

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur
et de la Recherche Scientifique
Ecole Nationale Polytechnique
Département de Génie Chimique

Ministère de l'Energie et des Mines
Société Algérienne de l'Electricité et
du Gaz.



**MEMOIRE DE
POST-GRADUATION SPECIALISEE**
« Economie de l'Energie, Maîtrise et Applications »

Intitulé :

**PROBLEMATIQUE DES PRIX DE L'ENERGIE
ET LEURS TENDANCES**

Promotion 2007-2008

9900010

Présenté par :

**HATEM Nouredine/ Sonelgaz
CHAFAI Salim /Sonatrach**

Soutenu devant la commission d'examen :

**Dr. BELHAMEL
Pr. T. AHMED ZAÏD
Pr. C.E.CHITOUR**

**Président
Examineur
Rapporteur**

PGS0508

Dédicaces

Je rends grâce à dieu de m'avoir tout donné

A la mémoire de mon très cher père

A l'être le plus cher au monde « ma mère »

A mes frères et mes sœurs

A Malek et Nacim

Et.... A tous ceux qui me connaissent.

H. Noureddine

Remerciement

Nous, Nouredine Hatem et Salim Chafai, tenons tout d'abord à exprimer notre profonde reconnaissance à notre très cher professeur et promoteur de cette thèse C. C. Chitour qui a dirigé ce travail; son énergie qui nous a transmis, ses conseils et ses commentaires précieux ont cultivé en nous le sens de l'analyse et de la critique, ce qui nous a permis de progresser et de bien mener ce travail.

Nous tenons également à exprimer nos remerciements sincères à l'ensemble des enseignants et professeurs qui nous ont encadré durant la période de ce Master et, qui par leur expérience et leur enthousiasme, nous ont guidé au bon chemin de la réussite.

Et enfin, nous voudrions adresser nos remerciements à Messieurs les membres du jury pour avoir accepté d'examiner et de juger ce modeste travail.

إشكالية أسعار الطاقة وإتجاهاتها المستقبلية

Energy prices problematical and its evolutions

Problématique des prix de l'énergie et leurs tendances

ملخص:

إن الطاقة اليوم تعد المحرك الأساسي للإقتصاد العالمي وهي بمثابة عصب الحروب، في هذه المذكرة المتواضعة، تطرقنا لدراسة تغيرات أسعار الطاقة و التنبؤات المستقبلية، مستدلين بأهم الدراسات العالمية، و قد عرّجنا في ذلك على تاريخ الإنتاج و الإستهلاك عبر العصور و تغيرات الأسعار و العوامل المتحكمة فيها

المفاتيح:

الطاقة، الإقتصاد، الأسعار، الإنتاج، الإستهلاك

Résumé :

L'énergie est le moteur du développement économique et un facteur de croissance et de stabilité des pays, la connaissance de ses prix dans le passé et leurs évolutions dans le futur est primordiale. Les prix de l'énergie ont toujours orienté les politiques des nations. Cependant, le marché de l'énergie en générale (celui du pétrole en particulier) est le locomoteur des autres énergies. Dans notre modeste travail, nous avons étudié les prix de l'énergie et leurs tendances, pour cela nous avons rapporté l'historique de la production et la consommation dans le temps, ainsi que les fluctuations des prix et leurs tendances.

Mots clés :

Energie, économie, prix, consommation, production.

Abstract:

The energy is the motor of the economic development and a factor of growth and stability of countries, the knowledge of its prices in the past and their evolutions in the future is primordial. The prices of the energy had always oriented policies of nations. However, the market of the energy in general (oil in particular), is the locomotive of the other energies. In our modest work we studied prices of the energy and their tendencies, for it we brought back the historic of the production and the consumption in the time, as well as the fluctuations of prices and their tendencies.

Key words:

Energy, economy, prices, consumption, production.

SOMMAIRE

Chapitre I : Introduction.....	1
Chapitre II : Qu'es ce que l'énergie.....	3
Chapitre III : Aperçu sur l'évolution des matières premières.....	6
Chapitre IV : Les Energies Fossiles.....	12
1. Le Pétrole (réserves, production, consommation).	
2. Le Gaz Naturel (réserves, production, consommation).	
3. Le Charbon (réserves, production, consommation).	
Chapitre V : Les Energies Renouvelables.....	22
Chapitre VI : L'énergie Nucléaire.....	27
Chapitre VII L'Energie Electrique.....	33
Chapitre VIII Les prix de l'énergie et leurs tendances.....	38
Chapitre IX Les prix de l'électricité.....	60
Chapitre X L'avenir énergétique.....	67
Chapitre XI : Conclusion.....	71

Chapitre I :
INTRODUCTION

Chapitre I :

Introduction

Depuis longtemps, l'homme n' a pas cessé de consommer l'énergie pour les biens qu'elle lui procure (cuisson, chauffage, éclairage, transport...). Jusqu'au XVIIIe siècle, presque toute l'énergie utilisée était fournie localement, à partir de sources traditionnelles tel que la force humaine et animale, le bois, les excréments, le charbon de bois et la tourbe. Depuis, la croissance démographique, le désir de confort, d'acquisition de biens matériels, de mobilité et de communication, ont suscité une demande croissante d'énergie. Pour la satisfaire, une course à la recherche de moyen d'approvisionnement en énergie a été lancée. Comme, les sources d'énergie n'était pas uniformément répartie sur la planète, ceci a crée la notion d'offreur et demandeur d'énergie. Les offreurs d'énergie ont eu tendance à chercher les sources les plus facilement accessibles et les moins chères, les demandeurs préfèrent aussi des prix plus bas et une accessibilité immédiate. Depuis, un marché à été créé dans le quel plusieurs paramètres rentrent en jeux (économiques, géopolitique, environnementales...), ce qui à fait que les prix de ces énergies augmentent et baissent sous l'effet de l'interaction de ces paramètres, créant ainsi, une problématique énergétique des prix.

Le sujet de notre mémoire s'intéresse à cette problématique et sur les paramètres qui l'entourent. Mais, il est utile et intéressant, avant de décrire la problématique de l'énergie, de parler des matières en général, il s'agit notamment des produits alimentaires (blé, sucre, soja, maïs, café & coton) et des produits minéraux tels que: l'or, le platine, l'argent et le cuivre. Il faut noter que ces matières premières sont en général cotées dans les pays occidentaux (Bourses de Londres, d'Anvers, de New York et de Paris), alors que ce sont les pays du Sud (en développement) qui en disposent de la majorité. Les pays développés, eux, transforment ces matières premières en produits finis qui ne sont, par contre, pas côtés mais laissées au libre cours des entreprises. Aussi, Ces matières premières ont un rapport avec le pétrole le gaz naturel et à un degré moindre avec le charbon. Pendant l'année 2008, le détournement des matières premières alimentaires vers les biocarburants (Maïs, Soja) pour pouvoir alimenter l'industrie automobile a créé une véritable crise alimentaire et une flambée des prix a été constatée, qui justement responsables de la famine dans les PVD (Afrique), alors, certains pays producteurs comme l'Inde et la Thaïlande craignant une pénurie se sont arrêtés d'exporter le riz.

On note aussi que le prix du charbon ne donne pas lieu à polémique parce que les pays industrialisés possèdent de grandes réserves, le charbon est consommé localement (États-unis, Chine, Russie, Inde, et l'Europe (Pologne et l'Allemagne)), il n'y a donc pas de commerce international sur de longues distances. Cependant il faut noter une incidence des prix du pétrole sur les prix des autres énergies fossiles (charbon et gaz naturel) sur les énergies renouvelables et même sur le nucléaire (électricité).

Chapitre II :

QU'EST CE QUE L'ENERGIE ?

Chapitre II :

Qu'est ce que l'énergie ?

L'énergie est, pour beaucoup d'entre nous, une question délicate, d'autant plus que, ce terme est employé de façon tellement courante qu'on peut finir par en perdre le sens. Depuis toujours, l'homme n'a cessé d'utiliser cette dite énergie (sous toutes ses formes) pour se nourrir, se déplacer et se chauffer... Ce besoin, intimement liée à son existence, s'est développé avec l'évolution de son mode de vie.

La question qui s'est toujours posée est : qu'est ce que l'énergie ? La définition de l'énergie nous emmène à ses origines. Le mot "Energie" ou plutôt 'Energia' est d'origine grec, il signifie la capacité physique d'un corps ou d'un système donné lui permettant d'exprimer une « force en action ». C'est l'un des concepts scientifiques les plus importants. Il est commun à tous les domaines de la science.

La conservation de l'énergie (premier principe de la thermodynamique) découle de l'invariance dans le temps (théorème de Noether). Einstein l'a étendu au domaine relativiste en y incluant la masse. Ce qui n'est pas conservé, en revanche, c'est l'énergie « libre », définie comme la capacité à effectuer un « travail ». Il faut donc se référer au second principe de la thermodynamique qui définit quels processus peuvent se produire, et quelle énergie libre on peut extraire d'une source d'énergie (dégradation de l'énergie, augmentation de l'entropie). On pourrait dire, en plus clair, que l'énergie c'est : "ce qui fait marcher les choses". Elle désigne tout ce qui permet de faire du travail, de la chaleur ou encore de la lumière.

L'énergie existe sous différentes formes ^[1] :

- L'énergie sous forme **rayonnante** : c'est l'énergie qui existe dans les rayons (ondes électromagnétiques), comme la lumière ou encore les rayons ultraviolets, les rayons infrarouges...etc. Cette forme d'énergie est en fait très utilisée par la nature : sans le soleil et sa lumière il n'y aurait pas de vie telle que nous la connaissons sur la terre.
- L'énergie sous forme **mécanique** : c'est l'énergie du mouvement des objets solides matériels. Tous les objets en mouvement possèdent donc de l'énergie mécanique.

- L'énergie sous forme **chimique** : C'est l'énergie qui est emmagasinée dans les constituants chimiques artificiels mais aussi dans les produits naturels.
- L'énergie sous forme **thermique** : c'est l'énergie qui existe sous forme de chaleur. Elle peut provenir de nombreuses sources, comme le feu ou la combustion du pétrole ou du charbon.
- L'énergie sous forme **électrique** : c'est l'énergie que nous utilisons pour faire fonctionner les machines industrielles et les équipements électroménagers. Cette énergie provient de centrales électriques (à différentes technologies).
- L'énergie sous forme **nucléaire** : cette énergie provient des centrales nucléaires fonctionnant aux différentes technologies.
- L'énergie sous forme **hydraulique** : c'est l'énergie du mouvement des fluides, tels que les cours d'eau, les mouvements de la mer.

On distingue 3 types d'énergie :

- **L'énergie primaire** : C'est la première forme d'énergie, obtenue directement à partir d'une ressource naturelle, utilisable après transformation. On distingue les énergies fossiles, issues des ressources naturelles de la planète (charbon, gaz naturel, pétrole), et les énergies renouvelables (rayonnement solaire, énergie éolienne, hydraulique ...), considérées comme inépuisables.
- **L'énergie finale** : C'est l'énergie obtenue après transformation d'une énergie primaire. Par exemple, l'électricité produite par une centrale thermique à partir de charbon.
- **L'énergie utile** : C'est la part d'énergie servant effectivement à l'usage du consommateur (chaleur, lumière, force motrice ...)

A vrai dire, il ne suffit pas de produire de l'énergie, il faut pouvoir en disposer où et quand on en a besoin, donc la stocker et la transporter. Jusqu'à présent, le stockage de l'énergie est un vrai embarras, sa résolution permettra d'ouvrir beaucoup d'opportunités.

En pratique, l'industrie est le premier secteur à avoir véritablement révolutionné le domaine de l'énergie, puisque c'est avec la révolution industrielle, au XVIII^e siècle, et l'avènement de la machine à vapeur, que l'homme s'est mis à consommer de l'énergie en grande quantité, en l'occurrence du charbon. Aujourd'hui, l'industrie (hors production d'énergie) constitue encore un des secteurs consommant le plus d'énergie, avec une part importante accordée aux énergies fossiles, principalement au pétrole.

