparition de goulots d'étranglement dans l'industrie du raffinage américaine. Depuis, les prix sont restés en moyenne élevés pour différentes raisons, parmi lesquelles les difficultés de l'Irak à reprendre ses exportations au niveau précédant l'intervention américaine.

LES MARCHÉS DU GAZ

Les échanges internationaux de gaz naturel sont en fort développement compte tenu des réserves disponibles et des avancées techniques pour la production d'électricité. Cependant, les différents grands marchés présentent de fortes disparités dues aux coûts de transport élevés.

A l'opposé du marché nord-américain (voir § 26.3.1) où les prix ont été très bas sur une longue période jusqu'en 1999, en **Asie** et particulièrement au **Japon**, les prix sont structurellement nettement plus élevés (l'Europe est dans une situation intermédiaire). Ceci est dû au fait que le Japon, comme d'autres pays émergents, doit faire appel à des importations et supporter des frais du transport le plus souvent effectué par méthaniers. Les prix reflètent une prime de qualité écologique, et surtout une valeur « *netback* » déterminée par le coût de l'électricité obtenue à partir d'autres sources (les 2/3 des achats de gaz japonais sont destinés à la production électrique). Les importations se font en général dans le cadre de contrats à long terme de type « *take or pay* », nécessaires pour assurer le financement des lourds investissements d'infrastructure.

LES MARCHÉS DU CHARBON

Si les transactions internationales de charbon sont croissantes, elles ne portent cependant que sur 10 à 15% seulement de la production mondiale. Le marché est très concurrentiel. Les évolutions des prix ont été partiellement corrélées avec celles du pétrole, la demande en charbon s'étant tendue lors des périodes des chocs pétroliers.

LES MARCHÉS DE L'URANIUM

Après les accidents de Three Miles Island et de Tchernobyl, l'offre est devenue excédentaire, les prix ont fortement chuté, entraînant la fermeture d'un certain nombre de mines avant un certain retour à l'équilibre.

26.5. ENERGIE ET ENVIRONNEMENT

Les consommations d'énergie constituent un facteur important de dégradation de l'environnement : production de déchets nucléaires, émission lors de la combustion de combustibles fossiles de particules, de gaz polluants et de gaz à effet de serre (risque de changement climatique).

Parmi les questions ainsi posées aux économistes figure celle de la quantification des « effets externes » de l'utilisation de l'énergie, et en particulier la quantification des dommages causés à l'environnement. A la question de la mesure des externalités s'ajoute celle des méthodes de leur « internalisation » (la façon de les prendre en compte). Celle-ci peut se faire par le jeu d'une taxe (proposée par A. PIGOU dès les années 1920).

La méthode préférée des Américains repose sur la mise en place de marchés de permis d'émissions négociables. Ce concept est dérivé des travaux du prix Nobel d'économie R. COASE, qui a montré que l'optimum social était indépendant des allocations initiales de permis. Un tel marché favorise les initiatives de chacun et les échanges, permettant d'atteindre au moindre coût un plafond d'émissions fixe *a priori*.

Le premier marché a été créé aux Etats-Unis, en 1995, pour réduire les rejets de dioxyde de soufre dans les fumées de combustion, à l'origine des pluies acides. Il semble donner des résultats satisfaisants. Remarquons que le prix de la tonne de soufre sur ce marché s'est établi (avant la remontée de 1998) à un niveau sensiblement inférieur, 1/5 environ de celui prévu auparavant par les experts. Ensuite des marchés d'émissions d'oxydes d'azote ont été mis en place. C'est ce mécanisme de marché qui était préconisé par les Etats-Unis, avant leur retrait, pour faciliter la réalisation des objectifs fixés à Kyoto pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre (de 6% en moyenne par rapport à 1990). Il a été adopté par l'Union européenne, la directive de 2003 prévoyant une mise en place au 1^{er} janvier 2005.

Réduire les émissions de CO₂ impose une inflexion de l'évolution des consommations d'énergie. Les progrès techniques, notamment en matière de transport, devraient permettre de poursuivre la réduction de l'intensité énergétique. Mais la seule maîtrise de la demande sera sans doute insuffisante. Les décisions politiques à prendre constituent un élément majeur d'incertitude sur le futur de l'énergie. Pour ce qui concerne les bilans énergétiques, si le gaz naturel a quelques atouts (les

externalités globales sont très sensiblement inférieures à celles du pétrole et du charbon), la nécessité de faire face aux risques du changement climatique peut être un facteur déterminant en faveur du nucléaire d'une part, et des énergies renouvelables d'autre part. Dans de nombreux pays en développement, des options de production décentralisées pourraient être retenues aussi bien d'ailleurs pour les énergies renouvelables (piles photovoltaïques, éolien, petite hydraulique, biomasse) que pour les traditionnelles (diesels, microturbines) et les « nouvelles » (piles à combustible).

Fortes sont les incertitudes portant sur les évolutions technologiques susceptibles d'apporter des éléments de solution : « capture » et séquestration du carbone, développement des piles à combustibles, et plus généralement du vecteur hydrogène.

26.6. STRATÉGIE DES ENTREPRISES

Les mouvements de privatisation et de libéralisation des marchés ont modifié le jeu des acteurs. Des entreprises à vocation initialement « nationale », comme EDF et GDF, développent leurs activités à l'étranger. Différentes sociétés pétrolières (Shell, TotalFinaElf) affichent une stratégie de développement de leurs activités dans le secteur du gaz non seulement en amont, mais en aval et jusqu'à la production d'électricité, le plus souvent en partenariat. A l'inverse, des sociétés de distribution de gaz comme Gaz de France prennent position dans l'amont (exploration-production) et/ou dans la production électrique, tandis que des entreprises de réseau telles que les compagnies des eaux souhaitent utiliser leurs compétences et les synergies possibles pour intervenir dans la distribution d'énergie, gaz et électricité.

L'objectif de rééquilibrage d'un portefeuille d'activité, l'élargissement des champs d'action (« mondialisation ») et la pression concurrentielle sur les coûts ont constitué des facteurs favorisant les fusions entre groupes pétroliers (BP-Amoco, Exxon-Mobil, TotalFinaElf) et les alliances (dans un même secteur, ou entre pétroliers, gaziers et/ou électriciens, et même entre producteurs d'énergie et banques ayant l'expérience des marchés internationaux).

Au début du siècle, le monde de l'énergie est donc en pleine mutation, avec l'apparition d'entreprises multi-énergie, voire multi-services, avec de nouvelles opportunités d'alliances, l'ouverture de nouvelles zones d'opération géographiques ou sectorielles, une poursuite des progrès technologiques et les défis à relever pour fournir, en particulier aux pays pauvres, en énergie les ressources nécessaires au développement économique, tout en préservant de façon durable la qualité de notre environnement.

BIBLIOGRAPHIE

- BABUSIAUX D. –2001– Eléments pour l'analyse des évolutions des prix du brut.
Revue de l'Energie **524** (février).
- CHABRELIE M.F. –2000– *Natural gas in the world 2000 survey*. CEDIGAZ, Rueil.
- GIRAUD P.N., SUISSA A., COIFFARD J. & CRETIN D. –1991– Géopolitique du charbon.
Economica, Paris.
- MARTIN J.M. –1992– *Economie et politique de l'énergie*.
Armand Colin, collection Coursus, Paris.
- NGO C. –2002– *L'énergie. Ressources, technologies et environnement*. Dunod, Paris.
- World energy outlook 2002*. International Energy Agency, IEA Publications, Paris, 2002.
- World energy investment outlook 2003*. International Energy Agency, IEA Publications, Paris, 2003.
- World energy, technology and climate policy outlook*. European Commission,
Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg, 2003.
- Prix du pétrole*. Rapport de MAURICE J., Conseil d'Analyse Economique,
La Documentation Française, Paris, 2001.
- Une seule planète pour tous*. Conseil Mondial de l'Energie, Conseil Français de l'Energie,
Paris, 2003.
- International energy outlook 2003*. United States Department of Energy - Energy Information
Administration, Washington DC, 2003.
- La crise du marché électrique californien. *Revue de l'Energie* **256**, mai 2001.

27 - LES PRIX ET LES COÛTS DES SOURCES D'ÉNERGIE

Jean-Marie MARTIN-AMOUROUX

Une évaluation du coût social de l'énergie complet devrait résulter de la somme du coût marginal de production, du coût marginal externe et du coût marginal de substitution des sources d'énergie non-renouvelables. Cette dernière composante se heurte à des obstacles théoriques et méthodologiques qui en rendent l'évaluation hasardeuse. Les deux autres sont évaluées pour différentes sources d'énergie, dans la situation actuelle, et dans la perspective d'une évolution probable.

<i>27.1 Introduction</i>	<i>563</i>
<i>27.2 D'indispensables définitions</i>	<i>564</i>
<i>27.3 Les coûts de production des sources fossiles</i>	<i>569</i>
<i>27.4 Les coûts de production des carburants</i>	<i>575</i>
<i>27.5 Les coûts de production de l'électricité</i>	<i>576</i>
<i>27.6 Introduction des externalités et essai de comparaison</i>	<i>579</i>
<i>27.7 Conclusion</i>	<i>581</i>

27.1. INTRODUCTION

Dans une économie de marché, lorsque un besoin énergétique peut être satisfait par plusieurs sources d'énergie, la rationalité économique commande à l'utilisateur de rechercher la source d'énergie qui lui apportera le maximum de satisfaction (disponibilité, rendement, fiabilité, qualité et régularité de la fourniture) au moindre coût. L'industriel doté d'installations pluri-énergies n'hésitera donc pas à passer presque instantanément du fuel-oil au gaz naturel, si le prix du second glisse au-dessous de celui du premier. L'automobiliste, convaincu que les prix du gasoil resteront durablement inférieurs à ceux de l'essence, envisagera de remplacer son véhicule à essence par un diesel. Plus généralement encore, si un grand nombre d'utilisateurs pensent que les prix de toutes les sources d'énergie vont s'élever parce que les ressources fossiles s'épuisent, l'achat de maisons très bien isolées ou d'automobiles faibles consommatrices de carburant se généralisera, orientant les technologies vers la recherche de l'efficacité énergétique. Ces quelques exemples illustrent la prégnance des prix relatifs (ceux d'une source d'énergie par rapport à une autre,

ou ceux de l'énergie en général par rapport aux biens d'équipement) sur les choix énergétiques et le rôle que peut jouer le signal prix dans une politique de l'énergie.

Peut-on faire confiance à ces prix pour orienter les systèmes d'approvisionnement sur le chemin de la stabilité (éviter les crises), de la qualité (limiter les pollutions) et du moindre coût pour l'économie nationale ? On pourrait répondre par l'affirmative si le système de prix était transparent pour tous les utilisateurs et reflétait parfaitement les coûts à long terme pour la collectivité. La réalité est malheureusement différente, soit que le consommateur ne connaisse pas les prix de ses fournitures, soit que ces derniers le renseignent mal, parce que flous ou brouillés par la construction des barèmes, l'arbitraire de la fiscalité ou l'imperfection des marchés. En outre, sauf cas récent de tarification verte, l'achat d'un kilowattheure n'exprime aucune préférence en faveur de sa génération par le nucléaire, l'hydraulique, le thermique charbon ou la turbine à gaz. Entre toutes ces filières, ce sont donc les producteurs qui vont faire des choix, sur la base des coûts de production qui ne sont pas des prix, mais qui ne sont pas sans lien avec les prix.

Pour bien comprendre comment les prix et les coûts interviennent dans les choix des sources d'énergie, et à travers eux sur l'évolution des techniques énergétiques, il faut commencer par définir les deux notions et préciser les relations qui les lient. On pourra ensuite étudier les coûts de l'énergie en quatre étapes :

- ▶ les trois grandes sources fossiles (pétrole, gaz naturel, charbon minéral) entrant pour plus de 80% dans le bilan primaire du monde, bois de feu compris,
- ▶ les carburants qui sont tirés des sources primaires par raffinage, distillation ou gazéification,
- ▶ les diverses filières électriques couvrant un large spectre, du thermique conventionnel au nucléaire et aux sources renouvelables,
- ▶ l'introduction des coûts externes et les possibilités de comparaison.

27.2. D'INDISPENSABLES DÉFINITIONS

Dans le langage courant, prix et coûts sont souvent employés indifféremment l'un pour l'autre, soit parce que les comptables ont pris l'habitude de parler de prix de revient pour désigner des coûts constatés *a posteriori*, soit parce que le prix demandé par un producteur est considéré comme un coût par un consommateur. Les deux notions renvoient pourtant à des réalités bien différentes.

27.2.1. LES PRIX

La notion la plus évidente, parce que faisant normalement l'objet d'un affichage ponctuel (*spot*), de tarifs ou de barèmes, est celle des prix. Ces derniers expriment un rapport entre deux quantités de marchandises (bien ou service) proposées à

l'échange ou, ce qui revient au même, la quantité d'un bien que l'on doit donner en échange d'une unité d'un autre bien. Dans une économie monétarisée, le prix d'une source d'énergie est donc la quantité de monnaie que l'on doit consentir pour se procurer un kilowattheure, un litre d'essence ou une thermie de gaz naturel. Ce prix est l'expression de la valeur d'échange d'une unité de bien ou de service énergétique. Résultat de la rencontre d'une offre (fonction croissante du prix) et d'une demande (fonction décroissante) sur un marché supposé libre et bien informé, il est un indicateur momentané de la plus ou moins grande rareté de la source d'énergie considérée.

Pour chacune de ces sources, il existe autant de prix que de marchés, ces derniers se succédant depuis les transactions départ mine (prix FOB), port de livraison (prix CIF), départ raffinerie ou centrale électrique, achat du consommateur final, industriel ou domestique. A chaque stade, les prix diffèrent avec les qualités des énergies (pétrole brut de type Brent ou WTI, *West Texas Intermediate*), charbon ou fuel-oil BTS ou HTS), le moment de la transaction, particulièrement sensible dans le cas d'une énergie non-stockable comme l'électricité (heures creuses ou pleines, d'été ou d'hiver). Tous ces prix s'entendent hors taxes (HT) ou toutes taxes comprises (TTC).

Une comparaison des prix des diverses sources d'énergie implique donc des simplifications et des homogénéisations. Les premières passent par le calcul de prix de vente moyens, publiés par les annuaires statistiques de chaque pays, sous forme de prix moyen mensuel du pétrole importé en euros par tonne, ou de prix moyen de l'électricité pour l'industrie en euros pour 100 kWh. Si l'on veut suivre l'évolution de ces prix dans le temps, on doit remplacer les euros courants par des euros constants, sur la base des prix d'une année donnée, afin d'éliminer les variations de valeur de la monnaie dues à l'inflation. Si l'on veut procéder à des comparaisons internationales, il faut convertir les prix, donnés en monnaies nationales, en prix exprimés en dollars ou en euros constants, soit par l'intermédiaire des taux de change, soit par les parités de pouvoir d'achat (ppa).

27.2.2. LES COÛTS

Dans la comptabilité d'une entreprise, le coût d'un bien ou d'un service correspond au prix des matières premières qui ont été nécessaires à sa production, majoré de toutes les charges de fabrication, directes et indirectes, jusqu'au stade de sa mise en vente. Sous réserve de l'arbitraire que peut introduire l'imputation des charges fixes à chaque unité de bien ou de service (répartir le coût du raffinage entre l'essence, le gas-oil et le fuel-oil, par exemple), le coût comptable est normalement défini avec précision. Reflet de décisions passées, il n'est cependant pas le plus intéressant pour préparer des décisions d'investissement que l'on souhaite aussi rationnelles que possible. Dans ce cas, c'est le coût économique qui est significatif, c'est-à-dire celui de la thermie ou du kilowattheure qu'il faudra produire

pour satisfaire une demande future. Il comporte de nombreux éléments d'incertitude qui appellent souvent des paramétrages (durée de vie des installations, taux d'actualisation...).

Toute activité économique mobilise des facteurs de production (bâtiments, machines, main-d'œuvre, matières premières, assurances, impôts) qui se traduisent par des coûts fixes ou variables, selon qu'ils sont indépendants ou non des quantités produites. Leur sommation donne un coût total et la division de ce dernier par les quantités produites un coût unitaire moyen. Lorsque les rendements d'échelle sont constants et qu'il n'y a pas de coûts fixes, le coût moyen est constant. Ce n'est évidemment pas le cas des activités énergétiques dans lesquelles, les coûts fixes étant presque toujours élevés, le coût moyen l'est aussi pour de faibles quantités produites avant de diminuer fortement lorsque la production augmente. Selon que les rendements d'échelle sont décroissants ou croissants, le coût remonte au-delà d'un certain niveau de production ou continue à baisser. Pour une quantité produite donnée, on peut aussi calculer le coût marginal, défini comme l'augmentation de coût qu'entraîne la production d'une unité supplémentaire de bien. Avant de revenir plus loin sur le rôle de ce dernier coût dans la relation entre les prix et les coûts, notons que les différences de structure de coûts sont essentielles dans la gestion d'un parc de production électrique et dans les choix entre filières de production. A coûts unitaires moyens sensiblement égaux dans certaines conditions de production, la turbine à gaz est fréquemment préférée à la centrale nucléaire ou hydro-électrique parce que la part de ses coûts fixes ne dépasse pas 30% contre 60 à 80% pour les autres.

Dans une perspective de long terme, il ne s'agit plus de gérer un parc de production existant mais de le développer en le renouvelant. Les choix à effectuer entre l'exploitation de nouvelles mines de charbon ou de gisements de pétrole, la construction de centrales thermiques conventionnelles ou nucléaires, d'éoliennes ou d'installations solaires photovoltaïques, s'appuient sur des comparaisons de coûts unitaires moyens d'installations à construire, lesquelles sont marginales par rapport au parc existant. Ces coûts dépendront de l'investissement à réaliser et de son exploitation tout au long d'une durée de vie qui peut s'étendre sur plusieurs décennies. Pour les estimer, on se donne un certain nombre de conventions qui permettent de comparer les diverses filières :

- ▶ unité monétaire : \$ ou € constant base 2000, par exemple,
- ▶ date de mise en service des installations : 2005 ou plus,
- ▶ durée de vie normalisée : 10, 20, 30 ou 40 ans,
- ▶ taux d'utilisation des capacités de production pour les gisements ou facteur de charge pour les centrales électriques (80% à partir de la 3^e année, par exemple),
- ▶ contenu des dépenses d'investissement : construction avec ou sans intérêts intercalaires et démantèlement,
- ▶ production brute ou nette (l'autoconsommation et les pertes peuvent dépasser 10%).

Mais la comparaison des coûts futurs suppose aussi l'introduction de plusieurs hypothèses qu'il n'est pas toujours aisé de paramétrer. Les unes sont relatives à l'évolution attendue des prix des sources d'énergie fossiles destinées à être converties en carburants conventionnels, électricité ou hydrogène. Les autres concernent la fonction d'apprentissage des nouvelles technologies, c'est-à-dire la baisse des coûts unitaires associée à la diffusion des éoliennes, des cellules photovoltaïques ou des piles à combustibles.

Reste enfin la nécessaire actualisation des dépenses qui entrent dans le coût de chaque filière. Étalées sur plusieurs décennies, elles ne peuvent être additionnées telles quelles car un euro de revenu ou de dépense aura évidemment moins de valeur dans 10 ans qu'aujourd'hui. Il faut donc actualiser l'un et l'autre, en considérant que la valeur actuelle D_0 de la dépense D_n à faire dans n années est égale à $D_0 = D_n / (1 + r)^n$ où r est le taux d'actualisation choisi. On constate que la valeur actuelle sera d'autant plus faible que le futur est éloigné et que le taux d'actualisation est élevé. Le choix de ce dernier est donc particulièrement délicat puisque un taux élevé (10% et plus correspondent au rendement du capital exigé en 2003 par une entreprise privée) favorise les solutions les moins lourdes en investissement dont toutes les dépenses lointaines sont effacées, au contraire d'un taux modéré (5% n'est pas trop éloigné du rendement dont se contentent les pouvoirs publics pour de grands travaux d'infrastructure) qui allège relativement le poids de l'investissement initial.

27.2.3. RELATIONS ENTRE COÛTS ET PRIX

A court terme (capital fixe constant), la théorie économique établit une relation entre coût et prix puisqu'en régime de concurrence parfaite, les entreprises qui veulent maximiser leur profit doivent fixer leur niveau de production de façon à ce que leur coût marginal égale le prix du marché pour le produit qu'elles vendent. L'égalité entre coût marginal et prix est généralement considérée comme une condition pour l'obtention d'un optimum de Pareto en concurrence parfaite, mais aussi, sous certaines conditions, en situation de monopole et d'oligopole [1].

A long terme (capital fixe variable, donc décisions portant sur les investissements), la tarification de l'électricité au coût marginal a été construite pour que le signal prix envoyé aux consommateurs l'informe aussi précisément que possible de ce que coûte sa demande. Ce coût dit marginal de long terme, ou en développement, comprend tous les coûts, fixes et proportionnels, associés à l'accroissement du parc de production et du réseau de transport-distribution que la demande supplémentaire induit. Pour un parc optimal, coûts de court terme et de long terme s'égalisent [2].

Moins formalisée, la relation prix-coût de long terme existe aussi pour les sources d'énergie autres que l'électricité produite dans un système intégré. Un prix de marché durablement inférieur au coût marginal débouche inévitablement sur une contraction de l'offre par fermeture des installations les plus coûteuses, abandon de

tout projet d'investissement et pressions en faveur d'une hausse des prix. Inversement, un prix supérieur provoque, par des mécanismes similaires, des pressions à la baisse. Ce qui se passe sur les marchés internationaux du charbon et du pétrole depuis une vingtaine d'années illustre ces relations : les baisses de prix entraînées par une concurrence sauvage sur le marché du charbon contraignent à de périodiques fermetures de mines (en Europe et en Amérique du Nord), une offre plus tendue et un retournement des prix qui favorise l'ouverture de nouvelles capacités de production ; les hausses de prix imposées par la cartellisation du marché du pétrole (OPEP) rentabilisent des investissements marginaux (*offshore* profond, huiles lourdes de l'Orénoque ou sables asphaltiques de l'Athabasca), gonflent l'offre et tirent les prix à la baisse (sans gel de plusieurs millions de barils/jour et sans menace de guerre, le prix du baril ne dépasserait pas \$15 en 2003).

Si ce sont bien eux qui orientent les choix des producteurs d'énergie, les coûts marginaux de production (cmp) doivent-ils être aussi ceux qui guident les politiques de l'énergie ? Surtout depuis qu'une grande attention est portée aux impacts environnementaux des activités énergétiques, l'analyse économique souligne le caractère incomplet de ces coûts. Ils couvrent bien toutes les dépenses que supportent les entreprises pour mettre sur le marché un volume supplémentaire de pétrole, de gaz naturel ou d'électricité, mais ils laissent de côté le coût des dommages supportés par des agents économiques extérieurs au marché, coûts qui se traduiront par des taux de morbidité ou de mortalité plus élevés affectant le bien-être individuel et collectif. Dénommés coûts externes, ces derniers sont source d'inéquité mais aussi d'inefficacité économique car l'absence d'une sanction des impacts négatifs dissuade les producteurs de réaliser des investissements qui auraient une productivité sociale élevée. Il est donc recommandé aux pouvoirs publics d'obliger les entreprises à prendre en charge les coûts externes de leur activité, en choisissant entre deux procédures :

- ▶ la marchandisation des externalités sous la forme d'achat-vente de droits à polluer à partir d'une attribution de droits à chaque entreprise par les pouvoirs publics ;
- ▶ l'internalisation des externalités par intégration obligatoire (normes ou règlements) de leur coût dans les prix des biens ou services, le supplément de coût servant à supprimer la pollution ou à dédommager le pollué.

Dans cette dernière hypothèse, le coût marginal externe (cme) d'un kilowattheure pourrait être calculé comme suit :

$$D/kWh = (D/C) \times (C/E) \times (E/kWh)$$

avec D = évaluation monétaire des dommages (en cents d'euro par kWh),
 C = volume de polluant concentré (en tonnes de SO₂ par km²),
 E = émissions du polluant (en grammes de SO₂ par kWh).