Le secteur des transports représente 29% de la consommation mondiale d'énergie. Ces dernières années, c'est dans ce secteur que la consommation énergétique a augmenté le plus rapidement, la source d'énergie utilisée étant dans 95% des cas le pétrole. Selon les prévisions des Nations Unies, cette augmentation doit d'ailleurs se confirmer au rythme de 1,5% par an dans les pays développés et de 3,6% dans les pays en développement

Le secteur résidentiel-tertiaire (chauffage, éclairage,...etc.) est un secteur en pleine expansion. En Europe par exemple et en moyenne, la consommation d'énergie par ce secteur a doublé ces 30 dernières années, augmentant systématiquement chaque année. Le chauffage en représente la part principale, l'eau chaude sanitaire un peu plus de 15% du résidentiel et 13% du tertiaire, la cuisson 6% du résidentiel et l'électricité spécifique près de la moitié du secteur tertiaire. Ce dernier poste connaît d'ailleurs la plus rapide augmentation en liaison avec le développement des appareils de bureautique et d'informatique.

Aujourd'hui et pour les cinquante années à venir, de quelles énergies disposerons nous ? Selon toute vraisemblance, la gamme des sources d'énergie que nous pourrons utiliser restera conventionnelle avec les combustibles fossiles (charbon, gaz, pétrole), l'énergie nucléaire (de fission) et les énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolien, biomasse et géothermie), la fusion thermonucléaire contrôlée restant un objectif beaucoup plus lointain. Actuellement, la consommation mondiale d'énergie requiert les combustibles fossiles à hauteur de 80%, le nucléaire pour 7% et les énergies renouvelables pour 13%.

Chapitre III :

**APERÇU SUR L'ÉVOLUTION DES
MATIÈRES PREMIÈRES**

Chapitre III :

Aperçu sur l'évolution des matières premières

Parler de la problématique des prix des énergies nous conduit à un autre sujet important relatif aux matières premières, il s'agit notamment des produits alimentaires (blé, sucre, soja, maïs, café & coton) et des produits minéraux tels que: l'or, le platine, l'argent et le cuivre. Ces matières premières sont en relation constante avec l'énergie en termes de cinétique des prix sur le marché. Cependant, nous nous sommes intéressés à l'évolution des matières premières agricoles et minérales.

Cependant, entre 2002 et 2008, l'indice de la FAO (Organisation des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture) des prix nominaux des produits alimentaires a doublé. Les prix de l'énergie, entraînés par le cours du pétrole brut, avaient déjà amorcé une hausse en 1999 et ont triplé depuis 2002. Pour évaluer l'incidence de l'augmentation des prix nominaux sur les consommateurs, il convient d'étudier ces prix nominaux par rapport à ceux des autres biens et à l'évolution du pouvoir d'achat. La Figure n°1 montre également les prix des denrées alimentaires ajustés par rapport à un indice des prix des produits manufacturés faisant l'objet d'échanges internationaux [2].

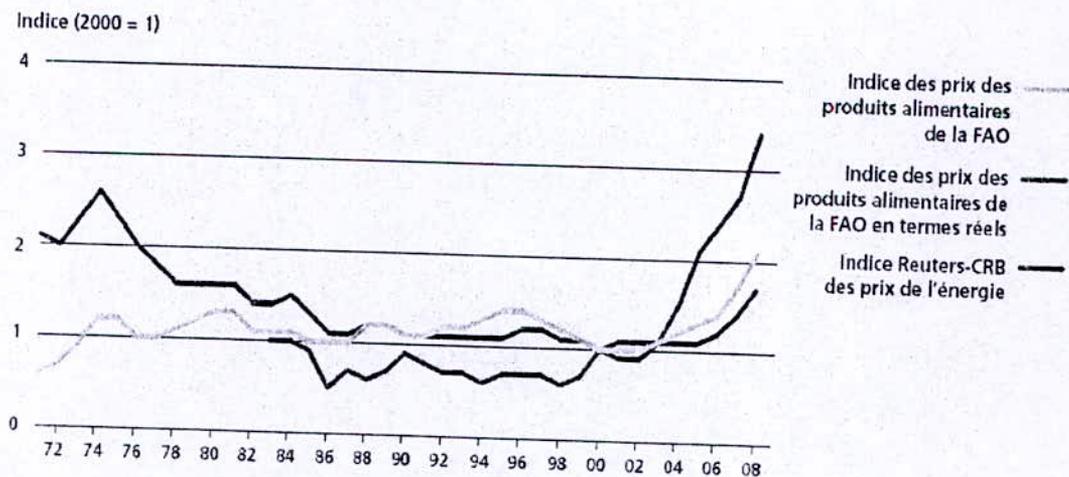


Fig.1 : Tendances à long terme des prix des produits alimentaires et de l'énergie, en termes réels et nominaux, *Source: FAO.*

Cet indice réel des prix des produits alimentaires a amorcé sa reprise en 2002, après quatre décennies d'évolutions majoritairement à la baisse, atteignant des pics en 2006 et 2007. Au milieu de 2008, les prix réels des produits alimentaires dépassaient leurs niveaux de 2002 dans une proportion de 64 pour cent. Le début des années 70, au lendemain de la "première crise internationale du pétrole", est la seule autre période de hausse significative des prix des denrées alimentaires depuis le début de cette série de données. L'accessibilité économique dépend à la fois du revenu et du prix. La Figure n°2 fait apparaître un indice de quatre produits alimentaires essentiels – les huiles végétales, le blé, le maïs et le riz – corrigé par rapport à un indice du produit intérieur brut (PIB) mondial par habitant. Ces chiffres montrent que, jusqu'à récemment, ces produits, étaient de manière générale devenus plus accessibles en termes de pouvoir d'achat moyen depuis le milieu des années 70.

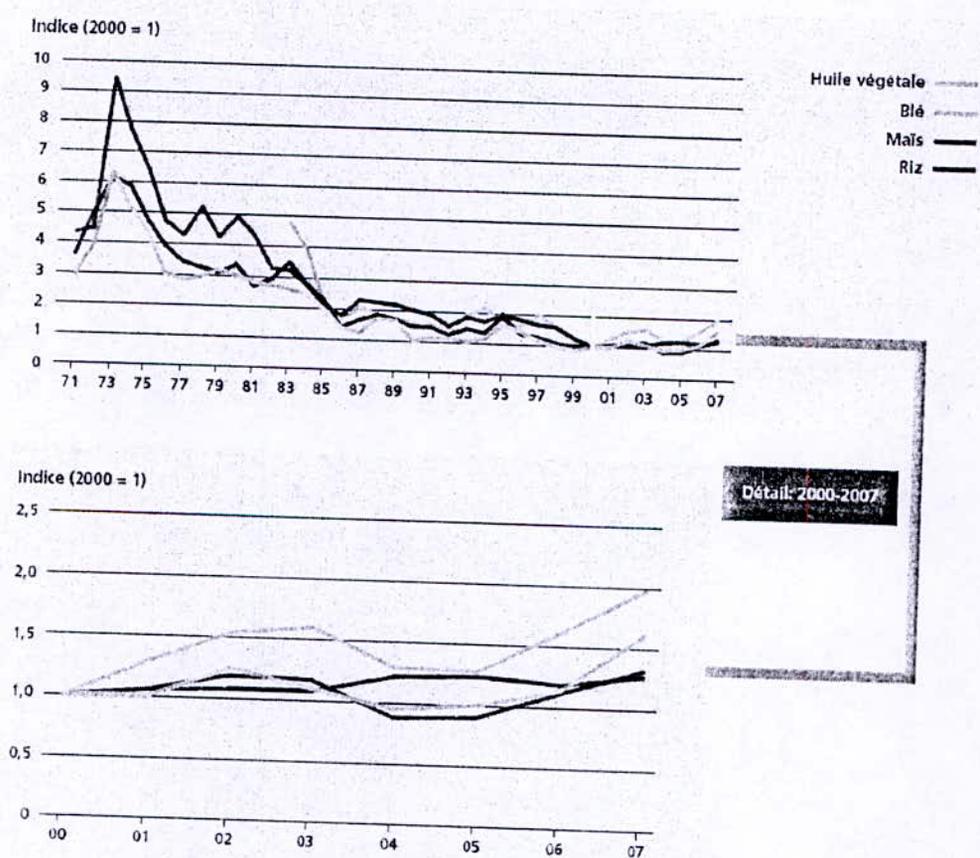


Fig.2: Indice de quatre produits alimentaires essentiels (corrigé par rapport à un indice du produit intérieur brut (PIB) mondial par habitant). [3] & [4]

Le graphique « Zoom » (Fig.2) montre le même indice, mais depuis 2000 seulement, pour faire ressortir l'évolution récente. Les prix des huiles végétales ont augmenté deux fois aussi vite que les revenus moyens depuis 2000, et ceux des autres produits ont également considérablement augmenté par rapport aux revenus: le blé dans une proportion de 61 pour cent, le maïs de 32 pour cent et le riz de 29 pour cent. Pour ces trois derniers produits, l'augmentation a surtout eu lieu depuis 2005. Ces hausses rapides ont entraîné une nette érosion du pouvoir d'achat. Les moyennes, bien sûr, dissimulent d'importantes variations entre les pays, et au sein de chacun d'entre eux. Dans les pays où la croissance du PIB par habitant est restée inférieure à la moyenne mondiale, l'érosion du pouvoir d'achat serait encore plus marquée. De même, à l'intérieur des pays, les consommateurs dont le revenu est faible et dont le régime alimentaire est essentiellement constitué d'aliments de base, seraient encore plus durement touchés.

Il faut noter que l'évolution des cours mondiaux ne se répercute pas forcément directement sur les prix locaux à la consommation. Le degré de transmission des prix dépend de plusieurs facteurs, notamment les taux de change, l'ouverture des marchés, leur efficacité et les politiques publiques de stabilisation des prix. Pour illustrer ce point, la Figure n°3 montre l'évolution des prix du riz entre la fin de 2003 et la fin de 2007 dans cinq pays d'Asie. Au cours de cette période, les prix mondiaux libellés en dollars EU ont augmenté de 56 pour cent pour l'ensemble de ces pays. Les prix à la frontière, libellés en monnaie nationale, augmentaient également pour tous les pays mais dans une proportion différente selon l'évolution du taux de change entre le dollar EU et la monnaie nationale. Les monnaies de tous les pays, à l'exception de celle du Bangladesh, se sont fortement appréciées par rapport au dollar, leur appréciation neutralisant en partie l'impact de l'augmentation des prix internationaux. L'évolution des prix intérieurs indiquée à la Figure n°3 repose sur les prix observés sur les marchés locaux et prend en compte les droits de douane appliqués sur les marchandises importées ainsi que d'autres interventions de nature commerciale ayant pour objet d'atténuer l'effet de l'envol des prix internationaux. Le degré de transmission des prix est le ratio entre évolution sur le marché local et évolution sur le marché mondial. D'après les données fournies ici, le degré de transmission des prix a été très variable, allant d'environ 10 pour cent ou même moins en Inde et aux Philippines, à plus de 40 pour cent au Bangladesh, en Indonésie et en Thaïlande. Au cours de cette période, plusieurs pays ont pris des mesures pour soustraire leurs marchés intérieurs aux effets des prix internationaux. Par exemple, l'Inde et les Philippines s'en sont remises à la constitution de réserves, l'achat et la distribution par

le gouvernement, outre les restrictions imposées au commerce international, et le Bangladesh a imposé des droits de douane variables sur le riz pour stabiliser les prix intérieurs.

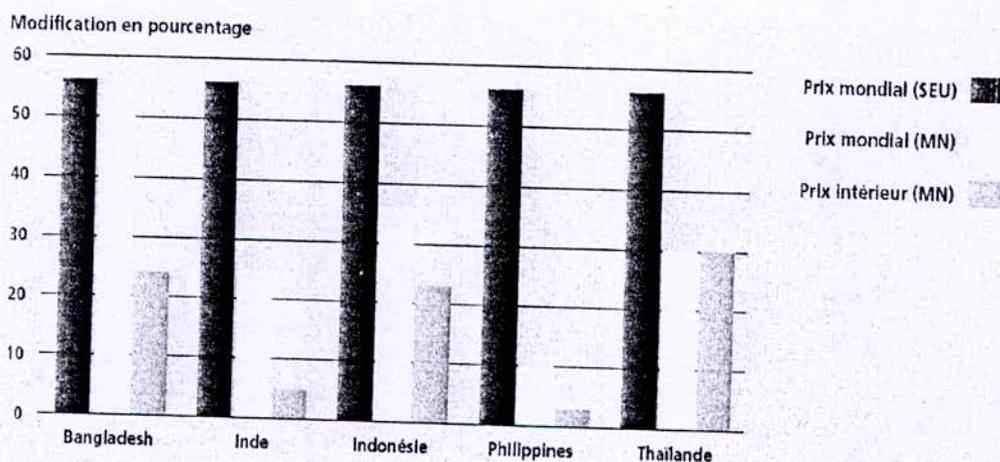


Fig.3 : Évolution des prix du riz en termes réels dans une sélection de pays asiatiques, octobre/décembre 2003 à octobre/décembre 2007

Quand le degré de transmission des prix est faible, il ne faut pas pour autant en conclure que la hausse des prix n'a pas été ressentie par les consommateurs. Les prix ont augmenté de 25 à 30 pour cent au Bangladesh, en Inde et au Pakistan. En outre, les cours mondiaux ont enregistré une forte poussée supplémentaire au premier trimestre de 2008 et presque doublé entre décembre 2007 et mars 2008, entraînant des hausses substantielles des prix sur de nombreux marchés intérieurs. Au Bangladesh, les prix de gros ont progressé de 38 pour cent au cours du premier trimestre de 2008.

Aux Philippines et en Inde, les prix se sont également considérablement envolés au cours de cette période. Les mesures prises pour faire face à la flambée des prix sont examinées ci-après et illustrées dans la Figure n°3. La Première partie de ce rapport contient une analyse approfondie des répercussions de la hausse des prix des denrées sur la sécurité alimentaire. Pour les ménages les plus pauvres, le budget alimentaire représente généralement la moitié des dépenses totales, voire souvent plus. Il s'ensuit que les hausses des prix des produits alimentaires peuvent avoir des retombées majeures sur le bien-être et la nutrition.

Par ailleurs, les cours mondiaux des métaux de base ont enregistré, durant ces dernières années plusieurs fluctuations, notamment pour le cuivre, en rapport avec l'évolution de l'activité économique mondiale. Ainsi, les prix mondiaux du cuivre ont augmenté de pour atteindre les 8500 \$US la tonne au début de la l'année 2008 (Fig.4), puis ont marque une baisse continue à partir du deuxième semestre de la même année. Cette évolution est due, en particulier, à la variation des niveaux des stocks (effet inverse) et de celle de la demande (généralement aux Etats-Unis et en Chine).

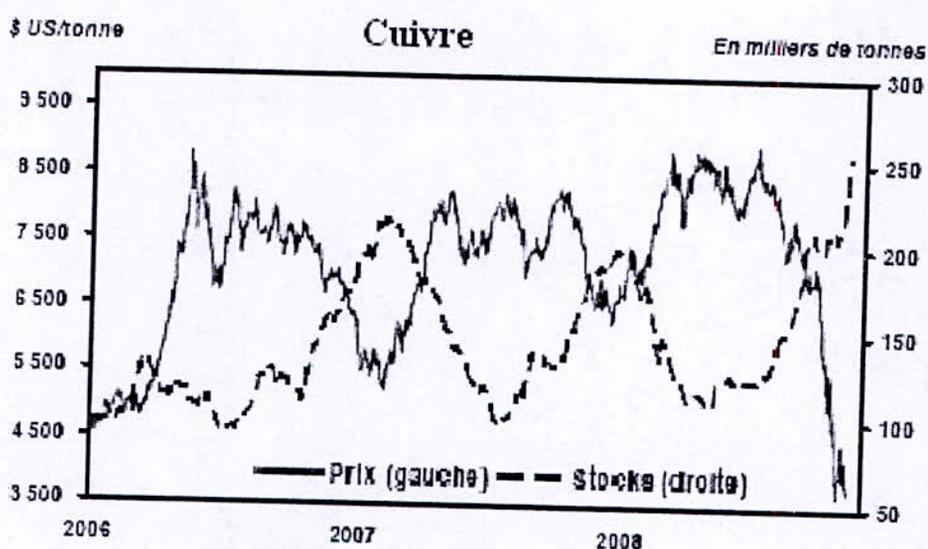


Fig.4 : évolution des prix du Cuivre. *Source : www.desjrdins.com/économie*

Concernant les métaux précieux, l'Or et la l'argent, dont les prix évoluent de façon très proches (même tendance). Ils ont marqué une croissance continue jusqu'à la fin du premier semestre et début du deuxième où les prix ont commencé à chuter, une chute qui a été plus aigu pour l'argent qui a fait un recule de près de 50% de son prix en un espace de quelques mois (de 20 \$US/Once à 10 \$US/Once). Cette baisse a été fortement atténuée par la baisse observée dans la même période de la même année, sous l'effet du ralentissement de la demande.

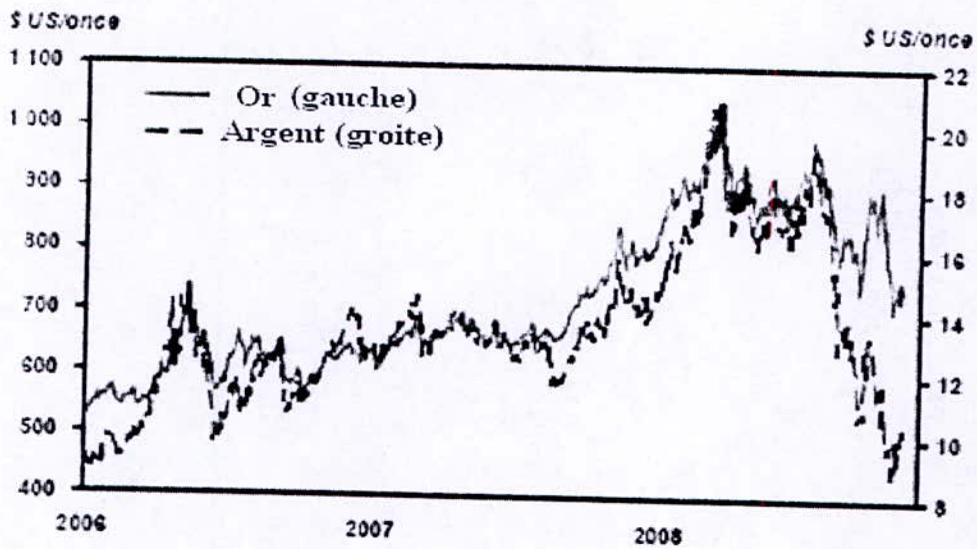


Fig.5 : évolution des prix de l'Or et l'Argent. *Source : www.desjrdins.com/économie*

Pour sa part, le marché de l'Aluminium a marqué lui aussi une fluctuation de les prix très importante, où les prix ont marqué un saut de près 20% au début de l'année 2008, bénéficiant d'une demande accrue dans les principaux pays consommateurs, puis une fluctuation entre 2800 et 3300 \$US/tonne, suivie d'une chute allant jusqu'à la fin de la même année, accompagnée d'une augmentation dans les niveaux des stocks.

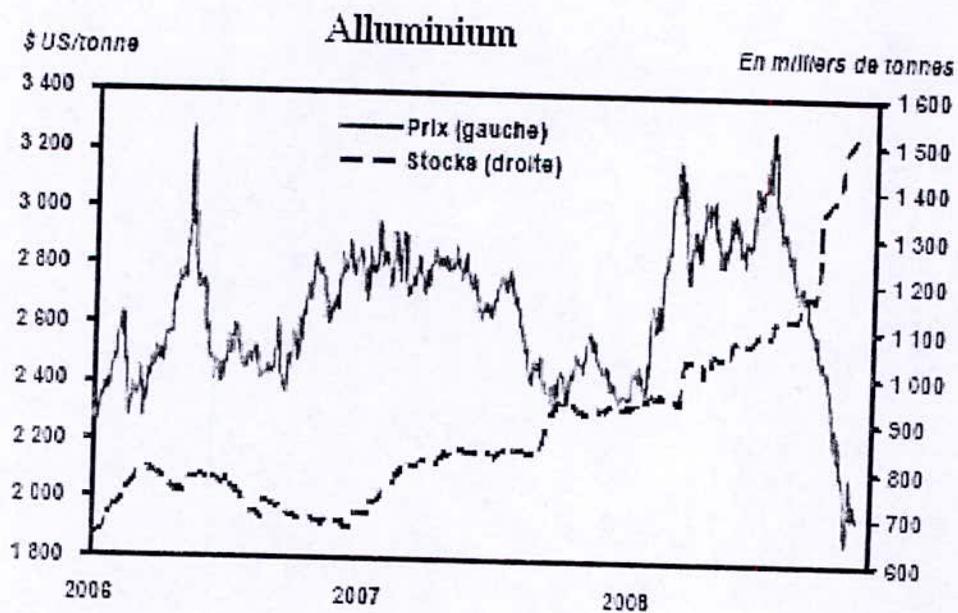


Fig.6 : évolution des prix de l'Aluminium. *Source : www.desjrdins.com/économie*

Chapitre IV :
LES ENERGIES FOSSILES

Chapitre IV :

Les Energies Fossiles

1. Définition :

Avant de parler des énergies fossiles, il serait utile d'abord d'expliquer le sens de ces fameuses "réserves de pétrole". On appelle par le terme "Ressource" les volumes d'hydrocarbures en place, c'est une donnée géologique, qui ne fait intervenir aucune considération technique ou économique. C'est en plus clair : la quantité de pétrole présente dans le sous sol. Les réserves désignent la partie techniquement et économiquement exploitable de ces ressources : c'est donc, le volume de pétrole qui pourra être extrait des gisements par l'industrie pétrolière, avec les techniques actuelles, dans le cadre d'un investissement rentable.

Plusieurs systèmes de classification coexistent avec des nuances de définition, mais de manière générale, on peut distinguer en fonction des conditions économiques d'exploitation des gisements ^[5]:

- les réserves courantes situées dans les gisements exploités, donc rentables ;
- les ressources contingentes situées dans des accumulations découvertes mais dont la rentabilité n'est pas encore prouvée ;
- les ressources potentielles dans des accumulations restant à découvrir.

L'estimation de ces réserves est un processus complexe et il n'y a pas de certitude en la matière, la définition des réserves repose donc sur des notions probabilistes.

Les « réserves prouvées » désignent les volumes de pétrole que l'on pourra extraire avec les techniques actuelles et dans les conditions économiques courantes avec une probabilité supérieure à 90%. Elles sont parfois appelées P90 ou 1P. Pour un même gisement, on évalue également des réserves « probables » (P50 ou 2P) et des réserves « possibles » (P10 ou 3P). Les réserves publiées par les opérateurs pétroliers aux USA correspondent à la seule première ligne (les réserves prouvées), mais ailleurs dans le monde la notion de "réserve", sans autre précision, signifie généralement l'addition de 100% des réserves prouvées, de 50% des réserves probables, et de 25% des réserves possibles. Ces deux dernières classes de réserves correspondent soit à du pétrole dont la découverte n'a pas encore eu lieu, mais qui est

considérée comme plus ou moins probable, soit à des réévaluations du potentiel de réservoirs déjà découverts, parce que les technologies se sont améliorées ou la taille du gisement a été réévaluée.

Les réserves prouvées font l'objet d'une évaluation prudente et bien souvent, les volumes de pétrole extrait "in fine" des gisements sont plus proches des réserves probables estimées initialement que des réserves prouvées.

Notons aussi que les réserves dépendent de manière cruciale du taux de récupération, c'est-à-dire du rapport entre le pétrole présent dans le réservoir au début de l'exploitation, et la partie qu'il sera possible de remonter du début à la fin de l'exploitation.