L'internalisation des externalités négatives suffirait-elle à faire du coût marginal de long terme un bon signal à envoyer aux décideurs dont dépend l'approvisionnement énergétique des prochaines décennies ? Certains, encore peu nombreux, préconi-

sent d'aller plus loin en ajoutant un « *user cost* » ou coût marginal de substitution des sources d'énergie non-renouvelables (cms). Aux yeux de l'analyse économique, en effet, les ressources naturelles incorporées dans une matière première, énergétique ou autre, n'ont pas de valeur. Lorsqu'elles sont appelées à disparaître, il faudrait donc les valoriser à hauteur des dépenses qui permettront de les remplacer un jour par une source inépuisable (nucléaire ou renouvelable). Un coût social véritablement complet de l'énergie (cse) devrait être composé de trois éléments :

$$\text{cse} = \text{cmp} + \text{cme} + \text{cms}$$

L'argument ne manque pas de pertinence, mais l'évaluation d'un tel coût se heurte à des obstacles théoriques et méthodologiques. Dans ce qui suit, nous nous limiterons à l'évaluation des CMP, puis dans la dernière partie consacrée aux comparaisons entre sources d'énergie, nous introduirons les CME.

27.3. LES COÛTS DE PRODUCTION DES SOURCES FOSSILES

Pétrole, gaz naturel et charbon minéral entrent pour plus de 80% dans le bilan énergétique mondial dont ils satisfont la totalité des usages carburants, la plus grande partie des usages chaleur directe (haute et basse température) et plus de 60% des usages électricité. On comprend donc l'influence déterminante de leurs coûts de production sur la configuration du système énergétique.

Ces coûts sont principalement influencés par les caractéristiques de l'exploitation des ressources fossiles qui peuvent être très aisées (mines de charbon à ciel ouvert ou gisements d'hydrocarbures hypergéants à faible profondeur, les uns et les autres localisés à proximité d'une côte se prêtant à une évacuation maritime) ou très difficiles (mines souterraines grisouteuses à grande profondeur ou gisements d'hydrocarbures *offshore* dans une mer très agitée). On pourrait imaginer que l'exploitation de toutes ces sources ait commencé par les moins coûteuses puis se soit progressivement étendue aux autres au fur et à mesure de l'épuisement des premières. Pour deux raisons au moins, les choses ne se sont pas déroulées ainsi. Historiquement, alors que toutes les sources d'énergie fossiles étaient connues depuis le néolithique, les techniques d'extraction, de traitement et de transport ont été maîtrisées pour les solides bien avant les liquides puis les gazeux. Géographiquement, l'inégale répartition des uns et des autres sur la surface terrestre et les limites de tous types aux échanges commerciaux ont contraint certains pays à des exploitations plus coûteuses que d'autres.

Entre sources fossiles et entre techniques de production des unes et des autres, la structure des coûts de production (coûts fixes et variables) est très variable, mais leur contenu diffère peu. On y trouve :

- des investissements d'exploration, plus importants pour les hydrocarbures que pour le charbon, parce qu'il faut recourir à des recherches géologiques et géo-

physiques (campagnes sismiques, notamment) et des forages de délinéation qui permettent d'apprécier les caractéristiques du gisement ;

- ▶ des investissements de production (puits d'extraction et installations souterraines pour le charbon, forages et installations de surface telles que les réseaux de collecte, les unités de séparation et de traitement et les réservoirs de stockage pour le pétrole) ;
- ▶ des infrastructures de transport sous forme de voies ferrées pour l'évacuation du charbon, d'oléoducs pour le pétrole, de gazoducs ou de chaîne de liquéfaction et regazéification pour le gaz naturel ;
- ▶ des coûts d'exploitation, plus ou moins proportionnels selon les cas : frais de personnel très élevés dans l'exploitation des mines souterraines, fluides et pièces détachées, assurances, frais généraux, locations diverses...

Rapportées aux volumes produits, ces dépenses permettent de calculer des coûts unitaires, moyens et marginaux pour chaque exploitation. *A posteriori*, l'opération ne présente pas de grande difficulté. *A priori*, elle se heurte aux difficultés d'évaluer les volumes de production sur toute la vie du gisement, d'où les pratiques conservatrices des gestionnaires qui se traduisent par de fréquentes réévaluations en cours de vie. Si, à une date donnée, on classe par ordre croissant les coûts moyens de toutes les exploitations de pétrole, gaz naturel et charbon dans le monde, on dénomme coût marginal de long terme le coût moyen de l'exploitation la plus coûteuse dont la production est nécessaire pour équilibrer l'offre et la demande pour un prix observé ou anticipé du marché.

27.3.1. PÉTROLE

Les coûts de production en dollars/baril varient dans de considérables proportions d'une région du monde à l'autre : de moins de \$5 au Moyen-Orient à plus de \$15 en mer du Nord. Encore cet écart de 1 à 3 masque-t-il des dispersions beaucoup plus grandes si l'on distingue les gisements exploités dans chaque région selon qu'ils sont *onshore* ou *offshore*, anciens ou nouveaux, petits ou grands. Au Moyen-Orient, l'éventail des coûts (toujours en dollars) va de

- ▶ 0,4-0,8 champs à terre anciens,
- ▶ 0,6-3,0 champs à terre récents,
- ▶ 2,0-4,0 grands gisements en mer,
- ▶ 3,0-6,0 petits gisements en mer.

En mer du Nord, il va de

- ▶ 4,0-10,0 en zone Sud,
- ▶ 8,0-20,0 en zone Nord,
- ▶ 15,0-25,0 pour les champs marginaux [3].

Les écarts à l'intérieur de chaque sous-groupe s'expliquent principalement par la productivité des puits qui peut aller de 7000 barils/jour au Moyen-Orient à moins

de 10 aux Etats-Unis (*stripper wells*). Dans tous ces coûts, les charges fixes (investissement) sont dominantes et peuvent atteindre 75% du total, avec comme principale conséquence d'inciter à une exploitation aussi proche que possible de la capacité maximum de production et à vendre à un prix qui pourra être inférieur au coût moyen mais qui sera toujours supérieur au coût marginal de court terme, constamment décroissant (sauf recourt à des techniques de récupération secondaire et tertiaire).

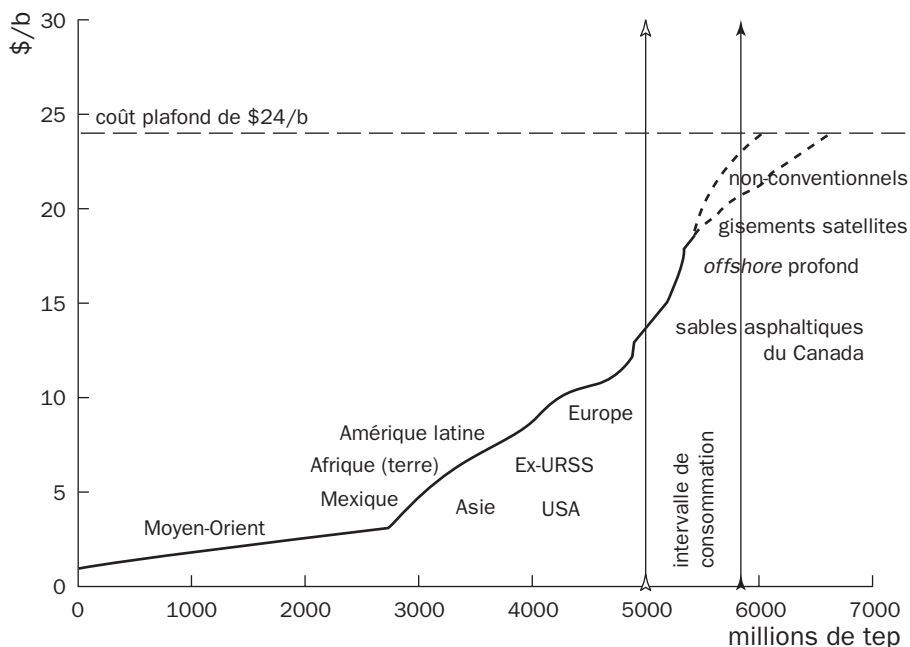
Au cours des dernières décennies, les coûts de production moyens du brut dans le monde auraient dû s'élever au fur et à mesure qu'étaient mis en exploitation des gisements de plus petite taille ou situés dans des régions plus difficiles, en *offshore* notamment. Il n'en a rien été parce que les progrès techniques ont été spectaculaires dans l'amont pétrolier. Les avancées des géosciences (utilisation systématique de la sismique 3D), la maîtrise du forage très dévié, la simplification des réseaux de collecte et bien d'autres ont abouti à une division par deux des coûts moyens des gisements marginaux. De \$13,9 par baril en 1990, ils sont tombés à 10,1 en 1994, puis 7,5 en 1998 et à peine plus de 6,0 en 2000 [4]. S'agissant des pétroles non-conventionnels (*offshore* très profonds, huiles lourdes, sables asphaltiques), ces mêmes coûts sont passés de \$24 en 1985 à \$16 en 1995.

Pour être disponible sur les lieux de consommation, le brut doit être transporté et raffiné. Le coût du transport dépend d'abord de la distance parcourue et du moyen utilisé (navire pétrolier ou oléoduc). Dans les deux cas, cependant, les économies d'échelle sont telles que les coûts réels n'ont cessé de diminuer dans le temps avec la croissance de la taille des *tankers* (de 75 000 tonnes de port en lourd (tpl) en moyenne à la fin des années 1950 à 350 000 et plus, 20 ans plus tard), et celle du débit et du diamètre des *pipes* (de moins de 12" à plus de 36"¹). Résultat, sur une distance type comme celle qui sépare le Moyen-Orient des ports de mer du Nord, le coût du transport d'un baril de brut se situe entre \$1 et 2 selon la taille du navire et le prix du carburant. L'économie du raffinage est aussi très sensible aux économies d'échelle mais elle est plus compliquée que celle du transport car elle doit résoudre le difficile problème de l'imputation des coûts aux multiples produits que l'on tire du pétrole brut. Son évolution a, en outre, été marquée par une complexification continue imposée, entre autres, par la sévèrisation des normes techniques des carburants. Dans le temps, les coûts moyens de raffinage ont néanmoins décroché pour se situer aujourd'hui entre \$2 et 5 par tonne de brut.

Compte non tenu des coûts de raffinage qui ne l'affectent pas, la hiérarchie mondiale des coûts du brut, qui est fonction des volumes de production attendus à l'horizon 2015, pourrait avoir l'allure de la courbe d'offre représentée sur la **figure 27.1**. A condition d'exploiter au maximum le brut du Moyen-Orient dont la production annuelle s'approcherait des 3 Gt, la production mondiale pourrait satisfaire une

1 " est le symbole pour inch ; 1 inch vaut 2,54 cm.

consommation de 5 Gt à l'aide de gisements dont les coûts ne dépasseraient pas \$15. Au-delà, on devrait recourir de plus en plus massivement aux non-conventionnels dont les coûts se situeraient entre \$15 et 25. Dans cette dernière hypothèse, les coûts environnementaux externes ne sont pas comptabilisés.



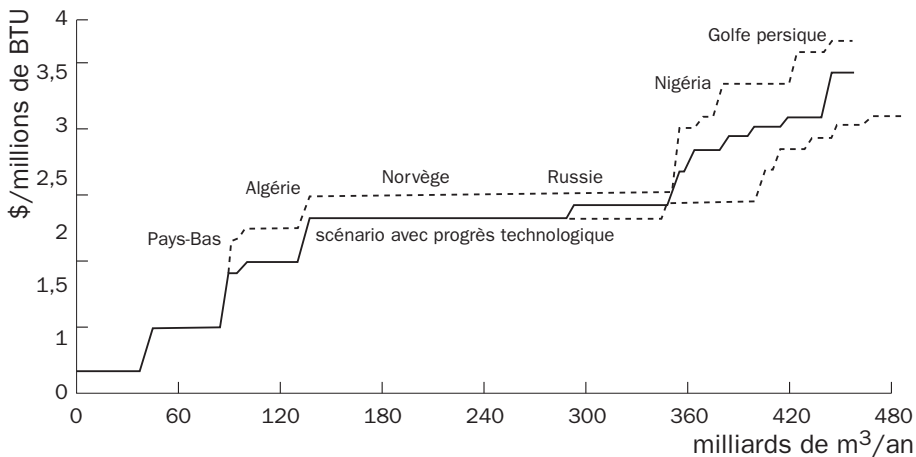
27.1 - Courbe d'offre pétrolière en 2015

27.3.2. GAZ NATUREL

Longtemps, le gaz naturel a eu un coût négatif car, associé à l'exploitation de gisement de pétrole et inutilisable faute de moyens de transport, il était traité en produit fatal et brûlé par les compagnies pétrolières. Depuis que l'on sait l'évacuer vers des lieux de consommation, il est toujours un produit dérivé de l'activité pétrolière (gaz associé) mais il est aussi recherché pour lui-même (gaz sec). Le premier a un coût de production extrêmement faible qui représente les installations de stockage et d'évacuation supplémentaires pour l'exploitant pétrolier. Le second a un coût comparable à celui du pétrole brut, donc très variable selon la localisation, la taille et les caractéristiques du gisement (si ce dernier contient un gaz soufré, des installations de désulfuration devront être construites comme à Lacq). Dans le temps, sa tendance à l'élévation, poussée par l'éloignement et les difficultés techniques des exploitations marginales (gaz de l'extrême-sud algérien ou de l'extrême-nord sibérien), est freinée par les progrès technologiques, comme dans le cas du pétrole.

Ce sont les coûts de transport qui distinguent le plus l'économie du gaz de celle du pétrole car l'état gazeux exige des gazoducs d'un diamètre très supérieur à ceux des oléoducs pour assurer le transport d'une même quantité d'énergie. Le gazoduc est, en outre, inadapté aux très longs trajets internationaux (au-delà de 3 à 5000 km) et doit être remplacé par des chaînes de liquéfaction tout aussi coûteuses. Le transport sur longue distance du gaz naturel est, en moyenne, cinq à six fois plus coûteux que celui du pétrole. Peu divisibles, ses équipements doivent être amortis sur une très longue période, ce qui n'est compatible qu'avec une grande stabilité des marchés et des contrats de 20 à 30 ans.

Pour ces diverses raisons, la courbe d'offre de gaz naturel pour l'Europe occidentale à horizon 2015 apparaît très plate entre des productions de 100 à 350 milliards de m³/an (*figure 27.2*). Au-delà, elle pourrait croître plus ou moins fortement par obligation de recourir à l'exploitation de gisements de plus en plus lointains (Nigeria, golfe Persique) mais cette croissance, comme dans le cas du pétrole, pourrait varier avec l'intensité du progrès technologique. De \$2 par million de BTU (*British Thermal Unit*) aujourd'hui, le coût marginal du gaz naturel rendu Europe occidentale pourrait ainsi atteindre \$3 ou 4 selon les cas. Ce coût suppose qu'aucun obstacle politique n'affectera le tracé des oléoducs ou des chaînes gaz naturel liquéfié (GNL).



27.2 - Courbe d'offre gazière en 2015 [source : EDF - faits marquants 1998]

27.3.3. CHARBON MINÉRAL

La plus ancienne source d'énergie fossile occupe encore la deuxième place dans le bilan énergétique mondial (25%), derrière le pétrole mais juste devant le gaz naturel. Elle résiste bien du fait de ressources beaucoup plus abondantes que les autres, de débouchés sans concurrents dans la sidérurgie (charbon cokéifiable) et d'une très bonne compétitivité dans l'alimentation des centrales thermo-électriques (charbon vapeur). Cette compétitivité résulte de la formation d'un marché mondial qui

intensifie la concurrence et entraîne une baisse des coûts de production que rend possible la hausse de la productivité du travail dans les grands pays producteurs (Etats-Unis, Chine, Australie, Afrique du Sud...) : en moyenne, cette dernière est passée de 1200 tonnes par mineur et par an en 1980 à 4400 en 1999 [5], ce grâce à l'extension des mines à ciel ouvert et à la mécanisation très poussée de toutes les exploitations.

A l'exclusion de ceux des vieilles exploitations européennes, encore en activité parce que subventionnées, les coûts du charbon minéral départ mine se situent en 2000 dans un rapport de 1 à 10. Ceux des grandes mines à ciel ouvert du *Powder River Basin* dans l'ouest des Etats-Unis sont les plus bas (\$3 à 5 la tonne) mais sont peu représentatifs. Très au-dessus, apparaissent les coûts des mines de surface et de quelques mines souterraines (\$10 à 20) des grands pays exportateurs (Australie, Afrique du Sud, Canada, Indonésie), suivis par ceux (\$20 à 30) de la région des Appalaches aux Etats-Unis qui n'entrent sur le marché mondial que lorsque les prix des charbons vapeur dépassent \$40 et qui jouent ainsi le rôle de fournitures marginales de court terme. Au prix de \$30 la tonne, la Chine exporte presque 100 millions de tonnes, ce qui pourrait signifier que ses coûts sont comparables à ceux de l'Australie, mais l'absence de preuves autorise certains à l'accuser de *dumping*.

Brûlé sur le carreau des mines dans de grandes centrales thermiques, le charbon est actuellement, et de très loin, le combustible le meilleur marché. Ailleurs, son coût rendu lieu d'utilisation résulte de l'addition de plusieurs postes :

- ▶ transport intérieur de la mine au port d'embarquement,
- ▶ frais d'embarquement,
- ▶ transport maritime,

lesquels, en moyenne, doublent les coûts départ mine pour du charbon rendu Europe occidentale depuis les Etats-Unis, l'Australie ou l'Afrique du Sud. A titre d'exemple, un charbon vapeur coûtant de \$13,4 à 19,7 départ mine du Transvaal en Afrique du Sud supporte des charges de transport jusqu'au port d'embarquement (\$6,8 à 7,3), de stockage et chargement (\$1,2 à 1,7) et de transport maritime (\$4,6 à 6,3) pour arriver dans un port européen de mer du Nord à un coût compris entre \$26,1 et 37,2 la tonne, soit de \$1,04 à 1,38 le gigajoule (pour un pouvoir calorifique de 25 à 27 GJ/t).

A l'avenir, les coûts de production du charbon minéral devraient évoluer de façon contrastée d'une région du monde à l'autre : stabilité dans l'Ouest des Etats-Unis et dans les grands pays exportateurs (Australie, Afrique du Sud, Indonésie, Colombie, Venezuela) où d'importantes extensions de capacité de production sont envisagées, même aux prix actuels du marché qui sont bas ; croissance dans les anciennes régions de production des Appalaches aux Etats-Unis ou du Donbass en Russie. Une incertitude pèse sur l'évolution des coûts de production de la Chine qui combat les rendements décroissants d'une partie de ses mines par de profondes restructurations industrielles et la construction de nouvelles infrastructures de transport. Mais, des trois principales sources d'énergie fossile, le charbon minéral est la

plus polluante et la plus forte émettrice de gaz à effet de serre : ce sont donc les coûts externes associés à sa combustion dans les centrales thermo-électriques qui influenceront le plus sa compétitivité future.

27.4. LES COÛTS DE PRODUCTION DES CARBURANTS

Des trois grandes sources fossiles, seul le gaz naturel est majoritairement utilisé comme combustible (fours ou chaudières) dans des usages finals, alors que le charbon minéral est soit cokéfié à usages sidérurgiques, soit transformé en électricité, et que le pétrole est principalement dirigé vers le marché des carburants, sous forme d'essence ou de gas-oil. En l'état actuel des techniques et des prix du pétrole brut, les coûts de ces carburants sont les plus bas, comme on peut voir dans le *tableau I*.

Tableau I - Coûts de production des carburants (en c€/L)

L'éventail des coûts de chaque carburant traduit l'incertitude entre la situation la plus favorable et la plus défavorable.

Carburants	Coûts de production [c€/L]
Essence	15
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	9-18
Gaz naturel comprimé	11-26
Méthanol (ex. gaz naturel)	17-40
MTBE	18-23
Diesel (ex. gaz naturel)	29-37
Essence (ex. gaz naturel)	31-46
Ester d'huile végétale	38-55
Ethanol (ex. céréales)	32-54
Méthanol (ex. charbon minéral)	40-68
Méthanol (ex. biomasse)	42-77
Essence (ex. charbon minéral)	48-69
Ethanol (ex. bois)	48-69

Plus la filière est éloignée du stade industriel, plus l'éventail des coûts est large parce que les incertitudes technologiques sont grandes. En outre, le coût des carburants tirés de la biomasse (bois, céréales, huiles végétales) est entaché d'une incertitude supplémentaire car le coût de cette source primaire dépend étroitement des distances sur lesquelles elle est transportée.

Au total, l'avantage dont jouissent le pétrole, et à un moindre titre le gaz naturel, sont si considérables que la compétitivité d'autres carburants n'est attendue que de

sauts technologiques dans les techniques de liquéfaction ou gazéification. Même dans cette hypothèse, la croissance des émissions de CO₂ provoquée par un recourt massif au charbon minéral resterait un obstacle. La perspective d'un passage à l'hydrogène n'apporterait une réponse satisfaisante que dans l'hypothèse d'une production de ce dernier par électrolyse de l'eau par de l'électricité générée elle-même sans émission de CO₂, ou mise au point de procédés économiques de capture et stockage du CO₂.

27.5. LES COÛTS DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ

D'origine nucléaire, géothermique, hydraulique ou autres renouvelables (marémotrice, éolien, solaire, biomassique), l'électricité ne représente pas plus de 10% de l'offre primaire, mais elle est le principal vecteur de conversion de toutes les sources d'énergie en offre finale. A ce titre, la comparaison de ses coûts de production présente un intérêt particulier puisque c'est par l'intermédiaire de l'électricité (et demain peut-être l'hydrogène) que de nouvelles sources sont introduites dans le bilan énergétique. Exprimés en cents d'euro (ou de dollar) par kilowattheure, ces coûts sont évalués aux bornes des installations de production, ce qui signifie :

- ▶ 50 à 70% du coût rendu consommateur final dans le cas d'une production centralisée avec réseau de transport et distribution ;
- ▶ 100% dans le cas d'une production décentralisée ou hors réseau, à condition que cette dernière inclut bien le coût des installations de stockage qui remédient au caractère aléatoire de certaines productions telles que solaire ou éolienne.

Le spectre des coûts marginaux de long terme, c'est-à-dire ceux des nouvelles installations à adjoindre aux parcs actuels pour satisfaire une demande additionnelle, est large. Il s'étend de 2-5 cents dans les filières thermiques conventionnelles, le nucléaire, la géothermie et l'hydraulique sur bons sites à 25-125 dans la conversion de l'énergie des vagues et le solaire photovoltaïque. Tous ces coûts n'ayant pas une égale fiabilité, une distinction s'impose entre ceux que les compagnies électriques maîtrisent assez bien et ceux qui ne reposent que sur des dires d'experts ou qui dépendent de la qualité de chaque site.

27.5.1. LES COÛTS DES GRANDES FILIÈRES THERMIQUES

Périodiquement, les pays membres de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) ou de l'Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Electricité (UNIPED) comparent les coûts de production des grandes filières (thermique charbon, turbines à gaz, centrales nucléaires) sur des bases préalablement homogénéisées (voir § 27.2.2) et pour deux hypothèses de taux d'actualisation et trois hypothèses de prix des combustibles.

Tableau II - Comparaison des coûts actualisés (en c€/kWh)

Combustibles	Prix [c€/kWh]		
	Haut	Moyen	Bas
Taux d'actualisation de 5%			
Nucléaire	3,06		
Charbon	3,50	3,29	3,10
Gaz	4,14	3,57	2,97
Taux d'actualisation de 10%			
Nucléaire	4,49		
Charbon	4,39	4,18	3,99
Gaz	4,50	3,96	3,30

Pour des mises en exploitation à horizon 2005, les coûts varient entre 3,0 et 4,5 c€/kWh. Pour un taux d'actualisation de 5%, le nucléaire reste le meilleur marché tant que les prix des combustibles sont sur une trajectoire moyenne ou haute, mais il est concurrencé par la turbine à gaz et le thermique charbon si cette trajectoire est basse. Pour un taux d'actualisation à 10%, la perte de compétitivité du nucléaire au profit des centrales au gaz et au charbon est d'autant plus forte que la trajectoire de prix des combustibles est plus basse. L'incidence des prix des combustibles et des taux d'actualisation sur les coûts de production est liée aux différences de techniques de production, donc à la structure de ces coûts (**tableau III**).