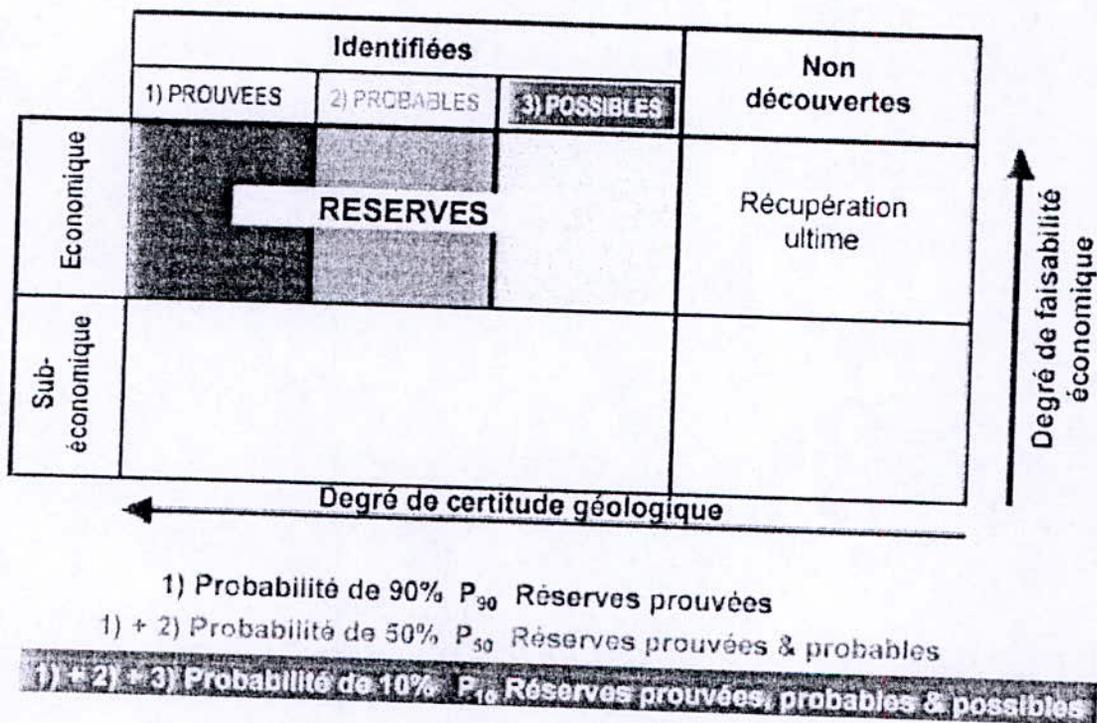


Fig.7 : les classification des réserves

Les réserves prouvées, qui sont les seules à être publiées, ne désignent donc pas ce qui reste encore sous terre, mais seulement la fraction de ce pétrole sous terre, qui porte le nom de ressource en place, que nous pensons pouvoir faire sortir avec les techniques disponibles aujourd'hui (ou dans un futur proche) et dans des conditions économiques favorables (en clair que le coût d'extraction ne soit pas supérieur au prix de vente présent ou futur). Une réserve prouvée est donc une notion subjective par nature.

Si l'on essaye de se représenter l'ensemble des ressources pétrolières, on peut d'abord faire la distinction entre pétrole conventionnel et pétrole non conventionnel (Le pétrole conventionnel est généralement défini comme « pouvant être produit dans des conditions techniques et économiques satisfaisantes ». La part de ce type de produit dans la production mondiale se situe autour de 90%, de 94% pour l'AIE à 80% pour l'ASPO. A cette catégorie s'ajoute le pétrole subventionnement, dont font partie les gisements offshore profonds et polaires. Enfin, les pétroles non conventionnels désignent les pétroles dégradés par oxydation de l'air ou dont le processus de genèse fut incomplet, et dont la rentabilité d'exploitation, économique et énergétique, est plus incertaine (huiles extra lourdes, sables asphaltiques, schistes bitumineux).

Les taux de récupération, i.e. la fraction des ressources en place qui pourra être extrait grâce aux techniques actuelles, est en moyenne de 30 à 35% pour les ressources conventionnelles et de 15% pour le non conventionnel, la fraction restante (NON RECUPERABLE sur le schéma qui suit) étant a priori destinée à rester à jamais au fond du gisement. La part récupérable se décompose alors en ce qui a déjà été extrait du sol (CONSOMMEES), les réserves prouvées (PROUVEES), le pétrole récupérable qui proviendra de la réévaluation du contenu de gisements connus (REEVALUATIONS) et enfin, le pétrole récupérable qui sera issu de champs qui n'ont pas encore été découverts à ce jour (A DECOUVRIR). Les réserves de pétrole non conventionnel sont bien moins connues et les réserves potentielles (POTENTIELLES), i.e. tout le pétrole que l'on pourra récupérer à partir de ces ressources, sont estimées à 600 milliards de baril.

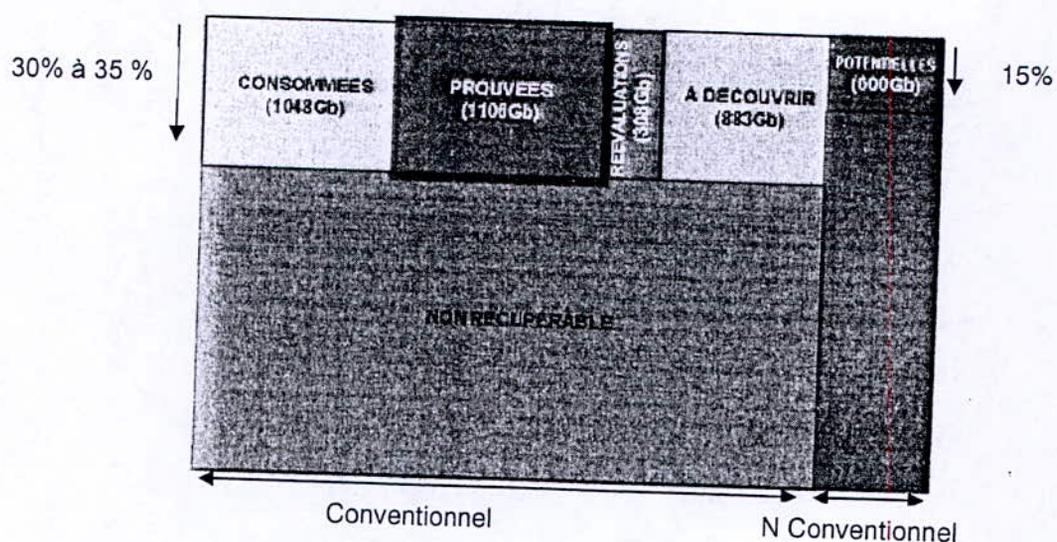


Fig.8: une décomposition des ressources en place de pétrole [6] & [7].

2. Historique

Le classement des producteurs reflète cette inégale répartition : le Moyen-Orient assure 30,9 % de la production mondiale. Cependant, la Russie, en augmentant progressivement sa production, parvient aujourd'hui à concurrencer l'Arabie saoudite, qui demeure pourtant le premier exportateur, devant la Norvège et... la Russie. Les États-Unis, qui forment avec l'Arabie saoudite et la Russie le trio de tête des producteurs, réservent leur production à leur propre consommation (tout en important massivement). Viennent ensuite l'Iran, le Mexique, le Venezuela, la Chine, la Norvège et le Royaume-Uni. Du côté des consommateurs, l'Amérique du Nord et l'Europe occidentale absorbent plus de la moitié du pétrole utilisé dans le monde. Les États-Unis ont toujours été les plus gourmands : ils en consomment un quart à eux seuls. Un autre quart est consommé par les pays asiatiques (Chine en tête).

Notons aussi que les réserves dépendent de manière cruciale du taux de récupération, c'est-à-dire du rapport entre le pétrole présent dans le réservoir au début de l'exploitation, et la partie qu'il sera possible de remonter du début à la fin de l'exploitation.

Les réserves prouvées, qui sont les seules à être publiées, ne désignent donc pas ce qui reste encore sous terre, mais seulement la fraction de ce pétrole sous terre, qui porte le nom de ressource en place, que nous pensons pouvoir faire sortir avec les techniques disponibles aujourd'hui (ou dans un futur proche) et dans des conditions économiques favorables (en clair que le coût d'extraction ne soit pas supérieur au prix de vente présent ou futur). Une réserve prouvée est donc une notion subjective par nature.

• **Le pic de Hubbert**

En 1956, un géologue, appelé King Hubbert, annonça lors d'un meeting de l'American Petroleum Institute que la production pétrolière des États-Unis, la plus importante à cette époque, allait croître et passer par un maximum dans les années 1970, puis décliner inexorablement ensuite, et il serait aussi le cas pour la production mondiale dans les années 2002. ^[8]

Son analyse reposait sur une modélisation de la production pétrolière au niveau d'un gisement par une courbe gaussienne. Sa prévision s'est avérée exacte pour les États-Unis, ce qui lui a valu de donner son nom au pic de production mondiale de pétrole : le fameux « pic de Hubbert », parfois appelé « Peak Oil ». Si Hubbert paraît avoir eu la main moins heureuse

pour l'estimation de la date du pic de production mondiale, certains de ses successeurs n'hésitent pas à dire que sans les deux chocs pétroliers des années 70 - et les réductions de demande qui ont suivi - le géologue américain aurait sans doute vu juste.

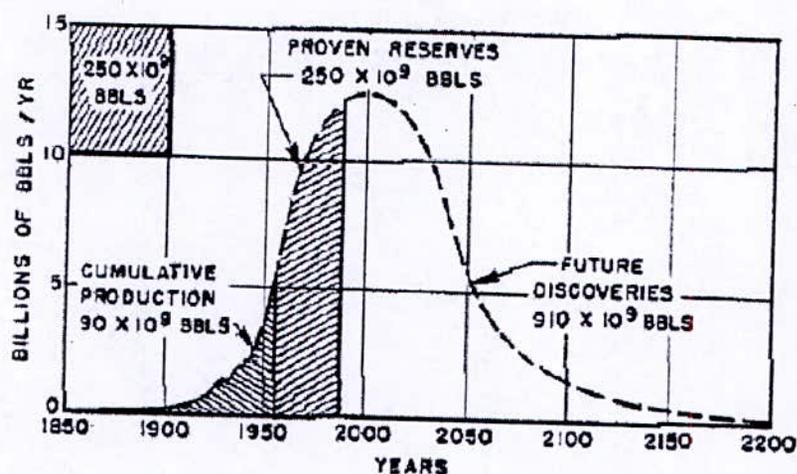


Fig.9 : prévision faite par Hubbert pour la production mondiale de pétrole en 1956

3. Les réserves mondiales du pétrole

L'une des études les plus récentes en la matière est celle publiée par la revue « Bp Statistical Review of World Energy » en Juin 2008, Selon ses statistiques, les réserves mondiales prouvées du pétrole s'élevaient à près de 1237.9 Milliards de baril, le Moyen-Orient concentrait à lui seul près de 61% du total mondial avec près de 755.3 Milliards de baril dont l'Arabie saoudite qui en possédait plus du cinquième (21.3%) des ressources mondiales avec un 264.2 Mrds de baril.

Au deuxième rang des régions pétrolières se trouvait l'Europe et l'EurAsie avec près de 11.6% (111,2 Mrds b) des réserves, dont 6.4% à la Russie et au troisième rang se trouvait l'Afrique qui totalisait près de 9,5% des réserves, dont 3.3%, 2.9% et 1.0% des réserves étaient déterminées par la Libye, le Nigeria et l'Algérie respectivement.

L'Amérique latine occupait le quatrième rang avec 9% (69,3 Mrds b) des réserves, dont 7,0 % au seul Venezuela. Suivie de l'Amérique du Nord avec 5.6% des réserves dont 2,4 % aux Etats-Unis, 2.2% au Canada et 1.0% au Mexique. Au dernier rang se trouve l'Asie Pacifique avec seulement 3.3% (40,8 Mrds b) dont la chine qui détient 1.3% des réserves.

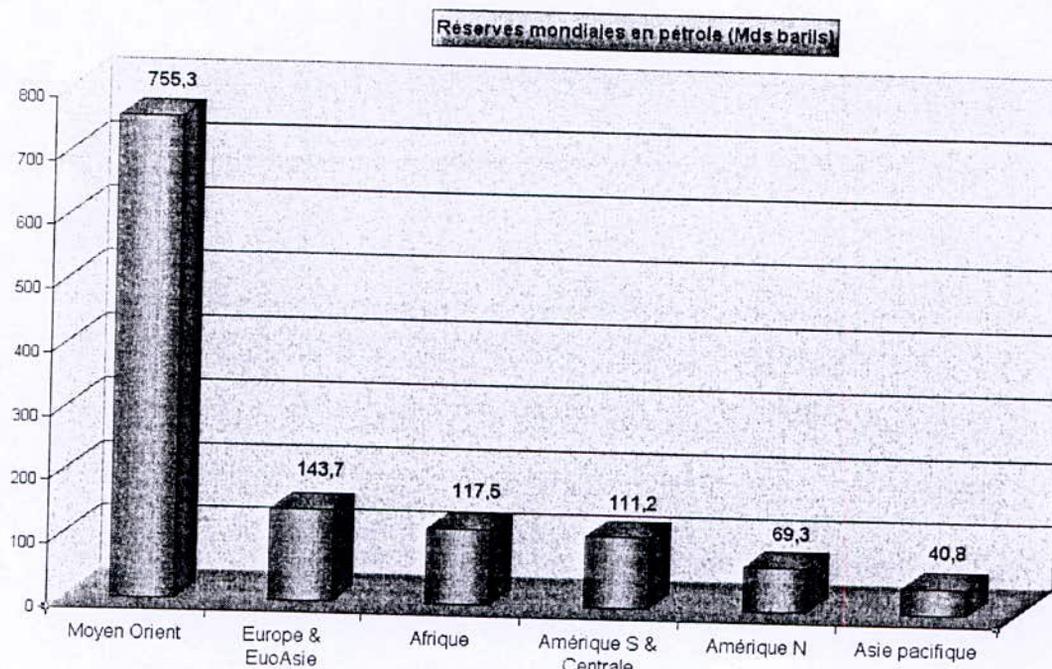


Fig. 10: Réserves mondiales prouvées à la fin 2007 (Mds barils).^[9]

Le graphique suivant montre l'évolution de la répartition mondiale (en pourcentage) des réserves prouvées de pétrole brut au années 1987, 1997 et 2007, dans les différents continents du monde. A travers les trois dernières décennies les estimations des réserves ont évoluées, en passant de 910,2 Milliards de barils en 1987 à 1069,2 Milliards de barils en 1997 et puis à 1237.9 Milliards de barils en fin 2007. Cette évolution s'explique par les différentes découvertes réalisées à travers le monde. On note aussi que le classement des grand pays producteurs n'a pas changé.

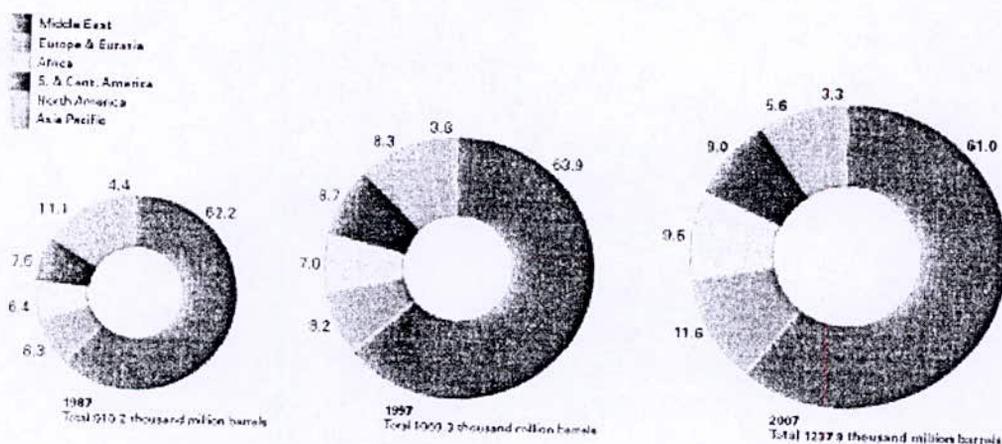


Fig. 11 : Répartition des réserves mondiales prouvées en 1987, 1997 et 2007 (en %).^[9]

L'évolution globale de la production mondiale en pétrole suit une allure plus ou moins croissante, ceci s'explique par la demande croissante d'énergie et la tendance des pays producteurs à la satisfaire et en bénéficier d'une plus grande part du marché et par la stabilité moyenne dans la production de certaines régions du monde tel le cas dans l'Amérique centrale et du sud, ainsi qu'une diminution en Amérique du Nord.

La production mondiale en pétrole a baissée de près de 0,2 % ce qui est équivalent à 130000 b/j, passant de 81,659 Million de barils/j en 2006 à près de 81,533 Million de barils/j en fin 2007. la production de l'OCDE a marqué encore une fois une baisse de près de 1,3 %, dû à une baisse au Mexique et à la Norvège de plus de 200000 barils/j chacune. Contrairement à cela, l'ex URSS a marquée une augmentation dans la production de près de 3,9 %, ce qui équivalent à 500000 b/j, dont 200000 b/j en Russie et en Azerbaïdjan.

L'une des techniques les utilisées pour déterminer le pick-oil consiste à calculer le rapport des quantités de réserves sur le production (R/P) dans la même année, le resultat donne le nombre d'années qui reste avant l'épuisement total des réserves. En 2007, le rapport R/P mondial était évalué à 41,6 ans, il a marqué une stabilité durant les deux dernières années, alors que le niveau des réserves mondiales a chuté de près de 1,6 Mrds de barils en 2007 ce qui était dû au declin marqué au Mexique, Syrie, Qatar et Norvège, compensée en partie par une hausse au Bresil, Egypte et Russie. Ce rapport (R/P) n'est pas le même partout, mais change d'une région à une autre, Il correspond à plus de 82 ans de réserves (avec le niveau de production actuel) pour le Moyen-Orient, à plus de 45,8 ans pour l'Amérique centrale et latin et à 31 ans pour l'Afrique. Loin derrière, se placent l'Asie pacifique et l'Amérique du Nord avec 13,9 et 13,8 ans respectivement.

Le classement des consommateurs reflète une inégale répartition du moment où le Moyen-Orient qui assure 61 % de la production mondiale n'en consomme que 7.4% de la consommation totale mondiale. Les pays asiatiques (Chine en tête) et les Etat Unis détiennent la plus grande part de consommation avec respectivement 30.0% (25,444 Million de barils/j) et 28,7% (25,024 Million de barils/j) de la consommation totale. La consommation pétrolière mondiale a augmenté avec près de 1mmb/j en 2007. la consommation de l'OCDE a baissé de près de 400.000 b/j.

4. Les réserves du gaz naturel

Les réserves de gaz naturel ont atteint en fin 2007 près de 177,36 trillion de m^3 dont plus 41 % dans Moyen Orient et 33,5% dans l'Euopre et l'Europe-Asie. Selon ces statistiques, il nous reste un peu plus de 60 ans de réserves avec, biensur, le même rythme de consommation actuelle. L'Algerie détienne près de 2,5% des réserves mondiales, et il lui reste donc 54 ans avant d'épuiser ses réserves.

Ces données montrent le grand rôle que joue le Moyen Orient dans dans ce domaine comme étant le plus grand fournisseur de gaz, il explique aussi le sens du marche du gaz naturel. La Russie, qui détienne la plus grande part des réserves (classement par pays) avec 25% des réserves mondiale, impose son poids sur marché celui lui permet d'être intouchable (cas de sa guere avec Giorgie)

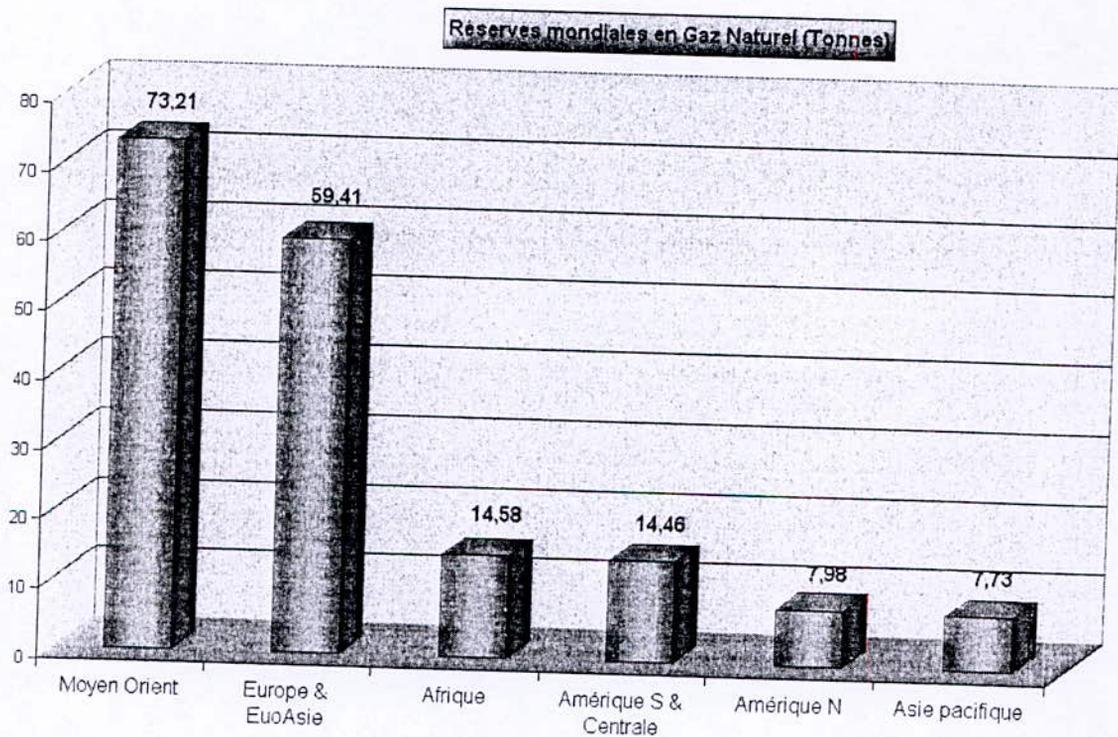


Fig. 12: la répartition des réserves prouvées de gaz naturel en fin 2007 par régions (tonnes).

En plus claire, la figure n°12 montre la part de réserves de chaque région dans monde, nous nous constatant que l'Amérique du Nord ainsi que l'Amérique du Sud et Centrale sont à la dernière position en terme de réserves gazières avec seulement 7.98 trillion de m^3 et 7.73 trillion de m^3 respectivement.