Tableau III - Structure des coûts de production (%)

Cette structure des coûts correspond aux conditions de la France pour des taux d'actualisation de 5 et 10%.

Coûts	Nucléaire	Charbon	Gaz
Investissement	50 à 60	31 à 46	16 à 25
Combustible	29 à 22	46 à 37	73 à 65
Autres	21 à 18	23 à 17	11 à 10

Depuis le début des années 1990, les conditions qui prévalent sont défavorables au nucléaire et favorables aux filières thermiques conventionnelles, notamment celle qui recourt aux turbines à gaz. D'un côté, la dérégulation des marchés de l'électricité et la privatisation des entreprises de production électrique ont imposé des taux d'actualisation explicite ou implicite très supérieurs à 10% parce que les investisseurs soucieux de minimiser les risques et de rémunérer correctement les apporteurs de capitaux veulent récupérer leur mise en un laps de temps aussi court que possible. De l'autre, la mondialisation des marchés, l'intense concurrence entre producteurs et les progrès techniques ont installé les prix des combustibles fossiles sur des trajectoires basses.

Ces conditions peuvent-elles changer à l'avenir ? On a vu plus haut que la tendance des prix des combustibles fossiles devrait plutôt s'orienter à la hausse. Si la libéralisation des marchés de l'électricité se poursuit, hypothèse la plus probable, les taux d'actualisation élevés continueront sans doute à prévaloir. Restent deux facteurs de changement possible : la prise en compte des impacts environnementaux qui pèse très inégalement sur les coûts de chaque filière (voir plus loin) et des effets différenciés du progrès technique sur les coûts d'investissement et d'exploitation.

27.5.2. LES COÛTS DES AUTRES FILIÈRES

Ils sont affectés d'une beaucoup plus grande incertitude que les coûts précédents parce qu'à côté de techniques matures comme la géothermie conventionnelle ou l'hydraulique, on traite de techniques nouvelles (éolien, solaire photovoltaïque ou thermodynamique) dont la fonction d'apprentissage est mal connue, ou même entièrement nouvelles (énergie des vagues, géothermie roches sèches, piles à combustible, thermique biomasse gazéifiée) dont les performances industrielles sont extrapolées d'installations pilotes. Comme dans le cas des grandes filières thermiques, certains coûts sont très sensibles aux prix des combustibles (biomasse ou hydrogène) alors que d'autres dépendent presque exclusivement des coûts d'investissement, exprimés en euros par kilowatt installé, mais dans ce cas avec une double particularité.

Les coûts d'investissements sont rarement standardisables parce que modelés par les caractéristiques des sites d'installation. Le coût du kilowatt installé en grande hydraulique ou en géothermie sur de bons sites pourra ne pas dépasser 1000 euros ; ceux du même kilowatt en petite hydraulique, solaire thermodynamique, éolien *on-shore* ou *offshore*, se situer entre 1500 et 3000 euros, pour des raisons géologiques, climatiques ou hydrologiques.

S'agissant en outre de sources d'énergie qui peuvent être diffuses et intermittentes, le passage du coût du kilowatt à celui du kilowattheure dépendra de facteurs de charge (*load factor*) extrêmement variables puisque compris entre :

- ▶ 45 et 90% pour la géothermie conventionnelle,
- ▶ 35 et 70% pour la petite hydraulique,
- ▶ 35 et 50% pour la grande hydraulique sans réservoir,
- ▶ 20 et 35% pour le solaire thermodynamique,
- ▶ 20 et 30% pour l'éolien et la marémotrice,
- ▶ 8 et 20% pour le solaire photovoltaïque,

sauf investissements additionnels de stockage ou de couplage avec une source complémentaire.

Tableau IV - Coûts des autres filières électriques (en c€/kWh) [6]

<i>Filières électriques</i>	<i>Actuels</i>	<i>Futurs</i>
<i>Grande hydraulique</i>	2-5	2-5
<i>Géothermie conventionnelle</i>	2-10	1-10
<i>Petite hydraulique</i>	3-10	2-7
<i>Eolien</i>	5-13	3-10
<i>Biomasse conventionnelle</i>	5-15	4-10
<i>Biomasse gazéifiée + TGCC</i>	8-11	
<i>Marémotrice</i>	8-15	8-15
<i>Energie des vagues</i>	8-20	
<i>Piles à combustibles PAFC² acide phosphorique</i>	10-20	
<i>Solaire thermodynamique</i>	12-18	4-10
<i>Géothermie roches sèches</i>	12-20	
<i>Solaire photovoltaïque</i>	25-125	5-25

Les cinq premières filières, lorsqu'elles bénéficient de bons sites d'implantations, sont normalement compétitives avec les grandes filières thermiques. Mais, alors que la grande hydraulique et la géothermie conventionnelle ne peuvent produire que pour le réseau, la petite hydraulique, l'éolien et la combustion de biomasse dans des installations cogénératrices relèvent aussi bien de la production centralisée que de la production répartie, ce qui permet de les utiliser sans passer par un réseau mais implique, sauf pour la biomasse, des investissements additionnels de stockage ou de couplage pour garantir la fourniture.

Les sept autres filières sont encore éloignées de la compétitivité, soit pour des raisons de rareté des sites équipables (marémotrice), soit par insuffisante maturité de la technologie. Estimés, les coûts futurs dépendent donc de l'allure des fonctions d'apprentissage (dans l'éolien, les coûts d'investissements sont tombés de \$7000 par kW à moins de \$2000 lorsque les capacités installées sont passées de 0 à 2000 MW) ou d'avancées technologiques significatives (piles à combustibles, solaire photovoltaïque).

27.6. INTRODUCTION DES EXTERNALITÉS ET ESSAI DE COMPARAISON

Les coûts marginaux de long terme examinés ci-dessus n'incorporent que les coûts externes que les producteurs ont été obligés d'internaliser (installations de

2 PAFC : Phosphoric Acid Membrane Fuel Cell.

désulfuration des fumées des centrales thermiques conventionnelles ou coûts de démantèlement des centrales nucléaires, par exemple). Bien d'autres coûts, restés externes, sont cependant associés à toutes les filières énergétiques mais avec des incidences très différentes sur leurs coûts sociaux (définition plus haut). Parmi les diverses tentatives d'estimations de ces coûts, la plus systématique résulte du projet ExternE (*External Costs of Energy*) de la Commission européenne qui a reconstitué pour chaque filière de production d'électricité la chaîne émission, dispersion, fonction dose-réponse, évaluation monétaire. Deux grandes familles d'impacts ont été considérées :

- ▶ ceux sur la santé des populations touchées par des émissions polluantes : troubles cardio-pulmonaires imputables au SO₂, NO_x ou particules, cancers et effets génétiques des radionuclides, notamment ;
- ▶ ceux imputables aux émissions de gaz à effet de serre par l'intermédiaire du « *global warming potential* » tel qu'estimé par le Groupe Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC).

En dépit des difficultés inhérentes à ce type d'approche et aux incertitudes restantes, des coûts externes peuvent être proposés pour chaque filière de production électrique.

Tableau Y - Coûts externes des filières électriques (en c€/kWh)[7]

<i>Filières électriques</i>	<i>Coûts [c€/kWh]</i>
<i>Thermique charbon, après 2000</i>	4,0
<i>Thermique fuel, après 2000</i>	3,2
<i>Thermique gaz avec cycles combinés</i>	1,6
<i>Thermique biomasse</i>	0,8
<i>Nucléaire</i>	0,3
<i>Solaire photovoltaïque</i>	0,28
<i>Eolien</i>	0,13
<i>Hydraulique</i>	0,04-0,74

Sont exclues de cette évaluation les centrales thermiques conventionnelles en fonction avant l'an 2000 dont les coûts externes, supérieurs à 10 cents par kilowatt-heure, dépassent les coûts marginaux de production. A partir de cette date, les nouvelles normes d'émission européennes et le recourt à des techniques de combustion performantes (lits fluidisés et gazéification) ont considérablement réduit les émissions polluantes et légèrement abaissé celles de CO₂.

Le coût de la filière nucléaire vient des risques de cancers pour les générations futures, ce qui le rend extrêmement sensible au taux d'actualisation retenu : à 10%, le 0,5 cent du tableau tomberait à 0,005 cent. En revanche, le coût serait sensiblement plus élevé si y était incluse l'évaluation monétaire des risques d'accidents, du

stockage des déchets à vie longue et des risques de prolifération, soit un total de 2,3 cents selon le US Department of Energy (1990). Les auteurs d'ExternE contestent un tel résultat en s'appuyant sur l'extrême petitesse de l'espérance mathématique du coût actualisé (même à 0%) d'un accident nucléaire, et sur l'imprévisibilité des impacts des déchets dont la gestion future est inconnue.

Les coûts de l'éolien et du solaire photovoltaïque proviennent des émissions polluantes au cours de la fabrication des équipements de conversion (production et découpage du silicium, par exemple), ceux de la biomasse de la pollution provoquée par l'exploitation mécanisée des forêts et non de la contribution au réchauffement climatique estimé à zéro par définition. Ceux de l'hydraulique, enfin, varient considérablement selon les caractéristiques de l'aménagement qui peuvent détruire ou valoriser un site au point de rendre négatif le coût externe.

Au total, la prise en compte des externalités modifie sensiblement la hiérarchie des coûts marginaux à long terme des diverses filières électriques : thermique charbon et fuel reculent sensiblement au profit de l'hydraulique, du nucléaire et des autres sources renouvelables lorsqu'elles peuvent être exploitées sur de très bons sites. Moins polluante, la turbine à gaz en cycles combinés résiste mieux à condition de s'inscrire sur une trajectoire basse du prix du gaz.

27.7. CONCLUSION

En l'état actuel des ressources exploitables et des techniques, les filières fossiles bénéficient généralement des coûts internes les plus bas, quels que soient les usages : thermiques basse et haute température, mécaniques fixes (électricité) et mécaniques mobiles (carburant). Rien d'étonnant donc à ce que, selon les scénarios énergétiques « *business as usual* », pétrole, gaz naturel et charbon minéral apportent encore plus de 80% de l'approvisionnement énergétique mondial à horizon 2050. Plusieurs incertitudes affectent cependant l'évolution future de ces coûts. Les unes sont d'origine géopolitiques : la production et le transport des hydrocarbures reposent sur des pays (Arabie Saoudite, Irak, Iran, Qatar...) dont la fragilité politique justifie des primes de risques. Les autres ont trait aux conséquences environnementales de leur évolution, notamment en termes d'émissions de CO₂, dont les coûts devraient être internalisés. A plus long terme, enfin, l'épuisement de certaines ressources gagnerait à être anticipé. Prises en compte dans les coûts sociaux des diverses sources d'énergie, ces incertitudes renchériraient les sources fossiles au profit des sources renouvelables et de l'énergie nucléaire dont la croissance conditionne, par apprentissage, la diminution des coûts d'usage.

RÉFÉRENCES

- [1] GUERRIEN B. –1996– *Dictionnaire d'analyse économique*. La Découverte, Paris, 117.
- [2] LEVY D. –1990– La tarification de l'électricité dans le monde. *Economies et Sociétés*, série « économie de l'énergie », **1**, 29-41.
- [3] CLÔ A. –2000– *Economia e politica del petrolio*. Editrice compositor, Bologna, 21.
- [4] *Recherche et production du pétrole et du gaz. Réserves, coûts, contrats*. Institut français du pétrole. Editions Technip, Paris, 2002, 163.
- [5] *Coal information*. International Energy Agency (yearly publication), 229.
- [6] *World energy assessment*. United Nations Development Program and World Energy Council, New-York, 2000, 508 p.
- [7] RABL A. & SPADARO J.V. –2001– Les coûts externes de l'électricité. *Revue de l'Energie* **525** (mars-avril), 151-163.
- [8] GUESNERIE R. –2003– *Kyoto et l'économie de l'effet de serre*. La Documentation Française, Paris, 263 p.

28 - LES COÛTS EXTERNES DE L'ÉLECTRICITÉ¹

Ari RABL & Joseph SPADARO

Est présenté une synthèse du projet ExternE (« External Costs of Energy ») de la Communauté européenne (CE) concernant les coûts externes de la production de l'électricité. Les dommages de la pollution sont calculés par une analyse de la chaîne émission - dispersion - fonction dose-réponse - évaluation monétaire. Les résultats sont présentés pour différents cycles de combustibles, en indiquant les intervalles de confiance. Le coût des dommages est particulièrement élevé pour le charbon ; par exemple pour les centrales à charbon en France, il est de l'ordre de grandeur du prix de vente de l'électricité. Pour le gaz naturel, le coût des dommages est environ un tiers de celui du charbon. Par contre, les coûts des dommages du nucléaire et de la plupart des énergies renouvelables sont faibles, au maximum quelques % du prix de l'électricité. La partie prédominante de ces coûts est due aux impacts sanitaires, surtout à la mortalité prématurée. Afin d'éviter les controverses de l'évaluation monétaire de la mortalité, surtout si elle est imposée aux générations futures, la réduction de l'espérance de vie due aux différents cycles de combustible est également indiquée, et les risques du nucléaire sont mis en perspective par plusieurs comparaisons.

MOT CLÉS - coûts externes, production de l'électricité, cycles de combustible, impacts environnementaux, pollution de l'air, mortalité, comparaison de risques, énergies renouvelables, centrales à charbon, centrales à gaz.

28.1 Introduction	584
28.2 Méthodologie	585
28.3 Les coûts par kilogramme de polluant	590
28.4 Les coûts des dommages par kilowattheure	593
28.5 Autres considérations	598
28.6 Conclusion	602

¹ Article publié dans *Revue de l'Energie* 525, mars-avril 2001, 151-163.

28.1. INTRODUCTION

Au cours des dernières années, plusieurs grandes études ont été menées afin de quantifier les dommages causés par la pollution [ORNL/RFF 1994, ROWE *et al.* 1995, ExternE 1995, ExternE 1998]. Le projet ExternE (« External Costs of Energy ») de la Commission européenne, DG XII, constitue l'étude de la plus grande envergure, à laquelle participent plusieurs dizaines d'experts de tous les pays de l'Union européenne (UE), y compris les auteurs du présent article. Le projet se poursuit actuellement pour approfondir la méthodologie et élargir le champ d'application.

Depuis quelques années, le terme « coût externe » est largement utilisé pour indiquer les coûts des dommages environnementaux. Ici nous parlons plutôt du coût des dommages, pour éviter une ambiguïté qui surgit parce qu'il existe au moins deux définitions de « coût externe » :

- ▶ des coûts qui ne sont ***pas pris en compte*** par les participants à une transaction,
- ▶ des coûts qui ne sont ***pas payés*** par les participants à une transaction.

Selon la première définition, un coût de dommage est internalisé si le pollueur ramène les émissions au niveau socialement optimal, par exemple en raison d'une réglementation qui impose une limite d'émission. La deuxième définition exige, en plus, que le pollueur compense les victimes, par exemple en payant une taxe de pollution. Dans les deux cas, le niveau des émissions est le même et égal à l'optimum social. Mais le coût des dommages causés par ces émissions n'est externe que selon la seconde définition.

Les coûts des dommages sont calculés en menant une analyse des « *impact pathways* » (cheminement des impacts), dont les étapes principales sont les suivantes :

- ▶ spécification des émissions (par ex., kg/s de particules émises par cheminée),
- ▶ calcul de l'augmentation de la concentration du polluant dans toutes les régions touchées (par ex., $\mu\text{g}/\text{m}^3$ de particules, en utilisant des modèles de dispersion atmosphérique) ;
- ▶ calcul des impacts physiques (par ex., nombre de crises d'asthme dues à ces particules, en utilisant des fonctions dose-réponse),
- ▶ évaluation monétaire de ces impacts (par ex., multiplication par le coût d'une crise d'asthme).

Les valeurs obtenues sont additionnées pour tous les récepteurs (population, bâtiments, récoltes...) touchés par le polluant, en choisissant les frontières temporelles et spatiales de l'analyse, de telle manière que l'essentiel des impacts soit pris en compte. Dans l'esprit de l'analyse du cycle de vie, toute la chaîne du combustible est évaluée, de sa production jusqu'à la gestion des déchets.

Il faut noter que les résultats publiés dans les diverses publications d'ExternE ne sont pas toujours identiques parce que la méthodologie a évolué. En particulier, une différence profonde existe avant et après 1996, en raison de la publication d'une

étude importante, par une équipe de Harvard [POPE *et al.*, 1995], portant sur les impacts cumulatifs de la pollution atmosphérique sur la mortalité, et en raison d'un changement dans l'évaluation de la mortalité de la pollution atmosphérique (perte d'espérance de vie, plutôt que nombre des décès). Ce dernier changement permet des comparaisons significatives entre différentes causes de mortalité avec des pertes de vie par décès très différentes, en particulier entre des accidents et la pollution atmosphérique.

Pour les cycles fossiles, la part prédominante des coûts des dommages est due aux impacts sur la santé, plus de 95% et, parmi ceux-ci, la mortalité représente la contribution la plus significative. Pour le nucléaire, la totalité des coûts des dommages provient des cancers et des effets génétiques des radionuclides. Pour cette raison, un paramètre clé de l'évaluation est ce qu'on appelle souvent « valeur de la vie statistique », bien qu'il soit plus correct et moins contestable de parler de « consentement à payer pour éviter le risque d'une mort prématuré anonyme ».

Suivant les recommandations du projet ExternE, nous avons pris une valeur de 3,1 millions d'euros ($\approx$ 20 MF), ce qui semble de plus en plus accepté par la CE pour des analyses de ce type. Par exemple, cette valeur a été prise dans les analyses coût-bénéfice des nouvelles directives européennes concernant l'émission des polluants. Mais aucun consensus général n'existe et d'autres valeurs, dans une fourchette de 5 à 30 MF, ne peuvent pas être exclues.

Un argument principal pour la nécessité d'une analyse des coûts des dommages émerge de l'épidémiologie récente. Contrairement au passé, quand on pensait qu'il suffisait de réduire la concentration des polluants d'air au-dessous de leurs seuils d'innocuité, les études épidémiologiques n'ont pas pu trouver de tels seuils et il semble de plus en plus plausible que les fonctions dose-réponse sont à peu près linéaires aux faibles concentrations. Sans seuil d'innocuité, nous n'avons aucun critère naturel pour décider jusqu'où il faut réduire l'émission des polluants. Puisque le coût par kg de polluant évité augmente fortement quand les émissions sont réduites, on risque des dépenses excessives dans la lutte contre la pollution atmosphérique. Ceci pourrait en fait entraîner une détérioration de la santé publique si l'argent dépensé ainsi n'est pas disponible pour des mesures plus rentables. Une comparaison des coûts et des avantages est nécessaire, bien que non-suffisante, pour une politique rationnelle.

28.2. MÉTHODOLOGIE

Nous présentons d'abord un bref résumé de la méthodologie et des hypothèses du projet ExternE (1998). Quelques détails sont analysés dans les paragraphes suivants. Les hypothèses principales sont résumées dans le **tableau I**. Des présentations plus détaillées peuvent être trouvées dans les rapports du projet ExternE (1995, 1998), y compris un rapport en français [RABL & SPADARO, 1997].

28.2.1. DISPERSION ATMOSPHÉRIQUE

Dans la zone locale, jusqu'à environ 50 km de la source, la dispersion des polluants de l'air est modélisée avec le logiciel ISC, modèle de plume gaussienne agréé par l'EPA des USA [BRODE & WANG, 1992]. Les calculs prennent en compte les conditions locales du site de la source des polluants (données météorologiques, hauteur de la cheminée, température et vitesse des fumées). Au-delà de la zone locale, il faut tenir compte des réactions chimiques qui produisent des polluants secondaires (nitrates, sulfates et ozone). Pour cela, ExternE utilise le *Harwell Trajectory Model* [DERWENT & NODOP 1986], un des modèles agréés par l'UE pour la modélisation de la dispersion à longue distance.

Evidemment, le dommage dépend de la relation entre source et récepteurs. Le dommage est plus élevé si le polluant est émis près de la population. Les données de la distribution des récepteurs, ainsi que les modèles de dispersion atmosphérique (ISC et *Harwell Trajectory Model*), sont intégrés dans le logiciel ECOSENSE [KREWITT *et al.*, 1995], qui sert de base pour les calculs du projet ExternE. Afin d'avoir une vérification indépendante, nous avons également calculé les impacts en utilisant les résultats du modèle atmosphérique EMEP [SANDNES, 1993], couplés avec le logiciel PATHWAYS [CURTISS & RABL, 1996b] pour le calcul des impacts. Les dommages calculés avec cette approche sont à 20% près les mêmes que ceux d'ECOSENSE [RABL & SPADARO, 1999]. Les impacts de l'ozone pour ExternE ont été estimés par RABL & EYRE (1998), en utilisant les concentrations d'ozone calculées par SIMPSON (1993) avec le modèle EMEP.

28.2.2. LES IMPACTS SUR LA SANTÉ

Les études épidémiologiques récentes montrent que la pollution de l'air a des effets significatifs sur la santé, en aggravant les troubles cardio-pulmonaires, même aux faibles concentrations existant actuellement dans les villes d'Europe et d'Amérique du Nord [BASCOM *et al.*, 1996 ; LIPFERT, 1994 ; DOCKERY & POPE, 1994 ; EC 1995 ; WILSON & SPENGLER, 1996]. En fait, « l'absence d'effet de seuil semble de plus en plus admis » comme le constatent QUÉNEL *et al.* (1995) et, dans un rapport récent sur la pollution atmosphérique, le CADAS assure que « [...] les études épidémiologiques n'ont pas permis de mettre en évidence un seuil d'innocuité » [CADAS, 1996].

La relation entre concentration ambiante et quantité d'impacts est exprimée par la fonction dose-réponse, appelée également fonction concentration-réponse (CR). Nous supposons que les fonctions CR pour les polluants classiques de l'air (particules, SO₂, NO_x, O₃) sont linéaires, en raison d'un manque de preuve sur l'existence d'un seuil. En fait, les études qui ont réussi à tracer une courbe entière, par exemple DOCKERY *et al.* (1993) pour les PS₁₀ et ERPURS (1997) pour le SO₂, ont trouvé des formes linéaires, aux incertitudes près.