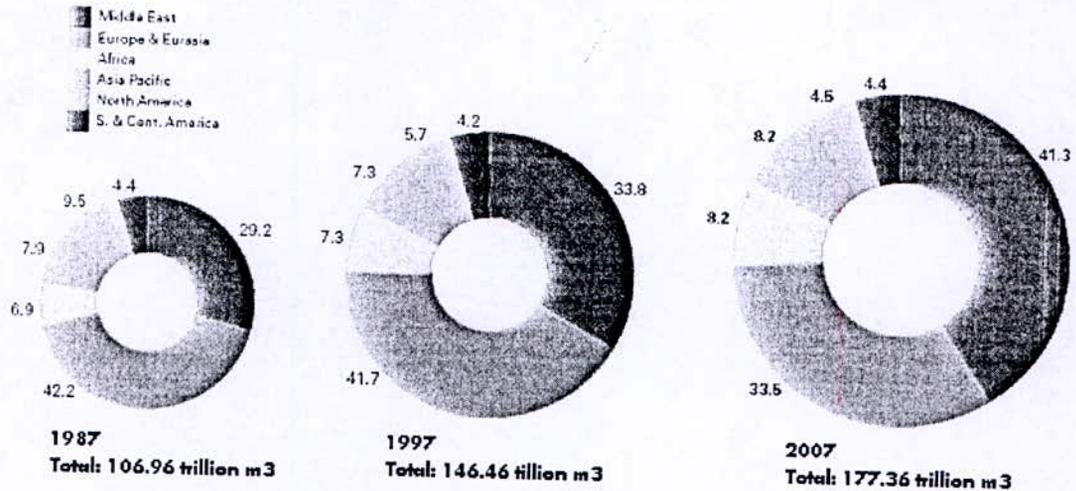


Fig. 13 : Les réserves mondiales prouvées en G.N. entre 1987, 1997 et 2007 (en %).^[9]

5. Les réserves du Charbon:

Le charbon est le résultat de la décomposition de matières organiques végétales. Il est constitué de matières organiques et du carbone dont la teneur est fondamentale dans le pouvoir calorifique. On distingue différentes qualités de charbons : houille, lignite, anthracite,... ce dernier est le combustible le plus riche en carbone (>90%) et celui qui libère le plus d'énergie (9 kWh/kg). Déjà au XIX siècle, Il devint la source énergétique vitale grâce à l'invention de la machine à vapeur. De nos jours, il reste encore une importante source énergétique dans le monde et redevient même un combustible d'avenir.

Les réserves mondiales de charbon sont estimées à plus de 1 000 milliards de tonnes, elles sont beaucoup plus importantes que les réserves pétrolières et gazières réunies et, fait notable, les pays en voie de développement dits à économies émergentes et à fortes populations (Chine, Inde,...) en sont particulièrement pourvus. Il faut noter aussi que le charbon est plutôt mieux réparti à la surface de la terre que le pétrole.

La consommation mondiale du charbon ne cesse d'augmenter. En 2008, elle a atteint 2.38 milliards de tep dont 40 % dans les pays asiatiques à économies émergentes (dont 27.7 % pour la Chine et 7.5 % pour l'Inde). La performance particulière réalisée par la Chine mérite d'être relatée: en 2002, ce pays a augmenté de 28.3 % sa production de charbon. Actuellement, c'est le deuxième plus gros consommateur d'énergie du monde, le charbon couvre quelque 66% des ses besoins énergétiques. Les États-Unis et l'Europe de l'Ouest, ensemble, représentent 32 % de la consommation mondiale.

Si la demande en électricité permet d'expliquer la hausse de la demande et des prix du charbon dans l'OCDE, pourquoi cette hausse des prix du charbon a-t-elle été si forte en 2007 et en 2008. Dans la mesure où le charbon est disponible à travers le monde, le charbon a de nouveau affiché la croissance la plus rapide parmi les différentes énergies en 2007, la consommation progressant de 4,5%. Plus de 50% de la hausse de la consommation mondiale d'énergie primaire sont à mettre au compte du charbon, et plus de 70% de cette hausse proviennent de la Chine. Par conséquent, près de 40% de la hausse de la consommation mondiale d'énergie primaire sont à mettre au compte d'une seule source d'énergie et d'un seul pays.

Comme la croissance du PIB et de la consommation d'énergie primaire, la hausse de la consommation de Charbon a ralenti en 2007. La poussée de la croissance aux États-Unis (1,4%) a été neutralisée par le recul enregistré dans l'UE, l'ex-Union soviétique et au Moyen Orient. La consommation mondiale a ralenti en raison du taux de croissance affiché par la Chine (7,9 %), son plus faible taux, en pourcentage comme en volume, depuis 2002.

Chapitre V :
LES ENERGIES RENOUVELABLES

Chapitre V :

Les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables ont été depuis très longtemps connues par l'homme. Mais, négligées de part leur faibles compétitivité en terme de coût par rapport aux énergies fossiles. Aujourd'hui, de part les contraintes qui défavorisent l'utilisation de ces dernières (l'enchérissement des prix du pétrole, les problèmes des changements climatiques et l'épuisement des réserves fossiles) et qui favorise, donc, l'exploitation des EnR, ces dernières, lentement, trouvent des applications adaptées et économiquement viables dans de multiples domaines. Elles occupent, de plus en plus, une place (plus ou moins grande) dans le mix énergétique de plusieurs pays du monde.

D'une façon générale, les énergies renouvelables, comme leur nom l'indique, sont des énergies dont les sources sont illimitées. On peut citer certains exemples comme l'eau des rivières faisant tourner les turbines d'un barrage hydroélectrique ; le vent brassant les pales d'une éolienne ; la lumière solaire excitant les photopiles ; mais aussi l'eau chaude des profondeurs de la terre alimentant des réseaux de chauffage. Sans oublier ces végétaux, comme la canne à sucre ou le colza, grâce auxquels on peut produire des carburants automobiles ou des combustibles pour des chaudières très performantes. En plus de leur caractère illimité, ces sources d'énergie sont peu ou pas polluantes. Le solaire, l'éolien, l'eau et la géothermie ne rejettent aucune pollution lorsqu'elles produisent de l'énergie. La combustion de la biomasse génère certains gaz polluants, mais en bien moindre quantité que des carburants fossiles, tels que le charbon ou le fioul.

Globalement, la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité reste encore faible. Selon les statistiques sur la production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde (réalisé par l'Observatoire des Énergies Renouvelables et EDF), 20 % du courant produit sur la planète est d'origine renouvelable. L'essentiel étant toujours issu des combustibles fossiles, tels que le pétrole ou le charbon (66,2 %) et par l'énergie nucléaire (15,0 %). Ce chiffre encourageant (20%), englobe toutes les sources renouvelables et masque la grande disparité entre ces dernières. En effet, l'hydroélectricité, à elle seule, génère 98,0 % de l'électricité issue des ER. Les utilisations de la biomasse produisent 5,7 % du courant mondial "vert", la géothermie 1,7 %, l'éolien 3,5 % et les techniques solaires y contribuent seulement pour 0,2 %.

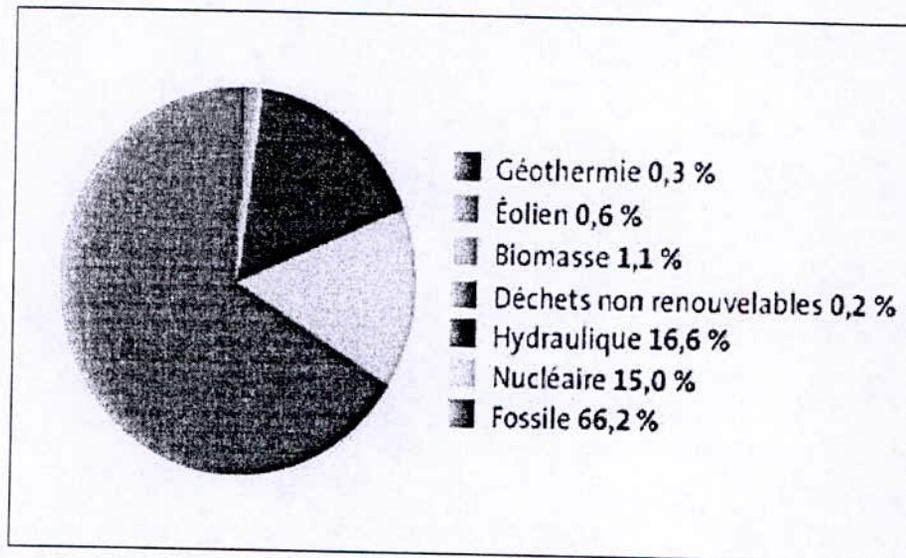


Fig.14 : Structure de la production d'électricité, (2006) ^[10].

Toutefois, ces grandes masses sont extrêmement variables d'un pays à l'autre. Tout est, en effet, fonction des gisements d'ER. Ainsi, 99,2 % de l'électricité de Norvège (pays de montagnes et d'eau) est générée par les barrages. Quelle ironie pour un pays par ailleurs producteur de pétrole ! À l'inverse, les Pays-Bas, nation ô combien sensible aux questions environnementales, utilisent très marginalement les ER pour produire leur courant (moins de 5 %). Cependant, un pays comme l'Algérie, qui possède un énorme gisement d'énergie solaire (le plus important de tout le bassin méditerranéen), un grand nombre de sources thermales (200 sources), ainsi que de nombreuses autres sources, ne s'investit que dans l'hydraulique pour la production de l'électricité industrielle (seulement 0,6%).

De nombreuses raisons expliquent de telles disparités. D'abord, l'intérêt pour les ER est relativement récent. Avant le soit disant "choc pétrolier" de 1973, aucun des pays industrialisés ne s'intéressait aux énergies alternatives. Chacun exploitait les sources d'énergies les plus faciles dont il disposait : le charbon en Grande-Bretagne, le pétrole aux États-Unis, le lignite en Allemagne, le gaz aux Pays-Bas. Ce n'est qu'à partir du moment où le prix des hydrocarbures a quadruplé en quelques mois, que les États industrialisés (les plus gros consommateurs de pétrole) ont commencé à se tourner vers des énergies alternatives.

Cet intérêt récent explique les nombreux handicaps dont souffrent les technologies utilisant les ER (retard dans le développement et la maîtrise des technologies ER par rapport à celle des énergies fossiles). Mais, encore faudra-t-il et c'est là le dernier défi que devront relever les promoteurs des ER faire accepter aux populations ces nouvelles installations énergétiques.

Car mêmes propres, les éoliennes ont parfois du mal à être implantées dans certaines régions. Ces deux dernières décennies, les ER étaient surtout utilisées pour alimenter des sites isolés (montagne ou zone désertique, ex : projets " villages solaires" lancé par l'Algérie dans le sud) ou dans des pays où la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables était subventionnée (cas de la Californie). Aujourd'hui, le "carburant" de ces énergies propres est tout autre, puisque c'est de la protection du climat dont il s'agit. Du fait du protocole de Kyoto, les pays les plus industrialisés doivent réduire (au plus tard en 2012) leurs émissions de gaz à effet de serre (GES) de 5 % par rapport à leurs rejets de 1990 (l'Union européenne à même lancé un défi de réduire de 20% ses émission en GES d'ici 2020). Le problème dans tout ça, c'est que dans le même temps, la consommation d'énergie ne cesse de cloître et selon tout les scénarii elle encore va croître, il est donc indispensable d'avoir, massivement, recours aux énergies renouvelables.

a) L'Énergie Hydraulique^[10] :

L'énergie hydraulique participe avec plus de 16% dans la production d'énergie électrique, elle occupe la première place sur l'ensemble des EnR (98%). Son principe est très simple, l'énergie mécanique de l'eau entraîne la roue d'une turbine qui à son tour entraîne un alternateur, ce dernier transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. La puissance disponible dépend de deux facteurs : la hauteur de la chute d'eau et le débit de l'eau.

Principaux pays producteurs en hydroélectricité – 2006		
PAYS	PRODUCTION 2006 (TWh)	PART PROD. MONDIALE
Chine	443,2	14,1 %
Canada	355,4	11,3 %
Brésil	347,8	11,1 %
États-Unis	307,8	9,8 %
Russie	169,6	5,4 %
Norvège	119,8	3,8 %
Inde	112,2	3,6 %
Japon	97,5	3,1 %
Suède	61,7	2,0 %
France	61,1	1,9 %
Reste du monde	1 061,1	33,8 %
Monde	3 137,3	100,0 %

Tab.1 : Les principaux pays producteurs en hydroélectricité dans le monde (2006).

En 2006, la production mondiale en hydraulique avait atteint 3137 TWh, partagée en grande partie entre les grands pays producteurs de cette énergie tel que : la chine (14,1%), le canada (11,3%), le Brésil (11,1%) et les Etats-Unis (9,8%), ainsi que d'autres pays. Le tableau ci-dessus montre les principaux pays producteurs en hydroélectricité pour l'année 2006.

b) L'Énergie Solaire^[10]

Le principe du photovoltaïque est simple. Les rayons du soleil excitent les électrons abrités dans les photopiles de silicium (panneaux solaires), ils entrent en mouvement et produisent de l'électricité. L'énergie solaire photovoltaïque est surtout utilisée pour la fourniture d'électricité dans les sites isolés (tel que le projet d'alimentation des villages du sud en Algérie).

À la différence du solaire photovoltaïque, le solaire thermique ne produit pas d'électricité mais de la chaleur. Grâce à de grands panneaux sombres dans lesquels circulent de l'eau, on récupère la chaleur du soleil pour chauffer l'eau. Cela permet notamment d'alimenter des chauffe-eau solaires.

La production mondiale en énergie solaire n'a pas cessé de croître. En 2006, elle a atteint 5,9 TWh. dont les principaux pays producteurs sont Allemagne (33,8%), le Japon (31,9%) et les Etats-Unis (18 %)

Principaux pays producteurs d'électricité solaire – 2006		
PAYS COUNTRIES	PRODUCTION 2006 (TWh)	PART PROD. MONDIALE SHARE WORLD PROD.
Allemagne/Germany	2,000	33,8 %
Japon/Japan	1,886	31,9 %
États-Unis/United States	1,066	18,0 %
Inde/India	0,114	1,9 %
Australie/Australia	0,107	1,8 %
Espagne/Spain	0,105	1,8 %
Chine/China	0,078	1,3 %
Italie/Italy	0,063	1,1 %
Pays-Bas/Netherlands	0,046	0,8 %
Mexique/Mexico	0,035	0,6 %
Reste du monde/Rest of the world	0,409	6,9 %
Monde/World	5,909	100,0 %

Tab.2 : Les principaux pays producteurs en de l'électricité solaire dans le monde (2006).

c) L'Énergie Éolienne ^[10]

C'est un principe vieux comme les moulins à vent. Le vent fait tourner les pales qui sont elles mêmes couplées à un rotor et à une génératrice. Lorsque le vent est suffisamment fort (15 km/h minimum), les pales tournent et entraînent la génératrice qui produit de l'électricité. C'est le même principe que celui de notre bonne dynamo de vélo.

Il existe deux grandes catégories d'éoliennes : les aérogénérateurs domestiques de faible puissance qui fournissent en électricité des sites isolés, pour des besoins individuels ou de petits réseaux collectifs ; et les éoliennes de grandes puissances raccordées aux réseaux nationaux, dont les plus grandes ont une puissance aujourd'hui de 2 500 kW.

En 20 ans, la technologie de l'éolien a fortement progressé, ce qui a permis de diviser le coût de l'électricité d'origine éolienne par 7. Il y a 20 ans, une éolienne type mesurait 20 mètres de haut pour 10,5 m d'envergure des pales et une puissance de 23 kW. Aujourd'hui, les plus grandes éoliennes mesurent 80 mètres de haut et autant d'envergure, pour une puissance de 2,5 MW.

La production mondiale en énergie éolienne a atteint en 2006 plus de 122 TWh. partagée entre les principaux pays producteurs tel que l'Allemagne (24,9%), l'Espagne (19,6 %) et les Etats-Unis (15,2 %).

PAYS COUNTRIES	PRODUCTION 2006 (TWh)	PART PROD. MONDIALE SHARE WORLD PROD.
Allemagne/Germany	30,5	24,9 %
Espagne/Spain	24,0	19,6 %
États-Unis/United States	18,6	15,2 %
Inde/India	9,3	7,6 %
Danemark/Denmark	6,1	5,0 %
Royaume-Uni/United Kingdom	4,2	3,5 %
Italie/Italy	3,6	3,0 %
Chine/China	3,0	2,5 %
Pays-Bas/Netherlands	2,7	2,2 %
Reste du monde/Rest of the world	20,2	16,5 %
Monde/World	122,3	100,00 %

Tab.3 : Les principaux pays producteurs en de l'électricité éolienne dans le monde (2006).

Chapitre VI :
L'ENERGIE NUCLEAIRE

Les ressources conventionnelles en uranium connues aujourd'hui, incluant celles raisonnablement accessibles, sont supérieures à 4 millions de tonnes d'uranium. Si l'on considère les besoins actuels pour le parc électronucléaire mondial qui consomme annuellement environ 50 000 tonnes d'uranium naturel, les ressources conventionnelles représentent environ 50 ans d'approvisionnement. Si l'on y ajoute les gisements spéculatifs, mais pas encore assurés, ces ressources devraient être suffisantes pour quelque 200 ans.

La figure n°16 met en évidence les principaux pays producteurs en 2006. Le Canada reste le premier pays avec 25% du total mondial, en dépit d'une baisse significative. L'Australie est numéro deux et accuse également une baisse. Le Kazakhstan, en dépit d'une forte hausse de sa production est encore nettement distancé par les deux de tête. L'ambition de ce pays producteur est de devenir numéro un à un horizon assez proche (2010-2015). Suivent en numéros quatre et cinq le Niger et la Russie avec environ 3400 tU chacun. Dans les cinq suivants, on trouve par ordre de production décroissante, la Namibie, l'Ouzbékistan, les USA qui enregistrent une hausse relative très notable (1650 tU, soit +59 %), l'Ukraine et la Chine. Au niveau du pays producteur n° 10, la production passe sous la barre des 1000 tU/an. Ces dix premiers pays producteurs totalisent 95 % de la production mondiale. À la faveur de la hausse des prix, la course à la production va s'intensifier, notamment au sein de ce peloton de tête, où il existe des atouts significatifs pour accroître la production.

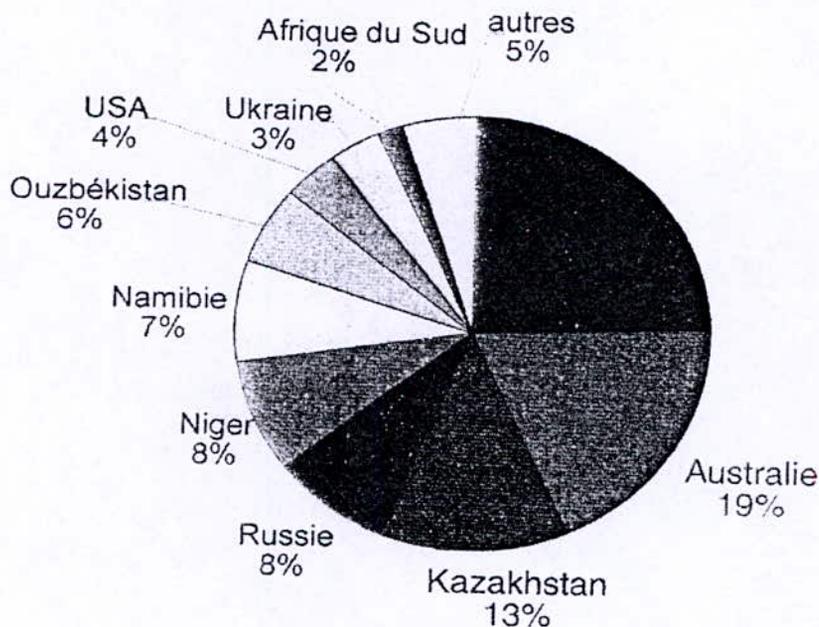


Fig.16 : les principaux pays producteurs en 2006 ^[12].

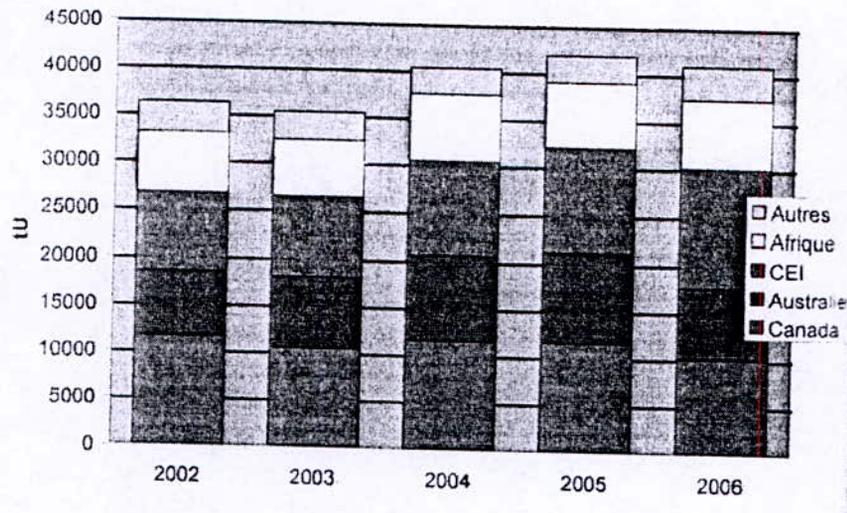


Fig. 17 : la production Uranium : tendance récente. ^[12]

Le prix spot de l'uranium est passé de moins de 10 US\$/lb U3O8 à fin 2002 (il était même descendu à 6.4 US\$ début 2001) à 133 US\$/lbU3O8 fin mai 2007. Une hausse de cette ampleur, sans doute la plus spectaculaire enregistrée par les matières premières dans cette période, ne pouvait laisser indifférent. On relève évidemment des interrogations et des inquiétudes du côté des utilisateurs, exploitants électriciens nucléaires, que les conditions passées et la rapidité de la hausse n'avaient pas préparés à envisager de payer leur uranium à de tels niveaux de prix (noter que si les prix spot sont au dessus de 130\$, les indicateurs de prise de contrat à long terme restent encore sous les 100\$ par livre d'U3O8).

De la part des non spécialistes de ce marché, on note plutôt perplexité et confusion, et d'aucuns en déduisent l'approche d'une raréfaction définitive des ressources en terre et concluent hâtivement qu'il n'y aura pas assez d'uranium pour alimenter une relance de l'électronucléaire. Du côté des producteurs en place, le sentiment qui prévaut est le soulagement, après des années de difficulté, et les plans de reprise de la production sont d'ores et déjà en cours de réalisation.

Finalement, on observe un regain d'intérêt enthousiaste de la part de nouveaux acteurs dont près de 450 sont apparus ces trois dernières années, et qui s'activent tant à des activités de prospection, que de promotion de projets de production autour d'anciennes découvertes, et même certains achètent des stocks de matières pour spéculer sur ce marché prometteur.

Aux premiers, il convient de répondre que cette réaction du marché avait été maintes fois annoncée, et que plus la période de dépression durait, ne laissant plus subsister qu'une infime capacité de réaction de la production minière, plus la probabilité d'une hausse brutale augmentait. Par ailleurs, les contrats signés antérieurement (figure 1) amortissent le choc des prix pour la plupart d'entre eux, tandis que la hausse permet de disposer des moyens nécessaires à la relance de la production, ce qui devrait à terme ramener les prix vers des niveaux plus raisonnables.

Aux seconds, il faut répondre de bien regarder les données des ressources en terre. Environ 70 ans de ressources identifiées au rythme actuel de consommation, plus presque le double en ressources spéculatives permettront de faire face à une sérieuse augmentation du parc électronucléaire mondial. En outre les activités d'exploration sont relancées partout dans le monde, et le niveau de prix atteint permet désormais de prendre en compte la totalité des ressources identifiées au lieu, comme précédemment, de la seule catégorie de coût la plus basse.

Aux troisièmes, et surtout aux quatrièmes, il faut rappeler qu'il est toujours nécessaire de raison garder, et que la renaissance de l'électronucléaire prendra peut-être un peu plus de temps que prédit dans les scénarii les plus ambitieux. Comme dans la mine d'uranium, il y eut des coupes sombres partout dans cette industrie qui est largement à rebâtir. Des programmes de production minière mal anticipés pourraient conduire à répéter le scénario de la fin des années 1970, soit un effondrement rapide des cours.