Tableau I - Hypothèses clés du projet Externe (1998)
(PS_d = particules suspendues, avec diamètre en dessous de d µm)

Étape du calcul	Hypothèses
Dispersion et chimie atmosphérique - zone locale (< 50 km) - zone régionale (Europe)	modèle de plume gaussienne ISC [BRODE & WANG, 1992] <i>Harwell Trajectory Model</i> [DERWENT & NODOP, 1986], intégré dans le logiciel ECOSENSE du projet Externe impacts de l'ozone estimés par RABL & EYRE (1998) sur la base du modèle EMEP [SIMPSON, 1993]
Réchauffement global	impacts physiques selon IPCC (1995)
Impacts sur la santé - forme des fonctions dose-réponse - mortalité long terme - aérosols de nitrates et de sulfates - radionuclides - micropolluants	linéarité d'un impact supplémentaire due à une dose supplémentaire, pour tous les impacts de santé pente de la fonction dose-réponse = 4,1E-4 années de vie perdues par personne, par an, par µg/m ³ de PS ₁₀ , obtenue à partir de l'augmentation de la mortalité observée par POPE <i>et al.</i> (1995), par intégration sur la pyramide des âges les fonctions dose-réponse pour les nitrates sont les mêmes que celles des PS ₁₀ les fonctions dose-réponse pour les sulfates sont les mêmes que celles des PS _{2,5} (pente = 1,67 fois la pente des fonctions pour les PS ₁₀) les calculs sont basés sur ICRP (1991) : 0,05 cancers fatals par homme . Sv 0,12 cancers non-fatals par homme . Sv 0,01 effets héréditaires sévères par homme . Sv seuls les cancers ont été quantifiés (As, Cd, Cr, Ni et dioxines)
Impacts sur les plantes	seules les pertes de récoltes ont été quantifiées, en utilisant les fonctions dose-réponse pour les pertes dues au SO ₂ et à l'ozone
Impacts sur les bâtiments et les matériaux	corrosion et érosion dues au SO ₂ , encrassement dû aux particules [RABL, 1999a]
Impacts non-quantifiés mais peut-être non-négligeables	réduction de visibilité due à la pollution de l'air traitement ou stockage des résidus des combustibles fossiles
Évaluation monétaire - valeur d'une mort prématurée - valeur d'un cancer - taux d'actualisation	proportionnelle à la réduction de l'espérance de vie, avec une valeur d'une année de vie perdue de 84 000 € (calculée à partir de la valeur de la vie de 3,1 M€) 0,45 M€ par cancer non-fatal de 1,5 à 2,5 M€ par cancer fatal (selon le nombre d'années de vie perdues) 1,5 M€ pour les cancers dus aux cancérigènes chimiques 3% sauf exceptions indiquées les résultats pour le nucléaire sont montrés pour un « taux effectif » (= taux d'actualisation – taux d'augmentation des coûts) de 0%

La plupart des fonctions CR, par exemple celles de l'étude ERPURS, ont été élaborées à partir d'une analyse statistique des corrélations à court terme entre les concentrations ambiantes d'un polluant et certains effets de santé publique qui surviennent dans les jours suivants (on arrive à prendre en compte un décalage maximal de 5 jours entre concentration et effet). C'est la méthodologie la plus utilisée, parce qu'elle est suffisamment sensible pour détecter les effets au-dessus du bruit de fond et sa mise en œuvre n'est ni trop difficile, ni trop coûteuse. Pourtant, elle ne permet de déterminer que les fonctions CR dites aiguës, correspondant aux effets à court terme.

La totalité des impacts de la pollution est beaucoup plus importante à cause des effets chroniques ou long terme. Pour illustrer ce point, il suffit d'imaginer une campagne de mesures de la mortalité du tabagisme par observation des fluctuations de mortalité journalière si l'on interdisait de fumer le dimanche. On verrait l'effet aigu sur quelques individus hypersensibles, mais on passerait totalement à côté des effets à long terme, tels que l'emphysème et le cancer.

La terminologie des fonctions CR aiguës et chroniques est également utilisée pour la mortalité, bien que ces attributs puissent paraître étonnants (une meilleure terminologie serait peut-être « court terme » et « long terme »). La détermination des fonctions CR long terme est extrêmement difficile, nécessitant des procédures lourdes afin d'éliminer les facteurs de confusion, tels que le tabagisme. Jusqu'à présent, les seules études sur la mortalité long terme ont été effectuées aux USA [ABBEY *et al.*, 1999 ; DOCKERY *et al.*, 1993 ; POPE *et al.*, 1995]. Ces trois études indiquent que la mortalité long terme augmente avec la concentration des particules. Ici nous utilisons l'étude de POPE *et al.* car elle se distingue par la collecte de données la plus importante : une cohorte de 550 000 individus a été suivie pendant environ 7 ans.

D'ailleurs nous avons vérifié que cette étude est plausible au vu des études sur le tabagisme passif [WELLS, 1994 ; Académie nationale de médecine, 1997], car les concentrations de particules [DOCKERY & SPENGLER, 1981] et les effets sont comparables.

Les épidémiologistes du projet ExterneE ont effectué un recensement bibliographique afin de déterminer les fonctions CR à utiliser pour les calculs. Les publications ERPURS font partie de la base bibliographique prise en compte dans ces recommandations. La plupart des fonctions CR sélectionnées concernent les effets des particules dans l'air. Pourtant, les études européennes [ERPURS, 1997 ; APHEA, 1998] suggèrent que les rôles du SO₂ et du O₃ seraient peut-être plus importants que ne le laissent penser les études américaines. Contrairement à la grande synthèse de BASCOM *et al.* [1996] pour laquelle les effets directs du NO₂ ne sont pas évidents, les études européennes indiquent plusieurs corrélations avec le NO₂.

En fait, même en effectuant une régression multiple par rapport à plusieurs polluants, on a du mal à distinguer les contributions de chacun d'entre eux à cause de

leurs intercorrélations. Il existe donc des incertitudes considérables s'agissant des causes réelles de ces effets sur la santé, en particulier le rôle des particules. Quelles caractéristiques sont importantes : composition chimique, acidité, solubilité, nombre de particules... ? On sait que les particules plus fines sont plus nocives car elles rentrent plus profondément dans les voies respiratoires. En dehors de la France, la plupart des stations de surveillance de la qualité de l'air ont mesuré les PS_{10} . Dans le passé, les stations en France ont mesuré soit les fumées noires, soit les PS_{13} . Plus récemment, on a commencé à mesurer les PS_{10} et aussi les $PS_{2,5}$ car ces derniers pénètrent jusqu'au fond des poumons. ExternE suppose que la masse des $PS_{2,5}$ dans l'air ambiant est 60% celle des PS_{10} ; c'est une valeur typique qui peut pourtant varier selon les conditions locales.

Une fraction importante des particules (variable selon les conditions locales, mais typiquement comprise dans une fourchette d'un tiers à deux tiers) est composée d'aérosols de nitrates et de sulfates, polluants secondaires formés par réaction chimique des NO_x et SO_2 dans l'atmosphère. Les connaissances sur la nocivité de ces aérosols sont très limitées, surtout s'agissant des nitrates. En fait, des études épidémiologiques des nitrates n'ont pas été possibles parce que les stations qui mesurent la qualité de l'air n'ont pas mesuré la concentration des nitrates. Les experts d'ExternE supposent que c'est la masse des particules qui détermine les impacts sur la santé et préconisent de calculer les effets des aérosols de nitrates et de sulfates en appliquant les fonctions CR des PS_{10} . Plus précisément, ExternE suppose que les pentes f_{CR} pour les impacts des nitrates sont les mêmes que celles pour les impacts correspondants des PS_{10} ,

$$f_{CR,nitrates} = f_{CR,PS_{10}} \quad \{1\}$$

mais que les sulfates sont comme les $PS_{2,5}$, avec une pente plus importante de

$$f_{CR,sulfates} = f_{CR,PS_{2,5}} = 1,67 f_{CR,PS_{10}} \quad \{2\}$$

Avec cette hypothèse, les impacts des aérosols s'avèrent beaucoup plus importants que les impacts directs de leurs précurseurs NO_x et SO_2 .

28.2.3. L'ÉVALUATION MONÉTAIRE

L'objectif de l'évaluation monétaire est de prendre en compte tous les coûts, qu'il passent par le marché ou non. Par exemple, le coût d'une hospitalisation devrait inclure non seulement les dépenses médicales, mais également ce qu'un individu serait prêt à payer pour éviter la souffrance. Si le consentement à payer pour un bien non-marchand a été déterminé correctement, il est comme un prix, cohérent avec le marché. Les économistes ont développé plusieurs outils pour mesurer les coûts non-marchands ; parmi ces outils, l'évaluation contingente a connu un succès de plus en plus important au cours des dernières années [MITCHELL & CARSON, 1989 ; BONNIEUX & DESAIGUES, 1998]. Si les études sont correctement menées, les résultats sont considérés suffisamment fiables.

Il s'avère que la plus grosse part du coût de la pollution de l'air vient de la mortalité. La « valeur de la vie statistique » joue donc un rôle crucial. Le projet ExternE (1998) utilise une valeur de 3,1 M€ (20 MF), comparable à des valeurs utilisées aux USA.

Les premières études de quantification des coûts externes de la pollution de l'air ont calculé le coût de la mortalité en multipliant l'augmentation du nombre de morts par la « valeur de la vie statistique ». Cette approche a été critiquée parce qu'il semble que la mortalité prématurée due à la pollution de l'air ne concerne qu'une partie de la population (les plus vieux, les plus malades...) ne subissant qu'une réduction assez courte de l'espérance de vie, tandis que la « valeur de la vie statistique » est basée sur les morts accidentelles. ExternE (1998) évalue donc le coût de la mortalité au prorata des années de vie perdues. La valeur d'une année de vie perdue à cause de la pollution de l'air, 84 000 €, est calculée à partir de la « valeur de la vie statistique », en supposant que cette dernière est la somme actualisée des valeurs annuelles.

28.3. LES COÛTS PAR KILOGRAMME DE POLLUANT

Avant de montrer les coûts par kWh, il convient d'indiquer, dans le **tableau II**, les coûts par kg de polluant, car cela permet de recalculer les coûts par kWh pour des centrales ayant des taux d'émission différents.

Tableau II - Coûts des dommages, par kg de polluant émis en France (conditions typiques d'une grande installation de combustion en France, hauteur de la cheminée = 100 m) [SPADARO & RABL, 1999 ; SPADARO, 1999]

Polluant (mode d'action)	Coût ^(a) [€/kg]	Commentaire
PS ₁₀ (primaire)	15,4	santé
SO ₂ (primaire et secondaire via sulfates)	10,5	0,3 €/kg récoltes et matériaux (primaire) 0,3 €/kg santé (primaire) 9,9 €/kg santé (via sulfates)
NO ₂ (secondaire via nitrates et via O ₃)	16,0	14,5 €/kg santé (via nitrates) 1,15 €/kg santé (via O ₃) 0,35 €/kg récoltes (via O ₃)
As (primaire)	171	cancers
Cd (primaire)	20,9	cancers
Cr (primaire)	140	cancers
Ni (primaire)	2,9	cancers
CO ₂	0,029	réchauffement global

(a) variation en fonction de l'emplacement de la source du polluant et des conditions de la cheminée (hauteur, température et vitesse des fumées) :

- ▶ aucune variation pour le CO₂,
- ▶ faible variation pour les polluants secondaires : facteur de ≈ 0,7 à 1,4,
- ▶ forte variation pour les polluants primaires : facteur de ≈ 0,6 à 3 pour les conditions de la cheminée (jusqu'à 15 pour les voitures à Paris), et facteur de ≈ 0,5 à 6 pour l'emplacement.

Afin de guider la politique environnementale, il est plus utile d'indiquer des valeurs typiques plutôt que des valeurs pour telle et telle installation particulière. Sur la base des résultats détaillés pour tous les sites analysés par ExternE (une soixantaine de sites dans tous les pays de l'UE, y compris 8 en France), SPADARO & RABL (1999) ont montré que des valeurs typiques pour les installations de combustion avec cheminée peuvent être estimées par une formule très simple (dite « modèle du monde uniforme ») :

$$D = p f_{CR} \rho Q/k \quad \{3\}$$

avec :

ρ	<i>densité moyenne des récepteurs dans un rayon de 1000 km</i>
Q	<i>taux d'émission</i>
f_{CR}	<i>pente de la fonction CR pour l'impact en question</i>
k	<i>moyenne de la vitesse d'enlèvement (déposition sèche, déposition humide, transformation chimique)</i>
p	<i>coût unitaire de l'impact (« prix »)</i>
D	<i>coût du dommage</i>

Cette équation est une conséquence exacte de la loi de la conservation de la masse, si la fonction CR est linéaire et certaines quantités (densité de récepteurs et vitesse d'enlèvement) uniformes [CURTISS & RABL, 1996a].

Par exemple, pour la mortalité long terme due aux PS_{10} en France, les paramètres sont :

ρ	<i>0,00008 personnes/m² (moyenne terre et eau)</i>
p	<i>84 000 €/année de vie perdue</i>
f_{CR}	<i>0,00041 années perdues par an par personne par µg/m³ de PS_{10}</i>
k	<i>0,0067 m/s</i>

Pour un taux d'émission de $Q = 1 \text{ kg/an} = 31,7 \text{ µg/s}$, on obtient le coût de la mortalité :

$$D = 84\,000 \text{ €/année perdue} \times 0,00041 \text{ années perdues/(an par pers. par µg/m}^3) \times 0,00008 \text{ personnes/m}^2 \times (31,7 \text{ µg/s}) / (0,0067 \text{ m/s}) = 13,0 \text{ €/an} \quad \{4\}$$

Puisque ce coût correspond à un taux d'émission de 1 kg/an , le coût par kg est $13,0 \text{ €/kg}$. La mortalité représente 85% du coût total de $15,4 \text{ €/kg}$ indiqué dans le **tableau II** pour les PS_{10} .

La variation du dommage en fonction de la localisation et des caractéristiques de la source est beaucoup moins prononcée pour les polluants secondaires (sulfates, nitrates et O_3) que pour les polluants primaires (PS et métaux toxiques). Les facteurs indiqués sous le **tableau II** permettent d'estimer l'ordre de grandeur de ces variations. Par exemple, le dommage des PS_{10} émis par une cheminée de 100 m en

zone rurale, loin d'une grande ville, est environ $0,5 \times 15,4 = 8 \text{ €/kg}$. Si cette cheminée est à Paris, le dommage est environ $5 \times 15,4 = 75 \text{ €/kg}$. Si les PS_{10} sont émis au niveau du sol à Paris, le dommage est environ $15 \times 5 \times 15,4 = 1200 \text{ €/kg}$. Les polluants secondaires étant créés de manière progressive loin de la source, la distribution des récepteurs près de la source influe peu sur le résultat. Pour les aérosols de nitrates et de sulfates, la variation du dommage avec la hauteur de la cheminée est négligeable, et la variation avec la localisation est faible. En première approximation, à 20% près, on peut prendre une seule valeur pour tous les emplacements en France.

Les coûts par kg de polluant sont du même ordre de grandeur pour les particules, les NO_x et les SO_2 . Le coût des NO_x via l'ozone est beaucoup moins important parce qu'au moment de l'analyse par RABL & EYRE (1998), il n'existait pas d'observation de mortalité long terme due à l'ozone, contrairement à la mortalité long terme due aux particules. Cette situation doit être reconsidérée, compte tenu d'une étude récente d'ABBEY *et al.* (1999) qui a trouvé une corrélation entre l'ozone et la mortalité long terme.

Le coût des gaz à effet de serre par kg de $\text{CO}_{2\text{éq}}$ a été calculé par ExternE, en prenant en compte les derniers résultats du groupe international IPCC (1995). L'utilisation du « *global warming potential* » permet d'appliquer le coût par kg de $\text{CO}_{2\text{éq}}$ à d'autres gaz à effet de serre, en particulier au CH_4 dont le GWP est environ 20 (ce qui signifie qu'1 kg de CH_4 a autant d'impact que 20 kg de CO_2). Les nouvelles valeurs recommandées par ExternE (1998) sont présentées comme des fourchettes de valeurs plutôt que comme un seul chiffre, afin d'exprimer la sensibilité aux différentes hypothèses sur la « valeur de la vie statistique », le taux d'actualisation... La fourchette dite « restreinte » va de 0,018 à 0,046 €/kg $\text{CO}_{2\text{éq}}$. Ces valeurs sont plus importantes que celles des études précédentes telles que CLINE (1992), FANKHAUSER (1993) et TOL (1994) (des valeurs de 0,002 à 0,017 €/kg $\text{CO}_{2\text{éq}}$). Puisque la distribution des estimations ExternE (1998) est à peu près lognormale, nous prenons ici la moyenne géométrique de 0,018 et de 0,046 €/kg $\text{CO}_{2\text{éq}}$, soit 0,029 €/kg $\text{CO}_{2\text{éq}}$.

Une raison expliquant les valeurs plus importantes d'ExternE (1998) est la prise en compte de la mortalité prématurée (malaria, inondations, vagues de chaleur...) dans les pays en voie de développement (PVD), avec une « valeur de la vie statistique » assez élevée. L'approche utilisée pour la détermination de la « valeur de la vie statistique » dans les PVD est un transfert selon une pondération dite « d'équité » (*equity weighting*) plutôt que selon une pondération par le PIB par personne. Cette approche est un choix éthique, hors des critères du marché. L'effet de ce choix sur le coût par kg de $\text{CO}_{2\text{éq}}$ souligne une fois de plus le rôle central de la « valeur de la vie statistique » dans l'estimation des coûts des dommages de la pollution.

D'ailleurs, il est intéressant de comparer cette estimation du coût du réchauffement global avec le coût des mesures nécessaires, afin d'atteindre les objectifs du protocole de Kyoto, un coût qui s'élève à 0,019 €/kg $\text{CO}_{2\text{éq}}$ selon une estimation allemande [FAHL *et al.*, 1999].

Les incertitudes des coûts des dommages sont très importantes et difficiles à quantifier. Une première estimation a été effectuée par RABL & SPADARO (1999) qui trouvent que la distribution des estimations est à peu près lognormale, c'est-à-dire normale à l'échelle logarithmique, caractérisée par la moyenne géométrique μ_g et l'écart type géométrique σ_g . Globalement, nous estimons que les incertitudes des coûts par kg d'un polluant correspondent à des écarts types géométriques dans la fourchette de 3 à 5 pour la plupart des polluants classiques de l'air. Pour une distribution lognormale, la moyenne géométrique μ_g est égale à la médiane, et σ_g correspond à un intervalle de confiance multiplicatif tel que la probabilité est 68% (95%), que la vraie valeur se trouve dans l'intervalle de μ_g/σ_g à $\mu_g \times \sigma_g$ (de μ_g/σ_g^2 à $\mu_g \times \sigma_g^2$) autour de la médiane μ_g .

La source principale des incertitudes reste dans l'épidémiologie. Typiquement, la population est exposée à un mélange de polluants à faibles doses, c'est-à-dire faibles par rapport aux doses où des effets au niveau d'un individu peuvent être observés. Bien que la réalité d'un lien entre la pollution de l'air et des impacts sur la santé semble acceptée par la plupart des experts, il est difficile d'identifier des relations cause-effet avec un polluant précis. L'incertitude de l'évaluation monétaire de la mortalité est également importante.

28.4. LES COÛTS DES DOMMAGES PAR KILOWATTHEURE

28.4.1. LES CENTRALES À COMBUSTIBLES FOSSILES

Le coût par kWh se calcule en multipliant les coûts par kg de polluant du **tableau II** par les taux d'émission du **tableau III**, en kg par kWh. Pour les centrales existantes à charbon et à fioul, nous prenons les données d'émission en 1995, communiquées par EdF ; ces valeurs sont d'ailleurs proches des centrales à charbon et à fioul dans l'UE et aux USA pendant les années 1990. Actuellement, le gaz naturel n'est pas utilisé par les centrales EdF, mais dans l'avenir le cycle combiné à gaz naturel pourrait s'avérer intéressant et nous l'avons inclu dans le **tableau III**.

Tableau III - Les émissions des centrales à combustibles fossiles
(valeurs mesurées pour les centrales EdF en 1995, valeurs estimées pour les centrales construites après 2000 ; ng = négligeable)

g/kWh	PS ₁₀	SO ₂	NO _x	CO ₂ éq
Charbon, 1995	0,15	5,00	2,60	967
Charbon, après 2000	0,06	0,30	0,50	940
Fioul, 1995	0,20	8,30	1,70	777
Fioul, après 2000	0,07	0,40	0,60	620
Gaz, après 2000	ng	ng	0,20	430

Pour les nouvelles centrales à partir de 2000, les réglementations de la CE imposent des limites beaucoup plus strictes que dans le passé. Nous avons pris l'estimation du **tableau III** par manque de données mesurées. Par contre, pour le CO₂, les émissions ne peuvent être que légèrement réduites, au prorata du rendement. Les g/kWh des gaz à effet de serre (CO₂ et CH₄, indiqués en CO₂éq en utilisant le GWP) dans le **tableau III** incluent les étapes amonts qui contribuent de l'ordre de 10%. Par contre, pour les autres polluants, nous n'avons pris que les émissions des centrales. Les émissions amonts de ces polluants proviennent principalement du transport maritime des combustibles et leur impact est relativement faible à cause de la faible densité de récepteurs.

Les coûts des dommages par kWh sont indiqués dans la **figure 28.1**. Pour les centrales à charbon ou à fioul en 1995, le coût des dommages est plus important que le prix de vente de l'électricité, environ 7 c€/kWh en moyenne. Mais l'amélioration attendue pour les nouvelles centrales est impressionnante. Nous n'avons pas indiqué dans ce graphique les dommages causés par les métaux toxiques émis par les centrales à charbon. Ils s'avèrent négligeables malgré des coûts importants par kg de polluant car les quantités sont très faibles. Par exemple, l'émission de l'arsenic, le métal qui donne le coût par kWh le plus élevé, est de l'ordre de $2,4 \times 10^{-5}$ g/kWh et, en multipliant par 171 €/kg du **tableau II**, on obtient $4,1 \times 10^{-4}$ cents/kWh.

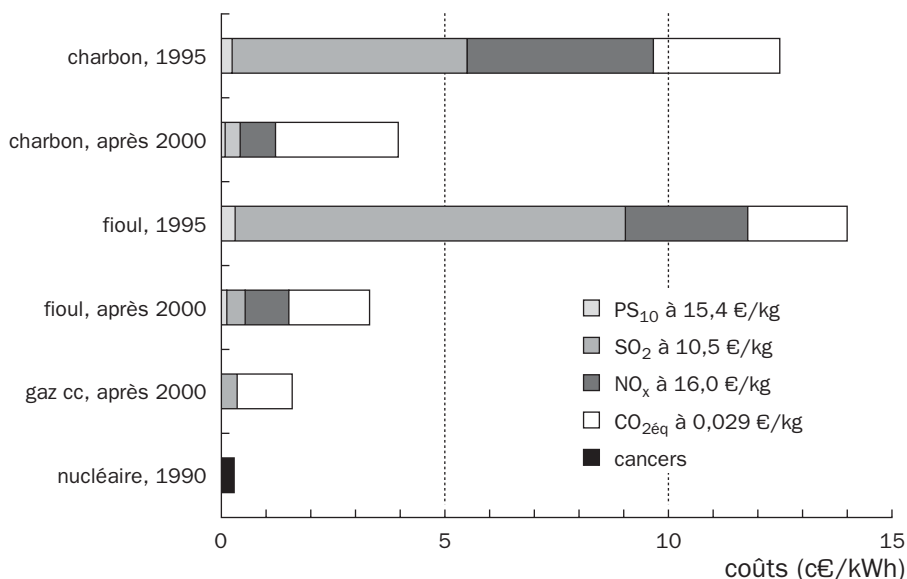
28.4.2. LES CENTRALES NUCLÉAIRES

Les coûts des dommages du cycle nucléaire ont été calculés, en 1995, par DREICER *et al.* du CEPN (Centre d'Etudes sur l'Evaluation de la Protection dans le domaine Nucléaire), dans le cadre du projet ExternE (1995). Puisque les coûts par kg de radio-nuclide n'ont pas été indiqués explicitement, nous n'avons pas un tableau analogue au **tableau II** et, dans la **figure 28.1**, seul le résultat par kWh est présenté. Il est basé sur la technologie actuelle de la France, y compris le retraitement [ExternE, 1995] ; il comporte les impacts dans le monde entier sur un horizon de temps de 100 000 ans.

Pour le cycle nucléaire, la plupart du coût des dommages vient du risque de cancers pour les générations futures. Dans la première phase du projet ExternE (1995), les cancers fatals ont été évalués à un coût égal à la « valeur de la vie statistique », plutôt qu'au prorata des années de vie perdues, l'approche adoptée pour la nouvelle phase d'ExternE (1998). Mais il s'avère que ces coûts ne changent presque pas avec la nouvelle approche (compensation entre l'augmentation de la « valeur de la vie statistique », les coûts de traitement et la diminution au prorata des années de vie perdues).

Puisque les coûts du cycle nucléaire sont très sensibles aux choix du taux d'actualisation, ExternE présente les résultats pour trois taux différents :

- ▶ 0,245 c€/kWh pour un « taux d'actualisation » de 0%,
- ▶ 0,01 c€/kWh pour un « taux d'actualisation » de 3%,
- ▶ 0,005 c€/kWh pour un « taux d'actualisation » de 10%.



28.1 - Les coûts des dommages des cycles nucléaires et fossiles (en c€/kWh)

Quant aux incertitudes, ces coûts pourraient être plus importants ou plus faibles d'un facteur 4 environ.

Nous avons mis des guillemets, car il faut distinguer deux composantes de ce qui a été rapporté habituellement comme « taux d'actualisation » :

- ▶ le vrai taux d'actualisation,
- ▶ le taux d'évolution des coûts dans l'avenir.

Les études sur le coût des dommages du nucléaire n'ont pas pris ce point en compte, et ce qui est affiché comme « taux d'actualisation » est un taux effectif, égal à la différence taux d'actualisation - taux d'évolution des coûts.

Pour le vrai taux d'actualisation intergénérationnel (au-delà d'environ 30 ans), il faut prendre le taux de croissance du produit mondial par personne si l'on ne veut pas imposer aux générations futures les coûts des dommages de nos décisions. Une valeur entre 1 et 2% semble raisonnable au vu des données historiques depuis la révolution industrielle [RABL, 1996]. Puisque le consentement à payer pour éviter un cancer est à peu près proportionnel au revenu par personne, un taux effectif de zéro semble raisonnable pour le nucléaire, tant qu'il n'y a pas de progrès dans le traitement des cancers. Mais à l'échelle intergénérationnelle, nous ne sommes qu'au début de la médecine moderne et la génétique vient juste de commencer à apporter une première petite contribution à la recherche sur les cancers. Si un jour la médecine permet d'éviter ou de guérir complètement les cancers, le coût deviendra négligeable à partir de cette date.

Bien qu'il soit téméraire de formuler des scénarios précis, on peut au moins distinguer les impacts avant et après 100 ans de la mise en marche d'une centrale nucléaire, car cette information est fournie par DREICER *et al.* (1995). Si le « taux d'actualisation » est égal à 0, seulement 10% du coût total des dommages de 0,245 c€/kWh intervient pendant les 100 premières années. Il est possible que cette partie du coût soit fortement réduite grâce au progrès dans le traitement des cancers, et que le coût réel ne soit pas beaucoup plus élevé qu'un dixième de ces 0,245 c€/kWh.

28.4.3. LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Pour les énergies renouvelables, nous avons pris une moyenne des estimations effectuées par les différentes équipes du projet ExternE (1998). Les coûts des dommages des énergies photovoltaïques (PV) et éoliennes proviennent pour la plupart des polluants émis au cours de la fabrication des installations. Les résultats sont résumés dans le *tableau IV* et la *figure 28.2*.

Tableau IV - Estimations des coûts des dommages des énergies renouvelables, en c€/kWh, basés sur ExternE (1998)

Les coûts des dommages de l'hydroélectricité, ainsi que tous les coûts d'aménité, sont extrêmement variables en fonction du site de l'implantation. Les autres étapes concernent la construction des installations, ainsi que les émissions pendant la production et le transport de la biomasse.

c€/kWh	Production de l'électricité			Etapes amont et aval			Total
	Aménité	Impacts écologiques	Santé	Santé	Effet de serre	Autre	
Hydro	0-0,2 var	0-0,4 var	accident var	0,001-0,1	0,04 ^(a)	var	0,04-0,74 var
Eolien	0,5 var	ng		0,06	0,02		0,13 var
PV	ng	ng		0,12	0,16		0,28
Biomasse			0,54 var	0,22	0,05	bénéfice ^(b) var	0,81 var

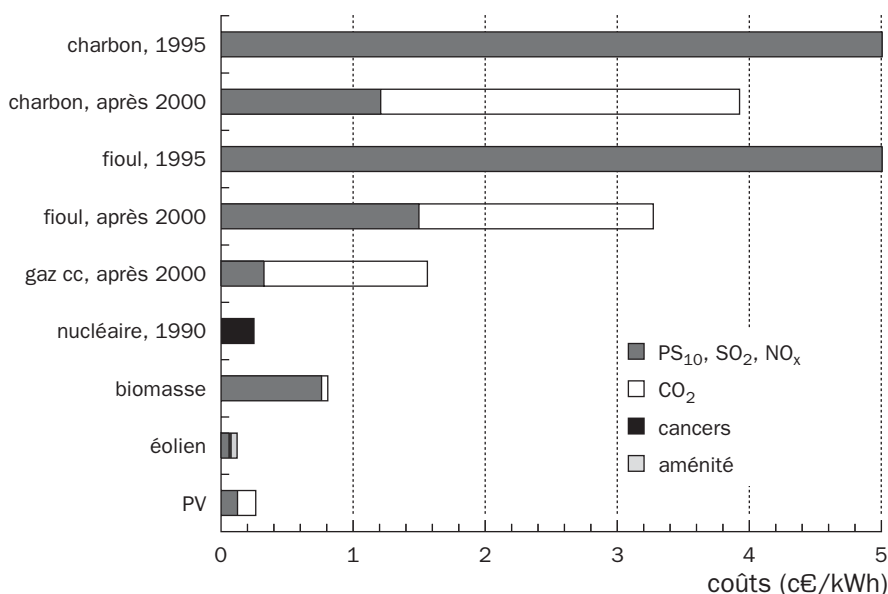
ng = négligeable
var = extrêmement variable selon les conditions particulières du site
(a) émissions de gaz à effet de serre par la décomposition de la végétation, très variable selon le site ; GAGNON & VAN DE VATE (1997) indiquent 15 gCO₂eq/kWh comme valeur typique, mais elle pourrait être beaucoup plus importante - (b) bénéfice si la plantation de biomasse remplace des espèces, telles que le maïs, qui nécessitent une quantité plus importante d'engrais et de pesticides.

Les systèmes considérés pour l'utilisation de la biomasse sont ou la combustion avec turbine à vapeur ou la gazéification avec turbine à gaz. Selon la technologie d'épuration des fumées, les polluants émis par la centrale peuvent imposer des coûts des dommages considérables. Quant à la biomasse elle-même, la contribu-

tion nette au réchauffement global est bien sûr zéro, mais ce n'est pas le cas des machines et des camions utilisés pour la production et le transport de la biomasse.

Les coûts des dommages de l'hydroélectricité sont tellement variables avec le site de l'implantation que les chiffres du **tableau IV** sont à interpréter avec une extrême prudence. Il en va de même pour tous les coûts d'aménité (destruction du paysage, bruit...). Sur quelques sites, les bénéfices d'un barrage sont tellement importants que le coût net des dommages de l'hydroélectricité peut même être négatif (bénéfice). L'hydroélectricité n'apparaît pas dans la **figure 28.2** compte tenu du coût très variable et du faible potentiel de l'implantation de nouvelles centrales hydroélectriques en France.

Malgré les incertitudes, une conclusion générale semble assez claire : les coûts des dommages des centrales à combustibles fossiles actuelles sont importants, tandis que ceux du nucléaire et des énergies renouvelables sont relativement faibles.



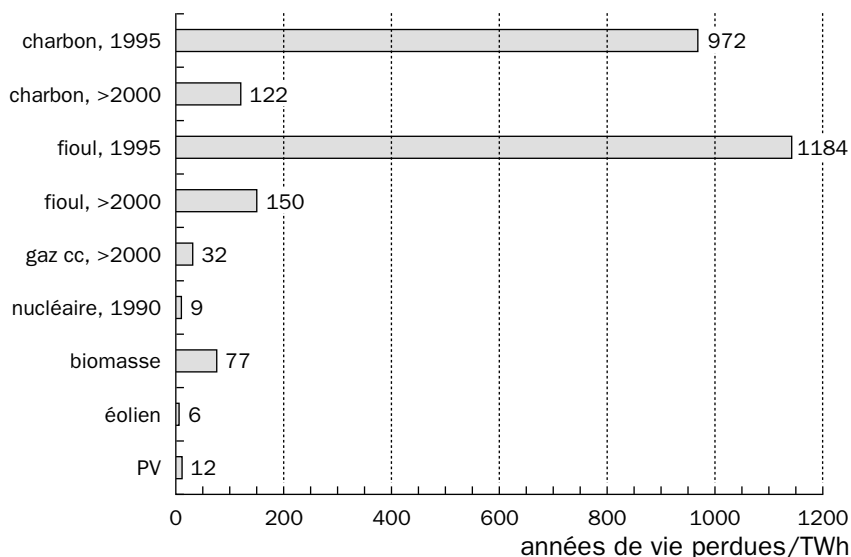
28.2 - Coûts des dommages des énergies renouvelables, comparés aux cycles nucléaires et fossiles

Pour l'énergie éolienne, le coût d'aménité est extrêmement variable en fonction du site. Le coût du nucléaire est pour un « taux d'actualisation » = 0. Quant aux incertitudes, ces coûts pourraient être plus importants ou plus faibles d'un facteur 4 environ. Puisque charbon et fioul en 1995 sont déjà dans la figure 28.1, l'échelle est agrandie pour montrer les technologies moins polluantes.

28.5. AUTRES CONSIDÉRATIONS

28.5.1. COMPARAISONS DES RISQUES DE MORTALITÉ

Afin d'éviter les incertitudes de l'évaluation monétaire, il est intéressant d'analyser les impacts de mortalité. La **figure 28.3** montre les pertes d'espérance de vie, en années de vie perdues par TWh, des différentes technologies.



28.3 - Comparaison des risques de santé publique en termes d'années de vie perdues par TWh, en raison des PS_{10} , du SO_2 , des NO_x et des radionucléides

Puisque la plupart du risque sanitaire de l'énergie nucléaire est imposée aux personnes vivant dans un avenir lointain, un simple chiffre global pour les années de vie perdues n'est pas très instructif. Pour une autre perspective, regardons les conséquences de l'utilisation de l'énergie nucléaire à grande échelle. La population du monde est de 6 milliards environ et la consommation de l'électricité de 12 000 TWh/an. Ces deux grandeurs augmenteront, particulièrement la dernière, bien qu'une certaine saturation soit probable. Les technologies évolueront certainement et les réacteurs actuels de fission nucléaire ne sont qu'une solution intermédiaire, peut-être pendant un siècle, en attendant des sources d'énergie plus propres. Puisque les détails n'importent pas pour l'argument suivant, nous prenons des chiffres simples et arrondis.

Supposons « un scénario nucléaire de 100 ans » où la technologie nucléaire française actuelle est utilisée pendant 100 années pour produire 2×10^4 TWh/an, pour une population mondiale de 10 milliards. Selon DREICER *et al.* (1995), la dose publi-

que totale est de 12,5 homme . Sv/TWh, et la plupart de cette dose est imposée à l'échelle globale plutôt que sur une zone locale. Cette dose impliquerait une dose totale par année de fonctionnement de :

$$\begin{aligned} &\text{dose totale par personne par année de fonctionnement} \\ &= 12,5 \text{ homme . Sv/TWh} \times (2 \times 10^4 \text{ TWh/an}) / 10^{10} \text{ personnes} = 25 \text{ } \mu\text{Sv/an} \end{aligned}$$

si la dose entière était imposée immédiatement.

Cependant, seulement 10% de la dose totale est imposée pendant les 100 premières années. Il serait difficile de calculer la distribution temporelle précise du « scénario nucléaire de 100 ans », en raison du grand nombre de radionuclides ayant des demi-vies différentes. Mais puisqu'un ordre de grandeur est suffisant, nous estimons simplement que 10% de la dose totale est imposée à la population vivant pendant les 100 premières années, ce qui donne en moyenne une dose annuelle pendant les 100 premières années de

$$\text{dose annuelle par personne} = 2,5 \text{ } \mu\text{Sv/an}$$

Ceci peut être comparé au rayonnement de fond des autres sources auxquelles la population est exposée, environ 2000 à 3000 $\mu\text{Sv/an}$, y compris les doses typiques de l'exposition aux rayons X médicaux et au radon dans les bâtiments. Une autre comparaison intéressante peut être faite avec la dose due au rayonnement cosmique au niveau de la mer, 260 $\mu\text{Sv/an}$, parce que c'est le minimum absolu auquel nous sommes tous exposés. Ainsi le « scénario nucléaire 100 ans » augmenterait l'exposition de fond d'environ 1% du rayonnement cosmique au niveau de la mer. Des générations au-delà des 100 premières années seraient aussi exposées, mais à un taux plus faible.

Finalement nous comparons, dans la *figure 28.4* sur une échelle logarithmique, la réduction de l'espérance de vie due aux cancers fatals de la dose de 2,5 $\mu\text{Sv/an}$ du « scénario nucléaire de 100 ans » à plusieurs autres risques de vie quotidienne (également exprimés en jours de vie perdus), moyennés sur la population de la France.

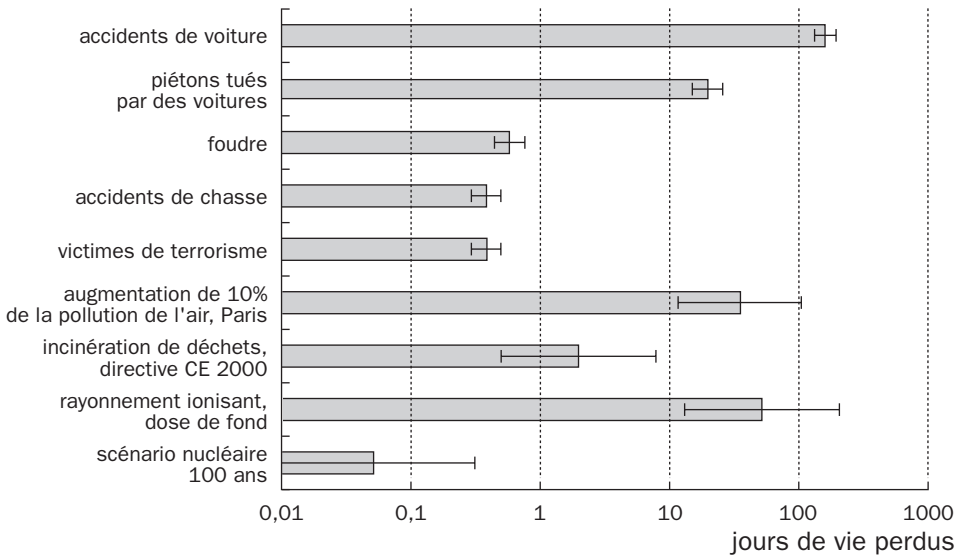
Une telle comparaison est toujours délicate car la plupart des risques ne sont pas directement comparables. Les risques peuvent être différents selon la nature de l'impact (par ex. cancer, autre maladie ou accident), ainsi que par les attributs qui affectent la perception d'un risque, comme par exemple :

- ▶ le risque est-il volontaire ou involontaire ?
- ▶ le risque est-il naturel ou lié à l'activité humaine ?
- ▶ est-il associé à une activité qui est considérée comme indésirable socialement ?
- ▶ jusqu'où un individu peut-il contrôler l'exposition au risque ou ses conséquences ?

La classification des risques selon ces attributs n'est pas toujours évidente. Pourtant, une comparaison avec une gamme de risques différents peut être instructive.

Le risque de mortalité dû à une autre source importante d'énergie renouvelable (mais mieux adaptée à la production de chaleur que d'électricité) est également

inclu dans la **figure 28.4**. Il s'agit de l'incinération de déchets, pour un scénario où toutes les ordures ménagères (500 kg/an/personne) sont incinérées avec des émissions égales à la directive CE de 2000 [RABL, SPADARO & MCGAVRAN, 1998]. Les risques de ces deux technologies controversées, l'incinération de déchets et l'énergie nucléaire, sont très faibles.



28.4 - Comparaison de quelques risques de mortalité, en jours de vie perdus, en raison d'une exposition constante pendant une vie entière

Les risques des déchets sont calculés en supposant que tous les déchets solides municipaux sont incinérés, avec des émissions égales à la directive la plus récente de la CE [RABL, SPADARO & MCGAVRAN, 1998]. Le scénario pour le nucléaire suppose que la consommation d'électricité actuelle entière du monde est fournie pendant 100 années par la technologie actuelle de la France. Les données pour les cinq premiers risques sont de FRÉMY & FRÉMY (1996), et pour la pollution atmosphérique à Paris de RABL (1999b). Les barres d'erreur expriment l'incertitude, estimée par RABL et SPADARO (1999).

28.5.2. LES PROBLÈMES DU NUCLÉAIRE

Il faut souligner que ces estimations du cycle nucléaire supposent un fonctionnement normal, dans un système politique mûr et stable, avec un contrôle strict de la conformité à tous les règlements. Car malgré le fait que les dommages sont très faibles, cette technologie reste controversée.

En fait, les faibles coûts des dommages ne suffisent pas pour dissiper des soucis concernant les accidents, les déchets radioactifs à durée longue, le droit d'imposer des impacts sur les générations futures et les risques de la prolifération nucléaire (due à la tentation de vendre la technologie aux pays qui ne devraient pas en avoir).

Ces points impliquent l'acceptabilité et dépassent la quantification en termes de coûts des dommages. Un exemple simple peut illustrer pourquoi les coûts des dommages ne seront jamais le seul critère de décision. Supposons que quelqu'un invente un système qui peut fournir l'électricité mondiale (environ 10^{13} kWh/an) au prix choc de 0,0075 €/kWh (environ un dixième du prix actuel) et sans pollution ou risque sanitaire, sauf un petit problème : il existe une possibilité d'accident se produisant une fois par siècle qui tuerait 25 000 personnes (approximativement le nombre total de décès hypothétiques à long terme, si on multiplie l'estimation d'UNSCEAR (1993) de la dose mondiale due à Tchernobyl par la fonction dose-réponse des cancers fatals du **tableau I**). Même à 3 M€/vie avec un taux d'actualisation de zéro, l'espérance mathématique du coût actualisé d'un tel accident n'est que

$$2,5 \times 10^4 \times 3 \times 10^6 \text{ €} / (100 \text{ ans} \times 10^{13} \text{ kWh/an}) = 0,75 \times 10^{-4} \text{ €/kWh},$$

seulement 1 % de ce prix très bon marché. Mais est-ce que les décideurs accepteraient un tel système si ces 25 000 personnes pouvaient être tuées instantanément ? Et pourtant, la perte de vie par kWh n'est que $25\,000 \times 40 \text{ ans} / 10^{15} \text{ kWh} = 1,0$ années perdues/TWh, des ordres de grandeurs plus faibles que pour les combustibles fossiles (voir **la figure 28.3**) qui tuent de façon sournoise.

Les déchets nucléaires provoquent un malaise par leur longue durée. Néanmoins, les déchets du charbon contiennent des métaux toxiques dont la durée de vie est encore plus longue, et leur quantité est tellement importante que les risques pourraient être plus graves que ceux du nucléaire. L'évaluation des déchets est problématique car leurs impacts sont imprévisibles dans la mesure où la gestion future des déchets n'est pas connue ; au mieux on peut évaluer des scénarios. En principe, les déchets peuvent être déposés dans un stockage étanche et réversible, donc sans impact sur l'environnement ou la santé. Mais cela peut-il être garanti pour toujours ? Le scénario choisi pour les déchets nucléaires de haute activité est un stockage géologique dans le Massif Central. En supposant certains scénarios d'intrusion accidentelle ou de panne de confinement, semblables aux autres études, ExternE (1995) a estimé que la contribution des déchets pourrait être d'environ 1 % du coût total des dommages du cycle nucléaire. Pour les centrales à charbon et à fioul, les dommages dus aux déchets n'ont pas été évalués. Les technologies de traitement des déchets évoluent. Par exemple, les déchets des centrales à charbon sont de plus en plus utilisés comme additifs pour les matériaux de construction, et on peut s'attendre à des avancées dans le retraitement des déchets nucléaires [BATAILLE & GALLEY, 1999].

Récemment encore, l'avis prédominant était que les déchets nucléaires devraient être déposés dans les sites géologiques profonds, enfermés de manière permanente. Cependant, compte tenu des doutes qui ont surgi sur les stockages géologiques fermés de manière permanente, il serait peut-être plus sage d'envisager des dépôts qui soient gardés et récupérables dans un avenir indéterminé, afin de permettre un meilleur traitement éventuel (le coût, même d'une série infinie de

dépenses annuelles, ne serait pas excessif, avec un taux d'actualisation intergénérationnel de l'ordre de 1% [RABL, 1996]). Quelles que soient les incertitudes de l'avenir, le progrès technologique est le scénario le plus probable à long terme, et les générations futures auront de meilleurs moyens pour traiter les déchets radioactifs, pourvu qu'ils soient récupérables. L'idée de laisser des déchets aux générations futures est-elle si choquante, si l'alternative est de laisser d'autres déchets susceptibles d'imposer des coûts encore plus importants, en particulier les gaz à effet de serre des combustibles fossiles ?

28.6. CONCLUSION

Sur la base des résultats du projet d'ExternE, nous avons comparé les risques de santé publique et les coûts de dommages en fonctionnement normal des systèmes de production d'électricité. Nos résultats sont cohérents avec les autres études de ce type : Ontario Hydro (1993), ORNL/RFF (1994) et ROWE *et al.* (1995). Généralement, le coût des dommages et la perte d'espérance de vie par kWh d'électricité sont beaucoup plus importants pour les combustibles fossiles que pour le nucléaire et pour la plupart des énergies renouvelables et, parmi les combustibles fossiles, ils sont beaucoup plus importants pour le charbon que pour le gaz. Le coût des dommages des centrales à charbon et à fioul existantes est comparable au prix de vente de l'électricité. Cependant, pour chaque source d'énergie, il existe une variation considérable entre différentes installations ; par exemple, l'émission de PS_{10} , SO_2 et NO_x des centrales de charbon construites après janvier 2000 sera presque un ordre de grandeur plus faible que celle des centrales aux Etats-Unis et dans l'UE pendant les années 1990.

Les dommages des cycles PV (photovoltaïque) et éoliens résultent de la production des matériaux plutôt que du fonctionnement des centrales. Parmi les énergies renouvelables, seule la combustion de la biomasse entraîne des risques sanitaires relativement importants, dus à l'émission de PS_{10} , de SO_2 et de NO_x . Les risques sanitaires en fonctionnement normal du cycle nucléaire sont très faibles, quoiqu'ils aient été additionnés sur un horizon de 100 000 ans. Puisqu'il est difficile de comprendre la signification des risques imposés sur des milliers d'années, nous les avons illustrés en considérant un scénario où pendant 100 ans la totalité de l'électricité mondiale est produite par le nucléaire : la dose collective qui en résulterait est seulement 1% du fond naturel de rayonnement cosmique.

Bien que les incertitudes soient grandes (les chiffres pourraient être environ quatre fois plus faibles ou plus importants), même une évaluation avec de grandes incertitudes est meilleure qu'aucune évaluation du tout (incertitude zéro à l'infini). En particulier, beaucoup de problèmes de la politique environnementale impliquent des questions binaires du type « est-ce que le bénéfice vaut le coût ? ». Souvent les chiffres sont tels que la réponse est assez claire malgré les incertitudes [voir par ex. RABL, SPADARO & DESAIGUES, 1998].

La quantification des coûts de dommages porte sur de nombreuses applications importantes :

- ▶ conseils pour des réglementations environnementales (par ex., le niveau optimal de la valeur limite pour l'émission d'un polluant par une centrale électrique) ;
- ▶ détermination du niveau optimal d'une taxe sur la pollution ;
- ▶ identification des technologies ayant le coût social le plus bas (par ex., le nucléaire se retrouve en première position pour la production électrique de base, malgré les progrès du cycle combiné à gaz naturel) ;
- ▶ évaluation des avantages à réduire la pollution d'une installation existante telle qu'un incinérateur de déchets ;
- ▶ optimisation du dispatching des centrales existantes ;
- ▶ la « comptabilité verte », c'est-à-dire des corrections pour les dommages environnementaux dans les comptes traditionnels du PIB.

Pourtant il faut souligner que le coût des dommages n'est pas le seul critère. D'autres considérations peuvent être aussi importantes, telles que des questions d'équité (qui paie, qui gagne ?), de sécurité d'approvisionnement et d'acceptabilité.

Peu à peu les résultats d'ExternE sont diffusés parmi les décideurs. Par exemple, ExternE est devenu la référence pour l'évaluation des risques par des agences telles que l'Agence Internationale de l'Energie Atomique. Dans l'UE, ExternE est de plus en plus utilisé pour guider les décisions environnementales, par exemple par l'intermédiaire des analyses coûts-avantages qui justifient des réglementations plus restrictives pour l'émission des polluants des incinérateurs ou des centrales électriques.

REMERCIEMENTS - *Ce travail a été subventionné en partie par le projet ExternE de la DG Recherche de la Commission européenne. Nous tenons à remercier nos collègues pour des discussions fructueuses, en particulier Jérôme ADNOT, Roland CLIFT, Denis CLODIC, Peter CURTISS, William DAB, Brigitte DESAIGUES, Mona DREICER, Nick EYRE, Rainer FRIEDRICH, Renaud GICQUEL, Mike HOLLAND, Fintan HURLEY, Wolfram KREWITT, Russ LEE, Jana MILFORD, Bent SØRENSEN, Andrew STRUPCZEWSKI et Richard WILSON.*

BIBLIOGRAPHIE

- ABBAY D.E., NISHINO N., McDONNELL W.F., BURCHETTE R.J., KNUTSEN S.F., BEESON W.L. & YANG J.X. –1999– Long-term inhalable particles and other air pollutants related to mortality in nonsmokers. *Am. J. Resp. Crit. Care Med.* **159**, 373-382.
- Tabagisme passif (passive smoking)*. Rapport de l'Académie nationale de médecine, Paris, 1997.

- BASCOM R., BROMBERG P.A., COSTA D.L., DEVLIN R., DOCKERY D.W., FRAMPTON M.W., LAMBERT W., SAMET J.M., SPEIZER F.E. & UTELL M. –1996– Health effects of outdoor air pollution. *Am. J. Resp. Crit. Care Med.* **153**, 3-50 (part 1), 477-498 (part 2).
- BATAILLE C. & GALLEY R. –1999– *L'aval du cycle nucléaire*. Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, n° 492 Sénat et n° 972 Assemblée nationale.
- BONNIEUX F. & DESAIGUES B. –1998– *Economie et politiques de l'environnement*. Dalloz, Paris, 320 p.
- BRODE R.W. & WANG J. –1992– *User's guide for the industrial source complex (ISC2) dispersion model*. Vol. 1-3, EPA 450/4-92-008a, EPA 450/4-92-008b, EPA 450/4-92-008c, US Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC 27711.
- Pollution atmosphérique due au transport : les effets sur la santé et l'évolution technologique*. CADAS, Académie des sciences, juin 1996.
- CURTISS P.S. & RABL A. –1966a– Impacts of air pollution: general relationships and site dependence. *Atmos. Environ.* **30**, 3331-3347 (1996).
- CURTISS P.S. & RABL A. –1996b– Impact analysis for air and water pollution: methodology and software implementation, chap. 13, 393-426. *Environmental modeling*, vol. 3, ZANNETTI P. (Ed.).
- DERWENT R.G. & NODOP K. –1986– Long-range transport and deposition of acidic nitrogen species in North-West Europe. *Nature* **324**, 356-358.
- DOCKERY D.W. & SPENGLER J.D. –1981– Personal exposure to respirable particulates and sulfates. *J. Air Pollution Control Association* **31**, 153-159.
- DREICER M., TORT V. & MARGERIE H. –1995– *Nuclear fuel cycle: implementation in France*. Final report for ExternE program, contract EC DG12 JOU2-CT92-0236, CEPN, F-92263 Fontenay-aux-Roses. This report is included in RABL *et al.* (1996).
- Analyse des liens à court terme entre pollution atmosphérique et santé* (analysis of short term correlations between air pollution and health). ERPURS (Evaluation des Risques de la Pollution Urbaine sur la Santé), Observatoire régional de santé d'Ile-de-France, 1997.
- ExternE 1995. ExternE: Externalities of energy*. Vol. 1: Summary (EUR 16520); vol. 2: Methodology (EUR 16521); vol. 3: Coal and lignite (EUR 16522); vol. 4: Oil and gas (EUR 16523); vol. 5: Nuclear (EUR 16524); vol. 6: Wind and hydro fuel cycles (EUR 16525). Published by European Commission, Directorate-General XII, Science Research and Development, Office for Official Publications of the European Communities, L-2920 Luxembourg.
- ExternE 1998. ExternE: Externalities of energy*. Vol. 7: Methodology 1998 Update (EUR 19083); vol. 8: Global warming (EUR 18836); vol. 9: Fuel cycles for emerging and end-use technologies, transport and waste (EUR 18887); vol. 10: National implementation (EUR 18528). Published by European Commission, Directorate-General XII, Science Research and Development, Office for Official Publications of the European Communities, L-2920 Luxembourg. Results are also available at <http://ExternE.jrc.es/publica.html>
- For a summary in French, see RABL A. & SPADARO J.V. –1997– Les coûts environnementaux de l'énergie. Rapport ADEME - action EP3 et Commission européenne DG12, contrat JOS3-CT95-0010, ARMINES/Ecole des mines de Paris, Paris.

- FRÉMY D. & FRÉMY M. –1996– *Quid 1997*. Robert Laffont, Paris.
- GAGNON L. & VAN DE VATE J.F. –1997– Greenhouse gas emissions from hydropower: the state of research in 1996. *Energ. Policy* **25**, 7-13.
- Recommendations of the International Commission on Radiological Protection*. ICRP 1991 (International Commission On Radiological Protection), report 60, annals of the ICRP, Pergamon Press, UK, 1991.
- Climate change 1995: economic and social dimensions of climate change*. IPCC 1995. BRUCE J.P., LEE H. & HAITES E.F. (Eds), *Contribution of working group III to the second assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge.
- KREWITT W., TRUKENMUELLER A., MAYERHOFER P. & FRIEDRICH R. –1995– EcoSense - an integrated tool for environmental impact analysis, in Kremers H., Pillmann W. (Eds), *Space and time in environmental information systems*. Umwelt-Informatik aktuell, Band 7. Metropolis-Verlag, Marburg.
- LIPFERT F.W. –1994– *Air pollution and community health: a critical review and data sourcebook*. Van Nostrand Reinhold, New York.
- MITCHELL R.C. & CARSON R.T. –1989– *Using surveys to value public goods: the contingent valuation method*. Resources for the future, Washington DC.
- Full cost accounting for decision making*. Ontario Hydro 1993, Toronto, Ontario (December).
- External costs and benefits of fuel cycles*. ORNL/RFF 1994. Prepared by Oak Ridge National Laboratory and Resources for the future. Edited by RUSSELL Lee, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN 37831.
- POPE C.A., THUN M.J., NAMBOODRI M.M., DOCKERY D.W., EVANS J.S., SPEIZER F.E. & HEATH C.W. –1995– Particulate air pollution as a predictor of mortality in a prospective study of US adults. *Am. J. Resp. Crit. Care Med.* **151**, 669-674.
- QUÉNEL P. *et al.* –1995– Impact de la pollution atmosphérique urbaine de type acido-particulaire sur la mortalité quotidienne à Lyon et dans l'agglomération parisienne. *Santé Publique* **4**, 6^e année.
- RABL A. –1996– Discounting of long term costs: what would future generations prefer us to do? *Ecol. Econ.* **17**, 137-145.
- RABL A. –1999a– Air pollution and buildings: an estimation of damage costs in France. *Environ. Impact Assessment Review* **19**(4), 361-385.
Voir également RABL A. & TEULÈRE L. –1999– Estimation des coûts attribuables à la pollution de l'air dans le secteur du bâtiment. *Pollution Atmosphérique* **164**, 81-91 (octobre-décembre).
- RABL A. –1999b– Les bénéfices monétaires d'une amélioration de la qualité de l'air en Ile-de-France. *Pollution Atmosphérique*, 83-94 (janvier-mars).
- RABL A. & SPADARO J.V. –1999– Environmental damages and costs: an analysis of uncertainties. *Environ. Int.* **25**, 29-46.

- RABL A. & EYRE N. –1998– An estimate of regional and global ozone damage from precursor NO_x and VOC emissions. *Environ. Int.* **24**, 835-850.
- RABL A. & SPADARO J.V. –1997– Les coûts environnementaux de l'énergie. Centre d'énergétique, Ecole des mines de Paris, Paris. Rapport final pour l'ADEME et la Commission européenne.
- RABL A., SPADARO J.V. & MCGAVRAN P.D. –1998– Health risks of air pollution from incinerators: a perspective. *Waste Manage. Res.* **16**, 365-388. Version française : Effets sur la santé de la pollution atmosphérique due aux incinérateurs : une perspective. *Déchets, Sciences & Technique* **9**, 4-22, 1998.
- RABL A., SPADARO J.V. & DESAIGUES B. –1998– Nouvelles réglementations pour les incinérateurs de déchets : une analyse coût-bénéfice. *Environnement et Technique/Info-Déchets* **175**, 17-21 (avril).
- RABL A., CURTISS P.S., SPADARO J.V., HERNANDEZ B., PONS A., DREICER M., TORT V., MARGERIE H., LANDRIEU G., DESAIGUES B. & PROULT D. –1996– *Environmental impacts and costs: the nuclear and the fossil fuel cycles*. Report to EC, DG XII, version 3.0 June 1996, ARMINES/Ecole des mines de Paris, Paris.
- ROWE R.D., LANG C.M., CHESTNUT L.G., LATIMER D., RAE D., BERNOW S.M. & WHITE D. –1995– *The New York electricity externality study*. Oceana Publications, Dobbs Ferry, New York.
- SIMPSON D. –1993– Photochemical model calculations over Europe for two extended summer periods: 1985 and 1989. Model results and comparison with observations. *Atmos. Environ.* **27A**, 921-943.
- SPADARO J.V. & RABL A. –1999– Estimates of real damage from air pollution: site dependence and simple impact indices for LCA. *Int. J. Life Cycle Assessment* **4**(4), 229-243.
- SPADARO J.V. –1999– *Quantifying the effects of airborne pollution: impact models, sensitivity analyses and applications*. Thèse doctorale, Ecole des mines, Paris.
- Effects and risks of ionising radiation*. UNSCEAR Report (United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation), Sources, New York, 1993.
- WELLS A.J. –1994– Passive smoking as a cause of heart disease. *J Am. Coll. Cardiol.* **24**, 546-554.

CONCLUSION

Associées à un concept scientifique déjà difficile à appréhender, les technologies de l'énergie posent des problèmes complexes. Leurs aspects sont multiples et contradictoires, même si on laisse de côté les questions économiques, sociales et politiques, de sorte qu'une *perspective globale* est indispensable à toute réflexion. Les énergies manifestent une grande diversité, tant par leur forme que par leur échelle d'intensité. Chacune d'elles présente des avantages et des inconvénients. La multiplicité des sources répond ainsi à une **multiplicité des besoins**, et il faut se défier de tout simplisme à ce sujet. Bannir le nucléaire conduirait inexorablement à émettre plus de CO₂ vers l'atmosphère. Bannir les carburants serait non moins impensable dans les prochaines décennies : bien que la France, dont 80% de la production électrique est d'origine nucléaire, 15% d'origine hydraulique, parvienne à se passer presque totalement des carburants pour ses centrales électriques, elle doit faire appel à eux (principalement au pétrole et au gaz) pour 60% de son approvisionnement **total** en énergie. Nos besoins énergétiques se répartissent en effet en 35% pour le chauffage, 30% pour l'industrie, 25% pour le transport et 10% pour les usages domestiques et tertiaires. Les énergies renouvelables, même si elles sont trop diluées pour remplacer celles qui sont couramment employées aujourd'hui, présentent des avantages qui justifient leur développement, mais à condition de les mettre en œuvre seulement pour des utilisations auxquelles elles sont adaptées. Enfin, certains besoins spécifiques peuvent appeler des solutions extrêmes : malgré le coût prohibitif de l'énergie qu'elles fournissent, piles et batteries sont irremplaçables pour montres et téléphones portables.

Prendre simultanément en compte les multiples questions liées à la production et à l'usage des différentes formes d'énergie et les contraintes qu'elles impliquent, impose de **peser le pour et le contre** de chaque hypothèse. Il importe en effet de prendre conscience des diverses conséquences de chaque décision concevable (y compris celle de ne rien faire !), de les comparer et de les hiérarchiser. Il est remarquable que le « principe de précaution », tel qu'il est énoncé dans la loi BARNIER sur l'environnement, comporte des réserves : « l'absence de certitudes, compte tenu des connaissances scientifiques et techniques du moment, ne doit pas retarder l'adoption de mesures **effectives** et **proportionnées**, visant à prévenir un risque de dommages **graves** et **irréversibles** à l'environnement à un coût **économiquement acceptable** ». Les adjectifs que nous avons soulignés supposent que l'on se soit livré à une évaluation comparative raisonnée des diverses mesures envisa-

geables. Sans ces réserves, souvent méconnues, le principe de précaution peut conduire à des décisions discutables ou même aberrantes. L'abandon par l'Allemagne de l'électronucléaire, qui la conduira inéluctablement soit à émettre plus de CO₂, soit à réduire massivement et autoritairement les consommations, est-il rationnel ? Des partisans du développement des énergies renouvelables eux-mêmes en arrivent à s'opposer à tel ou tel projet de barrage ou d'éoliennes en découvrant ses nuisances. Même une mesure d'économie d'énergie peut avoir des conséquences indirectes dommageables : en Hongrie, une campagne de calfeutrage systématique des fenêtres lors du premier choc pétrolier a permis de réaliser des économies sur le chauffage, mais a conduit à une accumulation, dans l'air des appartements, de radon émis par le béton des murs ; de ce fait, la population est soumise chaque hiver à une irradiation supérieure à l'effet des retombées de Tchernobyl. Il semble par ailleurs que le calfeutrage soit, avec l'élévation de la température des appartements, l'une des causes de l'augmentation de 50% en une trentaine d'années des cas d'asthme, observée dans les pays les plus riches.

Toute réflexion sur l'énergie, avec les indispensables comparaisons qu'elle suppose, devrait s'appuyer sur des données chiffrées, ou tout au moins sur des **ordres de grandeur**. Certains devraient particulièrement être gardés en mémoire, comme ceux qui concernent la plus ou moins grande concentration des énergies. On comprend également mieux les enjeux géopolitiques de l'énergie en sachant que la population mondiale est passée en 50 ans de 2,5 à 6 milliards, tandis que la production d'énergie était multipliée par 4, et que la puissance moyenne consommée est actuellement de 5 kW (ou 3,8 tep/an) pour un Européen, de 11 kW pour un Nord-Américain, de 1,2 kW pour un Chinois, de 0,7 kW pour un Indien et moins encore pour un Africain. Il faut savoir qu'il existe une forte corrélation entre les indicateurs sanitaires tels que la durée de vie et la consommation d'énergie, au moins jusqu'à 4 kW par tête. Ces chiffres montrent tout l'effort de développement à faire ; ils mettent aussi en évidence l'importance de la **maîtrise de l'énergie**, car la consommation énergétique, lorsqu'elle est forte, ne reflète pas seulement un niveau de vie mais aussi un niveau de gaspillage : dans l'ex-URSS, la consommation par tête a avoisiné celle des États-Unis.

Les principales contraintes que nous rencontrerons pour satisfaire aux besoins énergétiques croissants de l'humanité sont celles des ressources, des nuisances et de la distance entre ressources et utilisation, donc de la nécessité de transporter et de stocker l'énergie.

RESSOURCES

Afin d'apprécier les problèmes de réserves énergétiques et de nuisances, il importe de noter qu'actuellement, à l'échelle mondiale, l'énergie (hors aliments) provient du pétrole pour 35%, du charbon pour 22%, du gaz pour 21%, du bois de chauffage pour 10%, du nucléaire pour 6%, de l'hydraulique pour 6%, le reste étant négligeable.

Les énergies **renouvelables** proviennent pour la plupart, directement ou non, du rayonnement solaire : énergies **solaire, hydraulique, éolienne, biomasse** (aliments d'une part, combustibles comme le bois, les déchets végétaux ou l'alcool d'autre part). Malgré leur pérennité, ces énergies sont très diluées ; la puissance maximale qu'elles sont susceptibles de fournir ne peut suffire à subvenir qu'à une partie de nos besoins. Certes la Terre reçoit du Soleil un flux de $1,4 \text{ kW/m}^2$ de surface apparente, ce qui représente en une heure l'énergie que les hommes consomment en un an. Compte tenu de la sphéricité de la Terre, de la durée des nuits, de la réflexion et de l'absorption par l'atmosphère, la puissance moyenne qui atteint le sol, 160 W/m^2 , est plus faible mais reste importante. Malheureusement, les rendements des divers processus de capture de l'énergie solaire sont faibles.

Ainsi, l'**assimilation chlorophyllienne** n'exploite qu'une faible part du flux lumineux : les cultures sucrières, les plus productives en énergie biochimique, fournissent seulement en moyenne annuelle l'équivalent de $0,6 \text{ W/m}^2$. Ceci limite les perspectives de la biomasse. Elle est produite actuellement presque uniquement pour notre alimentation. Or un homme consomme en moyenne pour se nourrir 2700 kcal/jour , c'est-à-dire 130 W , chiffre faible devant sa consommation de 2 kW en énergies conventionnelles (moyenne mondiale pour l'électricité et les carburants). Un développement significatif des biocarburants occuperait donc une part importante des terres cultivables, de sorte que malgré leur intérêt les combustibles végétaux ne pourront jouer qu'un rôle limité.

Le rendement des **piles photovoltaïques** industrielles atteint 15% et il faudrait 200 m^2 de panneaux par Européen pour assurer en moyenne ses besoins en énergie ; leur fabrication repose pour l'instant sur une technologie dispendieuse. De plus, le solaire, aussi bien d'ailleurs que l'éolien, si l'on veut les utiliser plus que comme des sources d'appoint pour la production d'électricité, doivent être combinées à un **stockage** d'énergie, problème non résolu. Dans nos pays, c'est dans le domaine du chauffage domestique que l'énergie solaire semble dans l'immédiat le mieux utilisable, grâce à des capteurs sur les toits produisant de l'eau chaude. Au contraire, dans des régions dépourvues de réseau électrique, les dispositifs photovoltaïques associés à des batteries sont peut-être, malgré leur coût, le choix le meilleur pour donner accès à un minimum de confort électrique à des milliards d'humains qui en sont dépourvus. Quant à l'énergie **hydraulique**, celle qui parmi les énergies renouvelables occupe (après l'énergie solaire directe) le moins de surface sur Terre pour une puissance donnée, elle ne peut plus se développer que dans certains pays où il subsiste encore des sites adéquats pour l'installation de barrages, et ce au prix de bouleversements écologiques et humains qui peuvent être considérables. Dans les pays développés, l'équipement hydroélectrique approche de la saturation ; en France, il fournit environ 15% de notre consommation électrique.

La **géothermie** occupe une place particulière parmi les énergies renouvelables, car elle est issue non du Soleil mais de l'intérieur de la Terre, dont la température reste élevée en raison de sa radioactivité. Elle aussi ne peut fournir qu'une puissance limi-

tée car elle est en général diluée, son flux étant de 1 W/m^2 . De plus, il existe une grande variété de gisements dont l'exploitation pose des problèmes spécifiques ; certains sont épuisables..

Les autres énergies, **fossiles**, reposent sur l'exploitation de minéraux formés durant l'histoire de la Terre et n'existant qu'en quantités limitées. Au rythme de consommation actuel, les réserves mondiales reconnues ne peuvent couvrir qu'un **demi-siècle** pour le **pétrole**, un **siècle** pour le **gaz** ou pour l'**uranium**, **quelques siècles** pour le **charbon**. On peut certes espérer que des technologies futures permettront d'exploiter pour les carburants des gisements déjà connus mais actuellement inutilisables car le pétrole y est trop dilué pour qu'on puisse l'extraire de la roche-réservoir. Mais, outre la hausse des coûts de production, ne serait-il pas plus judicieux de réserver le pétrole aux usages, actuels ou futurs, de la pétrochimie pour laquelle il est irremplaçable, plutôt que de le brûler ? En n'utilisant que des technologies actuellement maîtrisées, la seule solution pour assurer une disponibilité suffisante d'hydrocarbures fossiles aux générations futures paraît être la construction de centrales nucléaires **surgénératrices**, grâce auxquelles l'énergie électrique extraite de l'uranium serait multipliée par 100 et celle, bien plus importante, extraite du thorium deviendrait accessible. Ceci permettrait de couvrir la consommation **annuelle** d'électricité mondiale à l'aide seulement du **dix millième** des réserves d'uranium (beaucoup moins si l'on tient compte des réserves d'uranium contenues dans les océans). Un jour peut-être, la fusion fournira-t-elle une source d'énergie calorifique et électrique inépuisable grâce au deutérium contenu dans l'eau de mer. On peut aussi espérer que l'on parviendra à couvrir au moins une partie des besoins en chaleur et en électricité à l'aide du solaire. Mais le problème reste entier pour le transport automobile, où il faudra trouver rapidement de nouvelles technologies n'ayant pas recours aux carburants fossiles, telles que l'emploi d'hydrogène produit à partir du nucléaire ou, à long terme, d'énergies renouvelables.

NUISANCES

Toutes les formes d'énergie engendrent des nuisances. La plus préoccupante d'entre elles est l'augmentation de l'**effet de serre** en raison de l'émission de CO_2 provoquée par la combustion de gaz, de pétrole ou de charbon. Par kilowattheure fourni, le gaz dégage 49 g de CO_2 , le pétrole 71 g et le charbon 86 g. De ce fait, la teneur de l'atmosphère en CO_2 , qui oscillait jusqu'à il y a deux siècles entre 180 ppmv (parties par million en volume) lors des périodes glaciaires et 280 ppmv, a augmenté de plus en plus rapidement depuis le début de l'ère industrielle, jusqu'à la valeur actuelle de 365 ppmv. Ce chiffre est supérieur de 30% aux maxima atteints depuis 420 000 ans, période pour laquelle on a pu faire des mesures sur les carottes glaciaires de l'Antarctique. Quelle que soit la politique énergétique mondiale, un doublement du CO_2 atmosphérique au cours du xxi^{e} siècle paraît difficilement évitable.

Le problème est d'autant plus complexe que quatre causes humaines d'importance comparable concourent à l'augmentation de l'effet de serre : le chauffage, les transports, la production industrielle, la production alimentaire. Cette augmentation de l'effet de serre est probablement responsable, au moins en partie, des changements climatiques observés au cours du dernier siècle : en moyenne mondiale, la température s'est élevée de près d'un degré (dont la moitié attribuée aux émissions de gaz à effet de serre), le niveau des mers de 10 cm. L'emploi du nucléaire ou de l'hydraulique pour la production d'électricité réduit cette nuisance : les Etats-Unis ou le Canada émettent environ 20 tonnes de CO₂ par tête et par an, l'Europe en moyenne 8 tonnes, la France ou la Suède moins de 6 tonnes ; ce chiffre reste relativement élevé dans ces deux pays, bien qu'ils n'utilisent pratiquement pas de centrales thermiques, car le chauffage et les transports nécessitent un recours au pétrole, au gaz ou au charbon. D'ailleurs, à l'échelle mondiale, les carburants représentent 80% de l'énergie totale utilisée. Même si l'électronucléaire se répand dans le monde, il faudra, pour réduire les émissions de CO₂, généraliser le chauffage solaire et la récupération de chaleur des centrales, diminuer la part du pétrole dans les transports et parvenir à mettre au point de nouvelles technologies (perfectionnement du photovoltaïque, hydrogène pour les véhicules ?). Il convient de noter à ce propos que l'hydrogène, souvent présenté comme une panacée, n'est pas une source primaire d'énergie mais seulement un moyen de stockage ; il n'existe à l'état naturel qu'en combinaison et on ne peut l'extraire sans production de CO₂ qu'en faisant appel à une énergie électronucléaire ou renouvelable.

La nocivité des émissions liées à la combustion, pour l'industrie ou pour les transports, de gaz, de pétrole et, surtout, de charbon ne se limite pas à l'accroissement de la concentration des gaz à effet de serre. **Oxydes d'azote** et de **soufre, poussières** sont, directement ou indirectement, responsables de nombreuses affections respiratoires et cardio-vasculaires à l'origine de plusieurs centaines de milliers de décès prématurés annuels dans le monde. Il est certes possible de limiter efficacement ces rejets à la source à condition d'y mettre le prix ; c'est ainsi que la qualité de l'air des grandes métropoles est d'autant meilleure qu'elles sont situées dans des pays riches. Contrairement à un préjugé répandu, la pollution moyenne à Paris n'a cessé de diminuer depuis 50 ans malgré la circulation croissante. Les pics de pollution causent encore cependant plus de 10 000 décès prématurés chaque année à Paris et la recherche d'énergies propres reste indispensable.

Parmi les nuisances des industries de l'énergie, les **accidents** provoquent à juste titre l'émotion du public. Beaucoup d'entre eux seraient cependant évitables. Tchernobyl est le résultat d'une incurie notoire, de même que la plupart des déversements de pétrole dans la mer. La mortalité des mineurs de charbon est plus de 1000 fois plus faible en Australie qu'en Chine. Le retentissement médiatique d'un accident est souvent sans mesure avec sa gravité : une catastrophe dans une mine de charbon en Asie ou en Europe de l'Est ayant causé de nombreuses pertes humaines peut passer inaperçue, alors que Three Mile Island, qui n'a causé par irradiation aucune victime, est dans toutes les mémoires.

Le problème de la radioactivité des **déchets nucléaires** est source de préoccupation générale. Le danger est évident, mais doit être relativisé par diverses comparaisons, d'abord avec celui du CO₂, puis avec celui des déchets radioactifs d'origine médicale, beaucoup moins délimité et moins bien contrôlé, avec celui des déchets chimiques, enfin et surtout avec la radioactivité naturelle. Faut-il s'inquiéter d'informations alarmistes faisant état d'une activité du sol de quelques dizaines de milliers de becquerels au m², induite par des retombées de Tchernobyl, lorsqu'on sait qu'un corps humain émet en permanence 8000 Bq ? Ces peurs sont entretenues par une surestimation des effets sur nos cellules des faibles doses de rayonnement. Les réglementations et les croyances communes sont basées sur une extrapolation linéaire de ces effets à partir des valeurs observées pour de fortes doses. En réalité, des études de biologie et d'épidémiologie (confirmant l'idée selon laquelle la radioactivité naturelle n'a pas entravé le développement de la vie) ont montré que les effets des faibles doses, s'ils existent, sont très inférieurs aux estimations courantes. Ici encore, la physique doit aider à la réflexion : la très longue durée de certains déchets préoccupe le public, alors qu'elle implique une très faible activité. Un traitement rationnel des déchets suppose leur tri et une recherche de solutions différentes selon le temps de vie (stockage ou transmutation). Les progrès de la physique nucléaire, si les recherches nécessaires sont poursuivies, pourraient aboutir à une solution du problème, d'autant plus que le volume total à traiter est faible. Les surgénérateurs pourraient en particulier aider à se débarrasser du plutonium. Des recherches sont aussi en cours pour mettre au point de nouveaux types de réacteurs, qui ne seraient pas susceptibles de s'emballer et qui produiraient peu de déchets actifs.

Les **déchets chimiques**, dangereux comme le plomb issu de la fabrication des accumulateurs ou les métaux lourds contenu dans les piles, présentent des risques différents. Ils ne disparaissent pas avec le temps comme les produits hautement radioactifs. Ils sont beaucoup moins aisément détectables que des corps même très faiblement radioactifs, et passent plus facilement inaperçus.

La **pollution thermique**, issue de la dégradation de l'énergie, est globalement négligeable pour l'ensemble de la Terre. Elle peut localement conduire à une nuisance, associée par exemple à l'échauffement d'une rivière.

Les énergies renouvelables ne sont pas exemptes de nuisances. Les **barrages**, qu'ils soient grands ou petits, perturbent l'environnement, parfois de façon catastrophique. C'est l'une des raisons pour lesquelles l'usine **marémotrice** de la Rance n'a pas eu de successeur. Les **éoliennes** occupent à puissance donnée beaucoup d'espace ; elles nécessitent chacune un socle de béton de 270 tonnes ; malgré les progrès, elles restent bruyantes et sont souvent critiquées, comme les pylônes électriques, pour la place qu'elles occupent dans le paysage ou dans la mer. Les panneaux solaires, noirs eux-mêmes, peuvent choquer le sens esthétique. La **géothermie** se heurte à divers problèmes tels que la corrosion. Quant à la **biomasse**, sa production industrielle suppose l'emploi de quantités importantes d'engrais,

ainsi que l'irrigation, au risque de pénurie d'eau et de pollution. Elle nécessite un contrôle strict des techniques d'utilisation pour limiter les émissions polluantes et une gestion assurant que les plantations compensent les consommations.

TRANSPORT DE L'ÉNERGIE

Jusqu'à la révolution industrielle, seuls le transport du bois de chauffage et celui des aliments permettaient d'utiliser de l'énergie ailleurs que sur le lieu de production. Nous disposons aujourd'hui de deux moyens commodes de transport d'énergie (à côté des canalisations d'eau chaude).

Le premier moyen est l'emploi de **lignes électriques**. L'importance considérable de l'énergie électrique, ses multiples possibilités d'utilisation, résident précisément dans le fait que c'est la seule forme d'énergie susceptible d'être transformée en n'importe quelle autre et d'être transportée au loin en grande quantité, à un coût énergétique relativement faible. En effet, grâce aux transformateurs qui permettent en courant alternatif d'utiliser des lignes à **haute tension**, les pertes par effet JOULE peuvent être réduites. Elles sont en France de 8%.

Le second moyen est le **transport des carburants**, par bateau ou par rail pour le charbon, par oléoduc ou navire pétrolier pour le pétrole, par gazoduc ou méthanier pour le gaz, par camion-citerne pour l'essence. Notons cependant que ce transport peut être dispendieux en énergie : le transport de charbon en Chine depuis le lieu de production jusqu'à Pékin peut consommer la moitié du chargement des trains ; une importante proportion de gaz se perd en Sibérie en raison des fuites dans les gazoducs. Le transport de l'uranium pose moins de problèmes de pertes puisqu'on n'a besoin d'en véhiculer que de faibles volumes. L'essor du train à vapeur au XIX^e siècle, celui de la **voiture** et de l'**avion** au XX^e siècle, ont reposé sur la possibilité d'emporter **avec soi**, sous forme de carburant, l'énergie nécessaire pour parcourir des distances de plus en plus longues. Auparavant, il fallait sur mer nourrir des rameurs ou attendre le vent, sur terre multiplier les relais de poste, source de foin transformé en énergie hippomobile.

L'énergie peut aussi être transportée à distance par un rayonnement : c'est sous cette forme que nous parvient l'énergie solaire. Cependant, on ne sait transférer ainsi (sauf dans la science-fiction) que de faibles puissances, de sorte que l'emploi du rayonnement se limite à l'envoi par **voie hertzienne** de signaux de télécommunications (télévision, téléphonie, satellites...).

STOCKAGE

De même que le transport, le stockage entraîne des pertes d'énergie sous forme de chaleur, car il nécessite souvent un changement de forme d'énergie.

Les **carburants** offrent non seulement une commodité de transport mais aussi de stockage. Malheureusement, seul leur emploi pour le chauffage domestique ou industriel permet d'utiliser toute leur énergie chimique ; leur emploi dans les centrales électriques ou les véhicules fait perdre en chaleur 60% de cette énergie.

Les **barrages** hydroélectriques constituent le seul moyen (indirect) de stocker de grandes quantités d'électricité. Ils sont de plus en plus souvent équipés de manière à fonctionner presque **réversiblement**, soit en faisant chuter l'eau pour produire de l'électricité, soit en pompant l'eau d'aval en amont. Dans les deux cas, la dégradation en chaleur est relativement faible. Ceci permet de stocker une énergie électrique produite en heures creuses par des centrales nucléaires (qu'il est préférable de faire fonctionner sans variation excessive de puissance), afin de la restituer au réseau en heures de pointe. La Suisse revend de la sorte à l'Italie de l'énergie électrique achetée auparavant en heures creuses à la France. Les barrages sont donc utilisables non seulement comme sources d'énergie hydroélectrique grâce à la pluie, mais aussi comme réservoirs d'énergie électrique.

Les **accumulateurs** constituent un autre moyen commode de stocker une énergie. Cependant, ici, les pertes sous forme de chaleur sont plus importantes. Sur-tout, les accumulateurs ont par unité de masse une **capacité limitée**, par exemple 35 Wh/kg pour ceux au plomb. Cette faible capacité constitue la principale entrave au développement des voitures électriques (la puissance d'une voiturette est de l'ordre de 10 kW).

C'est pourquoi l'emploi de l'**hydrogène**, qui serait produit par électrolyse de l'eau et utilisé pour produire un courant électrique dans une pile à combustible, paraît une voie prometteuse, quoique futuriste, de stockage de l'énergie pour des voitures électriques. En effet, cette technique est associée à une énergie chimique de 32 kWh par kg d'hydrogène, considérablement plus grande que celle des batteries et nécessitant moins de matériaux inactifs. Cette énergie par unité de masse est également supérieure à celle des carburants usuels, par exemple 12 kWh par kg de pétrole, et présente l'avantage potentiel de pouvoir être convertie en énergie électrique directement utilisable dans un moteur à fort rendement, souple et silencieux. Il reste à diminuer les coûts de production, améliorer les rendements et trouver des techniques de stockage sûres, efficaces et, cependant, légères.

Il faut enfin noter que l'énergie **solaire**, foncièrement intermittente, nécessite un stockage. Celui-ci est facilement réalisé par production d'eau chaude si cette énergie est captée pour le chauffage domestique, mais une pile photovoltaïque nécessite un couplage avec un accumulateur. Il en est de même pour l'énergie **éolienne**, sauf lorsqu'elle est utilisée pour pomper de l'eau comme dans les polders. Le développement de ces deux formes d'énergie pour la production d'électricité est donc conditionné par les progrès de l'électrochimie.

POURQUOI ON NE PEUT CONTINUER « COMME ÇA »

Nous l'avons vu, notre exploitation des énergies fossiles est intensive. Elle ne pourra durer longtemps à ce rythme. D'une part, les réserves ne sont pas inépuisables ; d'autre part et, sans doute, plus gravement, les émissions de gaz à effet de serre associées à la combustion des combustibles fossiles posent le problème du dérèglement climatique. Si les scientifiques répugnent à affirmer que tel ou tel incident climatique récent – tempête, inondation, sécheresse, canicule... – est dû de manière certaine à l'augmentation observée du taux de gaz carbonique dans l'atmosphère, ils s'accordent à constater que la température moyenne du globe augmente, que la banquise fond, que le niveau de la mer s'élève à cause de la dilatation de l'eau, que les dix dernières années du ^{xx}e siècle ont été les plus chaudes. En même temps, ils considèrent que la fréquence des événements extrêmes devrait augmenter. Certes, le secteur de l'énergie n'est pas le seul responsable des émissions de gaz à effet de serre (la source principale de méthane, par exemple, est l'agriculture, en particulier l'élevage des bovins et la culture du riz). Mais le secteur énergétique, le chauffage et les transports sont les principaux émetteurs de gaz carbonique, qui contribue à lui seul à plus de 65% de l'augmentation de l'effet de serre.

La demande énergétique va croître, du fait de l'augmentation attendue du nombre des hommes sur la Terre, du fait du développement rapide de pays très peuplés comme la Chine et l'Inde, l'Indonésie, le Brésil. Même si l'on constate que plus un pays est développé, meilleure est son efficacité énergétique, on observe que la consommation d'énergie par habitant continue à croître en même temps que le PIB par tête.

DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE, JUSQU'OÙ ?

L'habitat est un secteur où d'importantes économies d'énergie pourraient être faites, sans compromettre le confort ni augmenter considérablement les coûts de construction. Diminuer les besoins de climatisation en saison chaude, les besoins de chauffage en saison froide, en jouant sur l'isolation, l'orientation de la construction, la distribution des ouvertures, les matériaux, tout cela est possible. Mais l'effet sur la consommation est forcément lent ; dans un pays comme la France, l'habitat ne se renouvelle qu'à l'échelle du siècle, et encore. Des logements datant de 100 à 200 ans et n'ayant pas subi de modification notable de leur gros œuvre sont toujours en usage.

Un développement de l'emploi du solaire thermique pour assurer, ou tout au moins contribuer au chauffage des pièces ou à la production d'eau chaude sanitaire, l'utilisation de pompes à chaleur, pourraient conduire rapidement à des économies appréciables : ces installations peuvent être incorporées à des bâtiments existants.

L'amélioration du rendement énergétique des appareils est une autre source d'économies d'énergie. En Europe, les appareils destinés au grand public (électroménager, téléviseurs...) se sont vu imposer un étiquetage qui permet d'apprécier leur consommation d'énergie, dans l'espoir que les acheteurs choisiront les plus économes.

Dans l'industrie, de gros efforts ont déjà été faits ; ils se poursuivent, d'une part dans un souci de diminuer les coûts de revient, d'autre part en anticipation de législations contraignantes, en particulier en Europe et aux Etats-Unis.

Ces économies, qui concernent essentiellement les pays développés où, il est vrai, la consommation par habitant est la plus forte, sont conditionnées par une forte volonté politique et collective – peu de gens réduiront spontanément leur consommation individuelle, convaincus que cela ne changerait pas grand-chose. On connaît l'anecdote du curé qui, ayant demandé à chacun de ses paroissiens de verser dans un tonneau, placé à l'entrée de l'église, un pichet de vin destiné aux messes, le trouva plein, mais d'eau pure... Ce n'est qu'au moyen d'une forte incitation (voire une coercition ?), en particulier par une augmentation du prix de l'énergie, que les consommateurs consentiront d'abord à éviter les gaspillages, puis à prendre en compte les économies d'énergie dans leur comportement quotidien.

Cependant, il ne faudrait pas que les économies d'énergie conduisent à une baisse du niveau de vie, du confort, de la santé, de la qualité de l'alimentation, de la qualité des produits de consommation. C'est l'énergie bon marché qui a permis le développement des sociétés industrielles et les progrès qui y sont associés, en particulier l'allongement considérable de la durée de vie et l'amélioration de la santé. Il ne peut être question de mettre en cause ces acquis, il s'agit d'un choix de civilisation sur lequel on ne peut revenir radicalement sans produire des catastrophes. Il y a trop d'hommes sur la Terre pour que les sociétés puissent retrouver les modes de vie d'autrefois – à supposer que ceux-ci soient désirables. L'Histoire, avec la révolution industrielle, a conduit à une situation irréversible.

Il s'agit donc de maintenir la qualité de vie dans les pays développés, d'améliorer les conditions de vie dans les pays en voie de développement, tout en ayant le souci d'économiser l'énergie. Tous les scénarios de prévision conduisent à une augmentation de la demande, plus ou moins grande selon le degré de frugalité consenti. Selon le scénario le plus restrictif, qui suppose une croissance nettement ralentie des PIB moyens, la demande mondiale d'énergie primaire serait, en 2050, de 40% plus élevée qu'en 2000.

Aussi paraît-il impossible de tabler sur une diminution de la consommation mondiale d'énergie à l'horizon 2050, même si chacun devenait vertueux : il y a sur Terre trop d'êtres humains qui n'ont pu accéder aux bénéfices de l'énergie ; a-t-on le droit de les en empêcher ? Alors, que faire ?

POURQUOI EN PARLER MAINTENANT ?

L'inertie des systèmes de transformation de l'énergie est grande. On n'installe pas à grande échelle une nouvelle source d'énergie primaire rapidement. En revanche, les pénuries se font sentir instantanément et leur capacité de nuisance est immense. Une crise de l'approvisionnement énergétique pourrait avoir des conséquences dramatiques, allant d'une dégradation profonde de la situation des pays les plus pauvres à des conflits armés que les pays puissants n'hésiteraient pas à conduire pour s'assurer un approvisionnement vital pour eux.

Nous avons tenté, dans ce livre, d'expliquer le fonctionnement des sources d'énergie primaire et de donner des indications sur leur potentiel de production et sur les coûts associés, dans l'état actuel de la technologie. C'est avec ces énergies-là qu'il va falloir assurer la satisfaction de la demande de demain ; il ne faut pas s'attendre à ce que des physiciens découvrent, subitement, une nouvelle source d'énergie, facile à mettre en œuvre, comme un magicien sort un lapin de son chapeau.

Il est donc urgent de faire les choix qui permettront de diminuer radicalement la contribution des combustibles fossiles au bouquet énergétique – en particulier aux transports –, tout en garantissant une production suffisante et durable. Il s'agit de choix sociaux et économiques, donc de choix politiques, et ils concernent l'ensemble de la planète – il ne suffit pas d'être vertueux ou intelligent dans un seul pays, voire un continent ; il faut l'être mondialement. Ces choix doivent tenir compte des réalités incontournables que sont les capacités de production et les ressources. C'est l'un des objectifs de ce livre que de montrer quelles sont ces réalités incontournables. Le seul moyen de réduire aussi vite et autant que possible la part des énergies fossiles est de recourir aux énergies dites renouvelables et au nucléaire. Parmi les énergies renouvelables, il y a lieu de distinguer celles qui sont intermittentes, comme l'éolien ou le solaire, de celles qui sont disponibles à tout moment, comme l'hydraulique et la biomasse. Pour les premières, la nécessité et la difficulté de disposer d'un moyen de stockage de l'énergie à un coût raisonnable sont des facteurs qui en limiteront encore longtemps l'extension, en particulier pour la production d'électricité. L'hydraulique, sous la forme des barrages hydroélectriques, est particulièrement compétitive mais réclame des investissements lourds. Elle est la forme de production électrique qui présente le plus de souplesse et est particulièrement bien adaptée à la gestion des demandes de pointe. Elle a contre elle de conduire à des bouleversements écologiques et sociologiques qui peuvent être considérables, même à l'échelle régionale. De plus, dans bien des pays, comme le nôtre, il ne reste plus guère de sites encore susceptibles d'être équipés. La biomasse, sous forme de biogaz, de biocarburants ou de combustibles solides, représente sans doute le plus important gisement d'énergie renouvelable dans les prochaines décennies. Elle présente de sérieux risques de pollutions atmosphériques et ne peut être considérée comme neutre sur le plan des rejets de gaz à effet de

serre qu'au prix d'une gestion rigoureuse de la ressource et d'une lutte déterminée contre le déboisement, lutte dont les conditions de succès sont loin d'être assurées dans la grande majorité des pays en voie de développement. Elle peut aussi poser de sérieux problèmes d'allocations des sols et des ressources en eau.

En définitive, on ne voit pas comment on pourrait à la fois faire face à la demande d'énergie et limiter les émissions de gaz à effet de serre à un niveau acceptable, sans faire appel de façon beaucoup plus massive qu'à présent à l'énergie nucléaire. Non seulement elle permettrait au niveau mondial de se passer presque totalement des carburants pour la production d'électricité, comme actuellement en France, mais elle pourrait aussi dans un avenir pas très lointain être stockée sous forme d'hydrogène susceptible d'alimenter les véhicules. Il semble impossible que la fusion nucléaire puisse donner lieu à un déploiement industriel avant 2050. Reste donc l'énergie de fission. Pour ce faire, il faudra la rendre socialement plus acceptable qu'elle ne l'est actuellement. Des réponses satisfaisantes qui ne relèvent pas toutes de la technique, loin de là, devront être apportées aux préoccupations des populations, qu'il s'agisse de la sûreté des installations, de la gestion des déchets ou de la prolifération des armements nucléaires. En ce qui concerne les deux premières questions, la situation est dès à présent sous contrôle car on ne voit pas se profiler à l'horizon d'obstacles techniques insurmontables pour leur trouver des réponses durables et sûres. La question de la prolifération relève, elle, de mesures politiques plus que techniques. Certes, en recourant aux réacteurs actuels, un important déploiement de l'énergie nucléaire risque de se heurter à une raréfaction des ressources d'uranium. Il est donc important et urgent de développer une ou des filières surgénératrices permettant une gestion optimale des ressources, une diminution spectaculaire des besoins d'extraction minière et une diminution tout aussi spectaculaire de la production de déchets ; les bases scientifiques sont bien établies et les recherches technologiques déjà amorcées, en coopération au niveau mondial, montrent que l'objectif pourrait être atteint à l'horizon 2050 si une volonté politique existe.

Comme on l'a vu à maintes reprises, les questions énergétiques sont, parmi les problèmes de société majeurs dont l'opinion se préoccupe à juste raison, celles qui nécessitent le plus de faire appel à la science, en particulier à la physique. Celle-ci a un double rôle à jouer. D'une part, même si elle ne peut suffire à résoudre les multiples problèmes qui se posent, elle seule est susceptible de suggérer des solutions technologiques. Ce livre a abordé des questions relatives aux rejets de CO₂, au stockage de l'énergie, au traitement des déchets nucléaires, à l'amélioration de l'emploi des énergies chimique ou solaire, aux progrès des réacteurs à fission, aux économies d'énergie, à une meilleure exploitation des gisements d'énergie fossile, aux espoirs en la fusion. Pour toutes ces questions, des **recherches** fondamentales et appliquées sont cruciales. Il importe en effet de faire face à un défi majeur, celui de satisfaire aux besoins des hommes en énergie à l'échelle mondiale, tout en préservant l'avenir de notre planète.

D'autre part, comme nous l'avons vu, une approche scientifique est non seulement utile, mais souvent indispensable pour embrasser les problèmes énergétiques. La science fournit des bases, souvent peu intuitives, nécessaires à toute prévision, à tout débat et à toute décision sur l'énergie. Peut-on ignorer les contraintes imposées par les lois naturelles, guide irremplaçable sans lequel on risque aussi bien de se livrer au pessimisme que de pêcher par excès d'optimisme ? Est-il raisonnable de préférer telle ou telle forme d'énergie pour tel ou tel usage, sans reconnaître l'importance et comprendre la signification des indispensables comparaisons chiffrées – ce qui suppose une connaissance minimale des grandeurs, phénomènes et unités physiques ? Peut-on sagement évaluer les risques de chaque forme d'énergie et les mettre en balance sans avoir assimilé les concepts de probabilité et d'espérance mathématique ? C'est donc un objectif primordial pour l'enseignement que de familiariser les élèves, avec une **culture scientifique** essentielle à leur **formation citoyenne**. Ils seront ainsi mieux armés pour jauger objectivement les propositions politiques ou économiques et participer aux décisions démocratiques, dans ce domaine de l'énergie où fleurissent trop facilement préjugés simplistes et mythes.

Roger BALIAN, Elisabeth HUFFER, Hervé NIFENECKER

TABLE DES MATIÈRES

PRÉFACE	7

PREMIÈRE PARTIE - PROBLÉMATIQUE GÉNÉRALE

1 - INTRODUCTION	11

2 - LES MULTIPLES VISAGES DE L'ÉNERGIE.....	13

Roger BALIAN

2.1. Conséquences énergétiques des principes fondamentaux	14

2.1.1. Premier principe	14

2.1.2. Deuxième principe	17

2.1.3. Principes de la thermodynamique hors équilibre	22

2.1.4. Hiérarchie des énergies	25

2.2. Comparaisons.....	29

2.2.1. Concentration	29

2.2.2. Dégradation	31

2.2.3. Stockage	33

Annexe - L'élaboration du concept d'énergie.....	34

Energie mécanique.....	35

Premières études sur la chaleur	36

Naissance de la thermodynamique	37

La thermodynamique des processus irréversibles	39

L'apport de la physique statistique.....	40

L'apport de la mécanique quantique, de la relativité et de la physique des particules	42

Références	46

3 - LA CONSOMMATION DES SOURCES D'ÉNERGIE :	

UTILISATIONS FINALES, EFFICACITÉ ET PRODUCTIVITÉ.....	47

Jean-Marie MARTIN-AMOUROUX

3.1. Les chaînes de conversion : des sources d'énergie primaires à la satisfaction des services énergétiques	49

3.1.1. De la consommation primaire à la consommation finale	50

3.1.2. De la consommation finale aux services énergétiques	52

3.1.3. Efficacité énergétique et exergétique, constatée et potentielle	53

3.1.4. Le confort thermique.....	57

3.1.5. La fabrication des matériaux	59
3.1.6. Le transport des hommes et des marchandises	62
3.1.7. Force motrice fixe, éclairage, réfrigération et traitement de l'information.....	64
3.2. De l'efficacité à la productivité de l'énergie	67
3.2.1. La signification de l'intensité énergétique.....	67
3.2.2. L'évolution passée de l'intensité énergétique	69
3.3. L'influence de l'intensité énergétique sur l'évolution de la consommation mondiale d'énergie au cours des prochaines décennies	72
3.3.1. Trois scénarios de consommation à l'horizon 2050.....	72
3.3.2. Croissances démographique et économique.....	74
3.3.3. L'élévation de l'efficacité énergétique	74
3.3.4. Vers une dématérialisation du PIB ?	75
3.4. Conclusion.....	76
Annexe - Evolution de la consommation mondiale 1800-2000 des sources d'énergie (en Mtep)	77
Références	78

4 - LES SCÉNARIOS D'ÉVOLUTION DES STRUCTURES ÉNERGÉTIQUES JUSQU'EN 2050 81

Hervé NIFENECKER

4.1. Introduction.....	81
4.2. Les mesures de l'énergie.....	82
4.2.1. Énergie finale	84
4.2.2. Énergie primaire	84
4.3. Evolution de la consommation depuis 1973.....	86
4.4. Evolution de la production depuis 1973.....	87
4.5. Evolutions démographiques.....	88
4.6. Les scénarios du futur	93
4.6.1. Evolutions démographiques.....	93
4.6.2. Estimation des Produits Intérieurs Bruts.....	99
4.6.3. Les intensités énergétiques.....	100
4.6.4. L'intensité d'émission de gaz carbonique	102
4.6.5. Les sous-scénarios de l'IIASA	103
4.6.6. Critique des scénarios de l'IIASA	105
4.6.7. Variantes « nucléaires » des scénarios IIASA	106
4.7. Conclusion.....	108
Annexe I - Tableau officiel des contenus énergétiques	109
Annexe II - Un exemple de modèle démographique.....	109
Références	111

DEUXIÈME PARTIE - PRODUCTION D'ÉNERGIE ET CLIMAT

5 - LE RÉCHAUFFEMENT CLIMATIQUE : PROBLÉMATIQUE GÉNÉRALE 115*Jean-Louis BOBIN*

5.1. Quand l'histoire est au congélateur.....	116
5.1.1. Histoire des températures	116
5.1.2. Histoire des concentrations de gaz à effet de serre.....	119
5.2. Le cycle du carbone	121
5.3. Gaz à effet de serre d'origine anthropique.....	123
5.4. Sur la bonne voie mais... ..	127
5.5. La menace d'un réchauffement global.....	129
5.6. Comment réagir ?	134
Références	137

**6 - LA MODÉLISATION DU SYSTÈME CLIMATIQUE
ET DE SA RÉPONSE À UNE AUGMENTATION DE L'EFFET DE SERRE..... 139***Laurent LI*

6.1. Définition de l'effet de serre.....	140
6.2. Variation du climat au cours du temps géologique	143
6.3. Perturbation anthropique sur l'effet de serre.....	145
6.4. Modélisation du climat et projection vers le futur	147
6.5. Conclusion.....	150
Bibliographie.....	151

TROISIÈME PARTIE - LES COMBUSTIBLES FOSSILES

7 - QUEL AVENIR POUR LES COMBUSTIBLES FOSSILES ? 155*Bernard TISSOT*

7.1. Le rôle prédominant des combustibles fossiles dans nos sources d'énergie primaire.....	156
7.2. Un avenir incertain	157
7.3. La recherche scientifique permettra-t-elle de reculer ces limites ?.....	158
7.4. Accroissement des réserves.....	158
7.5. Amélioration du taux de récupération des gisements	160
7.6. La mobilisation des ressources non-conventionnelles de pétrole.....	163
7.7. Les ressources effectivement mobilisables.....	165
7.8. Conclusion.....	166
Références	167

8 - L'ÉTAT DES RÉSERVES DES COMBUSTIBLES FOSSILES 169*Jean LAHERRÈRE*

8.1. Unités.....	170
8.2. Incertitude sur les réserves	171
8.3. Fiabilité des réserves publiées	174
8.4. Modélisation de la production future	175
8.4.1. Utilisation uniquement des données de production annuelle	175
8.4.2. Utilisation des données de production et de découverte annuelles	176
8.5. Production future des combustibles fossiles.....	179
8.5.1. Le charbon	179
8.5.2. Combustibles fossiles : charbon + pétrole + gaz.....	183
8.6. Comparaison des productions mondiales énergétiques par source.....	184
8.7. Prévision de consommation mondiale d'énergie par habitant	189
8.8. R/P = réserves restantes/production annuelle	191
8.9. Hydrocarbures non-conventionnels.....	192
8.10. Impact de la technologie	198
8.11. Impact des prix.....	201
8.12. Croissance des réserves.....	202
8.13. Conclusion.....	203
Bibliographie.....	203

9 - LE CHARBON..... 205*Jean TEISSIÉ, Diego DE BOURGUES & François BAUTIN*

9.1. Introduction.....	205
9.2. Origine du charbon	206
9.3. Composition.....	207
9.3.1. Les minéraux	207
9.3.2. La matière organique.....	207
9.3.3. L'eau	208
9.3.4. Les volatiles	208
9.4. Pouvoir calorifique.....	208
9.5. Classification.....	209
9.6. Ressources	210
9.7. Réserves	211
9.8. Production	214
9.8.1. Le marché international.....	216
9.9. Consommation	216
9.9.1. Prix de revient.....	219
9.9.2. Prix de vente.....	221
9.10. Sécurité.....	224
9.10.1. Le grisou	224

9.10.2. Silicose.....	226
9.11. Les rejets dans l'environnement.....	226
9.11.1. Les rejets solides.....	226
9.11.2. Les rejets gazeux : méthane, CO ₂ , NO _x et SO ₂	227
9.12. Les centrales thermiques à charbon.....	230
9.12.1. Les différentes technologies.....	231
9.12.2. Conclusion sur les centrales.....	234
9.13. Solutions alternatives.....	235
Bibliographie.....	236
10 - LE PRINCIPE DU STOCKAGE DE GAZ EN CAVITÉS CREUSÉES DANS LE SEL.....	237
<i>Gérard DURUP</i>	
10.1. Le halite et les formations salifères.....	238
10.1.1. Généralités géologiques.....	238
10.1.2. Caractéristiques spécifiques pour le stockage.....	238
10.2. Le creusement des cavités.....	239
10.2.1. Le forage et les essais d'étanchéité.....	239
10.2.2. La dissolution.....	239
10.3. Mise en gaz et exploitation du stockage.....	241
10.3.1. La complétion.....	241
10.3.2. La première mise en gaz.....	241
10.3.3. Principes d'exploitation.....	242
10.4. Performances des cavités.....	243
10.4.1. Equation d'état du gaz.....	243
10.4.2. Thermodynamique de l'exploitation par compression/détente.....	243
10.4.3. Stock de gaz en cavité (S).....	244
10.4.4. Débit d'émission (Q).....	245
10.4.5. Grandeurs principales de la performance : P, S et Q.....	246
10.5. Stabilité et dimensionnement des cavités.....	246
10.5.1. Rupture de l'équilibre naturel.....	246
10.5.2. La loi rhéologique du sel.....	247
10.5.3. Les études de stabilité.....	248
10.6. Etapes et coût de la réalisation d'un stockage de gaz dans le sel.....	249
10.6.1. Equipements généraux pour le lessivage.....	249
10.6.2. Démarches administratives.....	249
10.6.3. Dépenses spécifiques au creusement d'une cavité.....	249
10.6.4. Dépenses d'équipement gaz.....	250
10.6.5. Indicateur économique d'investissement.....	250
10.7. Bref historique et place du stockage de gaz naturel	
en cavités creusées dans le sel.....	250
Bibliographie.....	251

11 - LES EFFETS SANITAIRES DES COMBUSTIBLES FOSSILES 253*Hervé NIFENECKER*

11.1. Les guerres de l'énergie	253
11.2. Risques sanitaires comportementaux et environnementaux	255
11.3. Les risques de production, de transport et de distribution	264
11.3.1. La production et le transport du pétrole et du gaz	264
11.3.2. L'extraction du charbon	266
11.3.3. Les accidents domestiques	266
11.4. Risques dus à la pollution atmosphérique	267
11.4.1. Les composants de la pollution atmosphérique	268
11.5. Effets sanitaires de la pollution atmosphérique	271
11.5.1. Les troubles aigus	272
11.5.2. Les troubles chroniques	273

QUATRIÈME PARTIE - LES ÉNERGIES RENOUVELABLES**12 - L'ÉNERGIE HYDRAULIQUE 279***Pierre BACHER & Bernard TARDIEU*

12.1. Introduction	279
12.2. Les différents types d'ouvrages hydrauliques	280
12.2.1. Les bassins versants et le stockage naturel de l'eau	280
12.2.2. Les différents types d'aménagements hydrauliques	281
12.3. La grande hydraulique	283
12.3.1. Situation en 2000	283
12.3.2. Avantages et inconvénients	283
12.3.3. Grande hydraulique et risques industriels	285
12.3.4. Grande hydraulique et réseau de transport d'électricité	286
12.3.5. Economie	287
12.3.6. Potentiel et perspectives de développement	288
12.4. La petite hydraulique	288
12.4.1. Situation en 2000	289
12.4.2. Avantages et inconvénients	290
12.4.3. Petite hydraulique : une production décentralisée	290
12.4.4. Perspectives de développement	291
12.5. Conclusion	293
Bibliographie	294

13 - LA VALORISATION ÉNERGÉTIQUE DE LA BIOMASSE 295*Gérard CLAUDET*

13.1. Les enjeux	296
13.2. Le potentiel de la biomasse	296
13.3. Les filières de valorisation énergétique de la biomasse	300
13.3.1. La combustion, source de chaleur ou de cogénération	301

13.3.2. La méthanisation, source de biogaz	304
13.3.3. Les biocarburants	307
13.3.4. La filière thermochimique de gazéification.....	310
13.4. Conclusion.....	316
Références	317
14 - LA GÉOTHERMIE	319
<i>Daniel MADET</i>	
14.1. Principaux types de ressources géothermiques	320
14.2. Aperçu des techniques d'exploitation.....	321
14.3. La place de l'énergie géothermique.....	321
14.3.1. Données économiques	321
14.3.2. Impact environnemental	322
14.3.3. Situation actuelle dans le monde.....	322
14.3.4. Perspectives d'évolution	322
14.4. Eléments de méthode pour des comparaisons et applications.....	322
Bibliographie.....	324
15 - LA PHYSIQUE DES ÉOLIENNES	325
<i>Hervé NIFENECKER</i>	
15.1. Puissance du vent	325
15.1.1. Puissance maximale récupérable, loi de BETZ.....	325
15.2. Physique des pales.....	326
15.2.1. Définition des forces agissant sur les pales.....	326
15.2.2. Cas de la pale en mouvement	328
15.2.3. Condition d'équilibre.....	330
15.2.4. Rendement optimal de pale.....	331
15.2.5. Forme optimale des pales.....	331
15.3. L'éolienne.....	332
15.3.1. De la pale à l'éolienne	332
15.3.2. Choix des caractéristiques d'une éolienne.....	333
15.3.3. Puissances instantanée, nominale et moyenne.....	335
15.3.4. De la puissance du vent à la puissance électrique	336
15.4. Les parcs d'éoliennes.....	338
15.4.1. Disposition des éoliennes d'un parc.....	338
15.4.2. Localisation du parc.....	339
15.5. La gestion des parcs d'éoliennes.....	341
16 - LES ASPECTS TECHNICO-ÉCONOMIQUES DU DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN DANS LE CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS ET EUROPÉEN	343
<i>Jean-Marc AGATOR</i>	
16.1. La montée en puissance de l'éolien.....	343
16.2. Les défis de l'éolien offshore.....	344
16.3. Les évolutions technologiques majeures	345

16.4. L'émergence de l'industrie éolienne française.....	346
16.5. L'avenir de l'éolien en France.....	347
Annexe I - Le marché mondial pourrait être tiré par l'offshore	349
Annexe II - Le coût du programme français	350
17 - LE PHOTOVOLTAÏQUE : LES FILIÈRES, LES MARCHÉS, LES PERSPECTIVES	351
<i>Patrick JOURDE</i>	
17.1. Introduction : l'énergie solaire.....	351
17.2. Le principe et les filières du photovoltaïque	353
17.2.1. L'effet photovoltaïque	353
17.2.2. Les filières.....	354
17.2.3. L'industrie	356
17.2.4. La baisse des prix des modules.....	358
17.2.5. De la cellule au système : les composants et le dimensionnement.....	359
17.2.6. Le stockage	360
17.3. Les applications, les marchés.....	362
17.3.1. L'historique	362
17.3.2. Deux marchés principaux pour des applications très variées	363
17.3.3. Le marché des pays en développement	363
17.3.4. Les toits photovoltaïques	365
17.4. Bilan et perspectives	367
17.4.1. Les points forts du photovoltaïque	367
17.4.2. Les points faibles.....	367
17.4.3. Les marchés potentiels	368
17.4.4. Un problème complexe : les mécanismes financiers.....	368
17.4.5. Perspectives lointaines	369
17.5. Conclusions.....	369
18 - LE SOLAIRE THERMODYNAMIQUE	371
<i>Bruno RIVOIRE</i>	
18.1. Introduction.....	371
18.2. Les aspects techniques.....	373
18.2.1. La concentration	373
18.2.2. La réception du rayonnement	380
18.2.3. Le transport et le stockage de la chaleur	385
18.2.4. La transformation thermo-électrique de l'énergie récoltée	389
18.3. Gisement et impact environnemental.....	392
18.4. Le résultat des expériences et les perspectives	393
18.4.1. Une expérience avérée : celle des centrales Luz	394
18.4.2. Une formule prometteuse : celle des centrales à tour à sel fondu.....	395
18.4.3. Un domaine encore à défricher : celui de la filière parabolique.....	397
18.4.4. Perspectives de la recherche.....	398
18.5. Conclusion.....	399
Références	400

CINQUIÈME PARTIE - L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

19 - L'ÉNERGIE DE FISSION	403
<i>Roger BRISSOT</i>	
19.1. Introduction.....	403
19.2. Physique de base - Éléments de neutronique.....	404
19.2.1. Noyaux fissiles, noyaux fertiles	404
19.2.2. Réaction en chaîne	405
19.2.3. Éléments de cinétique.....	406
19.2.4. Éléments de sûreté	407
19.3. Les filières existantes.....	408
19.3.1. Les systèmes à neutrons lents.....	408
19.3.2. Les systèmes à neutrons rapides - RNR	411
19.4. Les réacteurs dans le monde.....	411
19.5. La gestion du cycle du combustible	412
19.5.1. Production d'uranium	413
19.5.2. Les produits de fission	414
19.5.3. La production d'éléments transuraniens	415
19.6. La gestion de l'aval du cycle	416
19.6.1. Retraitement du combustible	416
19.6.2. Utilisation des ressources naturelles et gestion des combustibles irradiés.....	416
19.7. Transmutation et incinération.....	417
19.7.1. Transmutation des produits de fission	418
19.7.2. Incinération des actinides.....	418
19.8. Le futur du nucléaire, nouvelles filières, nouveaux combustibles.....	420
19.8.1. Le choix du cycle : uranium-plutonium ou thorium-uranium ?	421
19.8.2. Les réacteurs surrégénérateurs à spectre rapide - RNR	422
19.8.3. Les réacteurs surrégénérateurs à spectre thermique - RSF	422
19.8.4. Les systèmes sous-critiques pilotés par accélérateur Réacteurs hybrides.....	424
19.8.5. Comparaison des performances	426
19.9. Conclusion.....	427
Références	427
20 - LE STOCKAGE DES DÉCHETS NUCLÉAIRES EN SITE PROFOND	429
<i>Hervé NIFENECKER & Gérald OUZOUNIAN</i>	
20.1. Modèle de site de stockage souterrain	430
20.2. Principes de la diffusion des radioéléments dans les couches géologiques.....	431
20.2.1. Modèle physique de la diffusion dans la couche d'argile	432
20.2.2. Solution schématique du problème de diffusion à travers la couche d'argile	433
20.2.3. Détermination de la dose délivrée à la population	435
20.2.4. Quelques exemples de détermination de doses	436

20.2.5. Exemple de calcul complet de dose à l'exutoire.....	437
20.2.6. Cas d'une intrusion accidentelle	439
20.3. Production de chaleur et dimensionnement du site.....	441
20.3.1. Détermination schématique de la distribution de température dans la couche	442
20.3.2. Exemples	442
20.4. Prise en compte de l'aléa géologique.....	443
20.5. Pourquoi un laboratoire souterrain ?	444
20.6. Conclusion.....	445
Références	447
21 - LA FUSION CONTRÔLÉE, ESPOIRS ET DÉCONVENUES	449
<i>Jean-Louis BOBIN</i>	
21.1. Introduction.....	449
21.2. Fusion des noyaux légers	450
21.3. La Nature et les décideurs.....	453
21.4. Chaudron magnétique ou micro « big-bang » ?	455
21.5. 30 années de « pensée(s) unique(s) » : is big beautiful ?.....	456
21.6. Succès, certitudes et incertitudes	461
Bibliographie.....	463
22 - LES EFFETS SANITAIRES DES RADIATIONS	465
<i>Roland MASSE</i>	
22.1. Introduction.....	465
22.1.1. Ordres de grandeur	465
22.1.2. Connaissance des effets pathogènes des rayonnements ionisants.....	467
22.2. Conséquences médicales et sanitaires	468
22.2.1. Effets aigus.....	468
22.2.2. Effets retardés : conséquences sanitaires des surexpositions	470
22.3. Faibles doses.....	473
22.3.1. Absence d'effets des faibles débits de dose	473
22.3.2. Les cancers attribués aux faibles doses résultent d'extrapolations.....	474
22.3.3. Mécanismes d'action, spécificité des faibles doses.....	476
22.4. Accidents d'irradiation, accidents nucléaires.....	481
22.4.1. Accidents	481
22.4.2. Accidents et maladies professionnelles	483
22.4.3. Accidents nucléaires : Tchernobyl	485
22.5. Impact sanitaire de l'industrie nucléaire	491
Références	493

SIXIÈME PARTIE - LE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE

23 - LA PRODUCTION ET LE STOCKAGE ÉLECTROCHIMIQUES DE L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE... 499*Jean-François FAUVARQUE*

23.1. Historique.....	499
23.2. Caractéristiques générales.....	501
23.3. Constitution.....	501
23.4. Force électromotrice.....	503
23.4.1. Capacité.....	504
23.4.2. Puissance.....	505
23.5. Cyclabilité.....	506
23.5.1. Les piles à combustible (0,6 à 0,8 V par élément).....	507
23.5.2. Systèmes rédox.....	508
23.6. Conclusion.....	509

24 - LES PILES À COMBUSTIBLE 511*Thierry ALLEAU*

24.1. Un peu d'histoire... ..	511
24.2. Le principe de fonctionnement.....	512
24.3. De la cellule au module.....	514
24.4. Les différents types de piles à combustible	514
24.5. L'état d'avancement des filières de piles à combustible.....	516
24.6. Le problème du combustible.....	520
24.7. Les grands domaines d'applications de la pile à combustible	521
24.7.1. Le portable	521
24.7.2. Le transport	522
24.7.3. Le stationnaire	525
24.8. La production collective et industrielle.....	526
24.9. La production individuelle.....	527
Références	528

25 - LE VECTEUR D'ÉNERGIE « HYDROGÈNE » 529*Thierry ALLEAU & Michel ROSTAING*

25.1. Environnement et ressources énergétiques : deux préoccupations majeures.....	529
25.2. Quelles sont les perspectives de consommations vers 2050 ?.....	530
25.3. Quels vecteurs d'énergie dans l'avenir ?.....	531
25.4. L'hydrogène.....	532
25.4.1. Le marché actuel et les perspectives de production de l'hydrogène	533
25.4.2. Quelles perspectives pour le coût de l'hydrogène ?.....	534
25.4.3. Quels sont les freins actuels au développement, en France, de l'hydrogène ?	535
25.4.4. Quelles sources d'énergie pour la production d'hydrogène ?.....	536

25.4.5. Quelles solutions pour le transport de l'hydrogène ?	540
25.4.6. Quelles solutions pour le stockage ?	540
25.4.7. Quelle solution pour la distribution de l'hydrogène ?	542
25.4.8. Quelles solutions pour la conversion de l'hydrogène ?	542
25.4.9. Quels domaines d'applications pour l'hydrogène ?	543
25.4.10. Quels risques avec l'hydrogène ?	544
25.4.11. Quelle transition vers l'économie de l'hydrogène ?	545
25.4.12. Quels sont les acteurs de l'hydrogène ?	546
25.5. Conclusions.....	547
Bibliographie.....	548

SEPTIÈME PARTIE - L'ÉCONOMIE DE L'ÉNERGIE

26 - L'ÉCONOMIE DE L'ÉNERGIE	551

Denis BABUSIAUX

26.1. La demande.....	551
26.2. L'offre et ses déterminants	553
26.2.1. L'estimation des réserves de pétrole.....	553
26.2.2. Localisation des réserves et production.....	554
26.2.3. L'offre de produits raffinés	555
26.2.4. L'offre d'électricité	555
26.3. Les marchés (régionaux) des énergies de réseaux	556
26.3.1. Le gaz naturel aux Etats-Unis.....	557
26.3.2. L'électricité aux Etats-Unis	557
26.3.3. L'électricité en Europe	557
26.3.4. Le gaz naturel en Europe	558
26.4. Les marchés internationaux	558
26.5. Energie et environnement.....	560
26.6. Stratégie des entreprises.....	561
Bibliographie.....	562

27 - LES PRIX ET LES COÛTS DES SOURCES D'ÉNERGIE.....	563

Jean-Marie MARTIN-AMOUROUX

27.1. Introduction.....	563
27.2. D'indispensables définitions	564
27.2.1. Les prix.....	564
27.2.2. Les coûts	565
27.2.3. Relations entre coûts et prix.....	567
27.3. Les coûts de production des sources fossiles.....	569
27.3.1. Pétrole.....	570
27.3.2. Gaz naturel.....	572
27.3.3. Charbon minéral	573
27.4. Les coûts de production des carburants.....	575

<i>27.5. Les coûts de production de l'électricité.....</i>	<i>576</i>
27.5.1. Les coûts des grandes filières thermiques	576
27.5.2. Les coûts des autres filières.....	578
<i>27.6. Introduction des externalités et essai de comparaison.....</i>	<i>579</i>
<i>27.7. Conclusion.....</i>	<i>581</i>
<i>Références.....</i>	<i>582</i>
28 - LES COÛTS EXTERNES DE L'ÉLECTRICITÉ.....	583
<i>Ari RABL & Joseph SPADARO</i>	
<i>28.1. Introduction.....</i>	<i>584</i>
<i>28.2. Méthodologie.....</i>	<i>585</i>
28.2.1. Dispersion atmosphérique	586
28.2.2. Les impacts sur la santé	586
28.2.3. L'évaluation monétaire.....	589
<i>28.3. Les coûts par kilogramme de polluant.....</i>	<i>590</i>
<i>28.4. Les coûts des dommages par kilowattheure</i>	<i>593</i>
28.4.1. Les centrales à combustibles fossiles.....	593
28.4.2. Les centrales nucléaires.....	594
28.4.3. Les énergies renouvelables	596
<i>28.5. Autres considérations</i>	<i>598</i>
28.5.1. Comparaisons des risques de mortalité	598
28.5.2. Les problèmes du nucléaire.....	600
<i>28.6. Conclusion.....</i>	<i>602</i>
<i>Bibliographie.....</i>	<i>603</i>
CONCLUSION.....	607