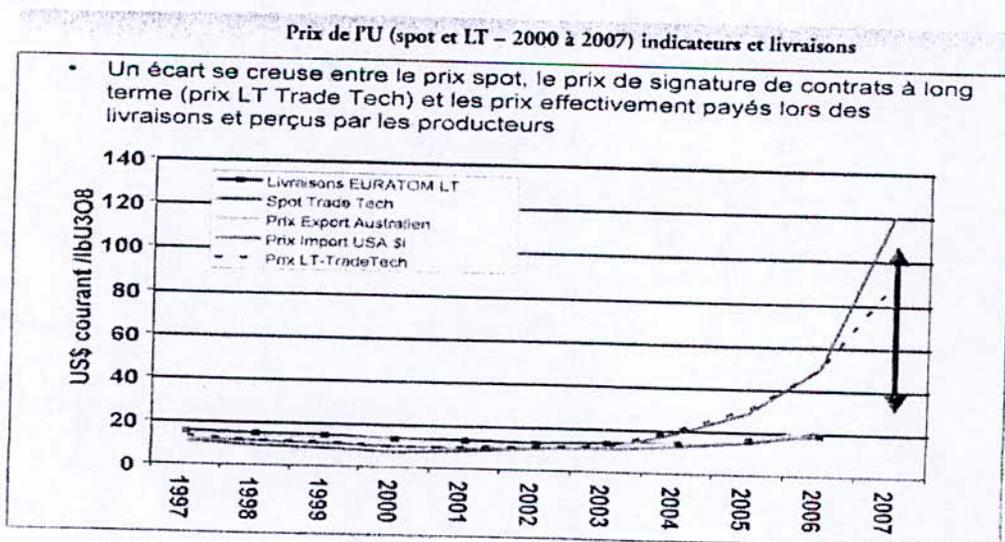
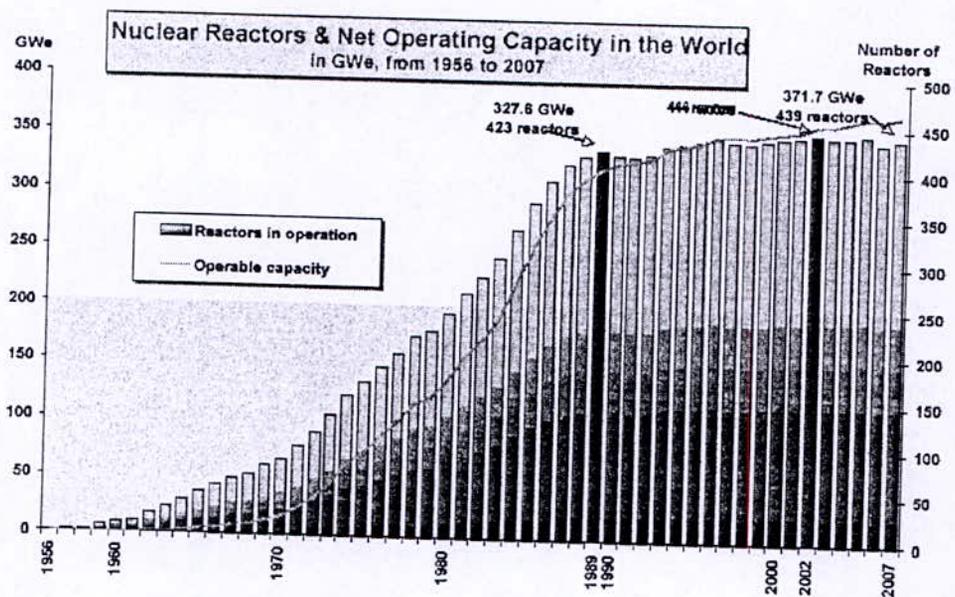


Fig. 18 : Prix de l'U (spot et LT - 2000 à 2007) indicateurs et livraisons.

À la fin 2007, il y avait 339 réacteurs nucléaires en exploitation dans le monde, cela représente une unité de moins qu'au moment de la publication de la version 2004 de l'État des lieux de l'industrie nucléaire dans le monde et cinq unités de moins que le niveau historique de 2002, qui totalisaient environ 372 gigawatts en termes de capacité de production d'électricité.

La capacité installée a augmenté plus rapidement que le nombre de réacteurs en exploitation du fait que les unités en cours de fermeture sont généralement plus petites que les nouvelles unités en construction et que l'on augmente la capacité dans nombre de centrales existantes.



© Mycle Schneider Consulting

Source: IAEA, PRIS, 2007, MSC

Fig. 19 : les unités de réacteurs en opération et les capacités dans le monde. [13]

Aux États-Unis, la Commission de la réglementation nucléaire (NRC) a approuvé 110 augmentations depuis 1977. Par conséquent, 4,700 gigawatts supplémentaires ont été ajoutés à la capacité nucléaire aux États Unis uniquement. Une tendance similaire au renforcement et à la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs existants peut être constatée en Europe. En l'absence de nouvelles constructions significatives, l'âge moyen des centrales nucléaires en exploitation dans le monde a augmenté de façon continue et correspond désormais à 23 ans. Cent dix-sept réacteurs au total ont été fermés de manière permanente, dont l'âge moyen correspondait à environ 22 ans. Depuis 2004, dix réacteurs ont été fermés (huit en 2006) et neuf ont été mis en service.

La capacité de la flotte globale a augmenté chaque année de près de 3 gigawatts entre les années 2000 et 2004, en grande partie par le biais d'augmentations de capacité; elle a ensuite, entre 2004 et 2007, enregistré des baisses pouvant atteindre 2 gigawatts par an, comparativement à l'augmentation nette globale de l'ensemble de la capacité de production d'électricité de quelque 135 gigawatts par an. L'énergie éolienne à elle seule a enregistré une augmentation annuelle moyenne de 13,3 gigawatts entre 2004 et 2006, plus de 6,5 fois les augmentations dans le secteur de l'énergie nucléaire. L'énergie nucléaire représente donc une part globale approximative de 1,5% de l'augmentation annuelle.

La production légèrement accrue de l'énergie nucléaire ne sera pas suffisante, tout au moins à court et moyen terme, pour préserver sa part actuelle de 16% dans la production d'énergie commerciale mondiale, ou 6% de l'énergie primaire commerciale (moins que l'énergie hydroélectrique à elle seule) ou environ 2 à 3% de la consommation finale d'énergie. Sur les 31 pays exploitant des centrales nucléaires, 21 ont vu la part du nucléaire dans la production d'électricité diminuer par rapport à l'année 2003. Les États-Unis, la France, le Japon, l'Allemagne, la Russie et la Corée du Sud produisent presque les trois quarts de l'électricité nucléaire mondiale.

La moitié des pays exploitant l'énergie nucléaire dans le monde, situés en Europe centrale et orientale, représentent plus d'un tiers de la production mondiale d'énergie nucléaire. En 1989, il y avait au total 177 réacteurs nucléaires en exploitation dans ce qui représente maintenant les 27 États membres de l'Union européenne. Ce nombre a diminué jusqu'à 146 unités à la fin 2007. Le déclin de l'industrie a commencé il y a longtemps.

Chapitre VII :
L'ENERGIE ELECTRIQUE

Chapitre VII :

L'Énergie Électrique

1. Introduction

La production d'électricité est un secteur industriel, destiné à offrir à des clients, particuliers, organisations et industries, le service d'un approvisionnement régulier en énergie électrique. Cette dernière se fait depuis la fin du XIX^e siècle à partir de différentes sources d'énergie potentielles. Les premières centrales électriques fonctionnaient au bois. Aujourd'hui, suite à la découverte des énergies fossiles, la production se fait à partir du pétrole, du gaz naturel, du charbon, et à un degré moindre de l'énergie nucléaire, de l'énergie hydraulique, de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne.

2. La production d'électricité dans le monde

La production d'électricité est un indicateur de développement à manier avec précaution. Le développement économique est intimement lié à la consommation d'électricité. La production d'électricité par habitant est donc un bon indicateur permettant de mesurer les écarts de développement entre les différentes régions du monde. La plus grande région productrice est sans surprise l'Amérique du Nord avec une production de 14723 kWh/hab. Elle devance très largement l'Océanie (essentiellement l'Australie) avec une production de 9257 kWh/hab et l'Europe de l'Ouest soit deux fois moins que l'Amérique du Nord. Les quelques centaines de kilowattheures par habitant produits par l'Afrique subsaharienne (495 kWh/hab) et (603 kWh/hab) témoignent d'un niveau de développement économique beaucoup moins important pour ces deux régions du monde.

La figure n°20, présente la répartition de la production de l'électricité par habitant et par région dans le monde. La figure montre l'écart que marque l'Amérique du Nord par rapport au reste du monde et en particulier les régions pauvres. Cependant, Cet indicateur (la production ramenée au nombre d'habitants) n'explique pas toujours cette différence dans les niveaux de développement. Car, dans certaines régions, une production d'électricité par tête plus élevée ne signifie pas un niveau de développement supérieur. Par exemple, la production d'électricité par habitant de la CEI est 2,2 fois plus importante qu'en Amérique du Sud alors que le revenu par habitant de ces deux régions est quasi identique.

A contrario, on peut observer des similitudes entre régions. L'Amérique du Sud et l'Asie de l'Est et du Sud-est disposaient en 2006 d'une production d'électricité par habitant et d'un revenu par habitant très proches.

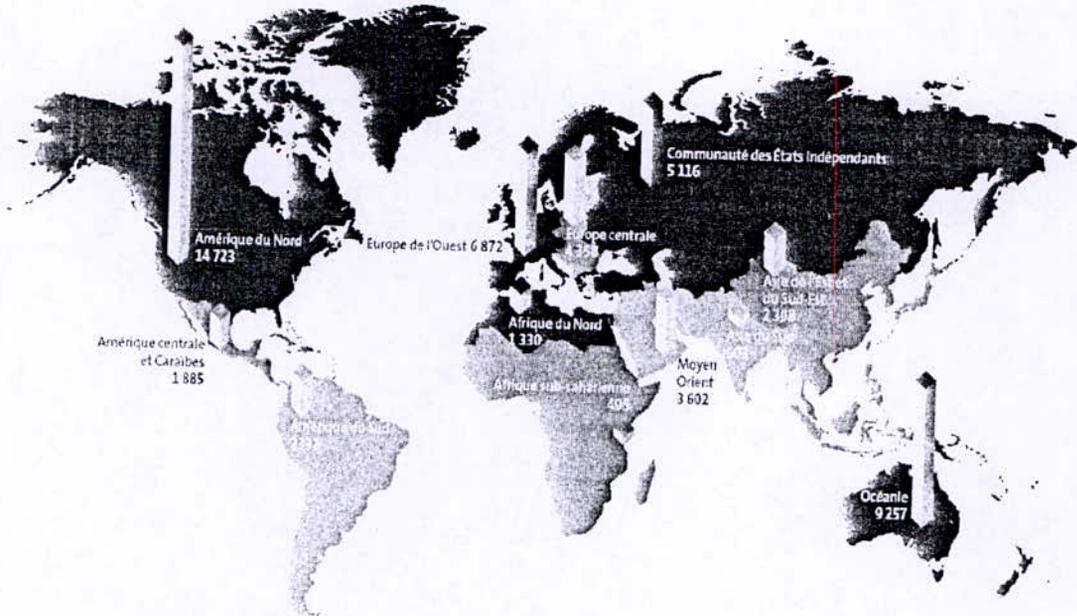


Fig.20 : Production d'électricité par habitant en 2006 dans les régions du monde (KWh/hab).^[10]

Il faut savoir que les écarts ne reflètent pas uniquement des disparités en matière de revenus. Ils tiennent aussi à des différences au niveau du contenu électrique de la croissance économique (quantité d'électricité nécessaire pour produire une unité de PIB). En raison d'une dotation plus riche en énergie primaire, d'une géographie et d'une histoire particulière, de la qualité des infrastructures électriques mises en place ou encore d'une économie basée sur des secteurs ou des technologies qui requièrent plus ou moins d'électricité, la production d'électricité peut suivre des trajectoires distinctes à niveaux économiques comparables. En moyenne dans le monde, il faut 36 kWh pour produire 1 \$ (dollar constant de 1995). Il en faut exactement deux fois plus (0,75kWh/US\$95) pour créer la même richesse en CEI et environ un tiers de moins (0,22kWh/US\$95) pour créer la même richesse en Asie du Sud.

Dans ce classement régional, on peut observer que l'Amérique du Nord fait partie des régions qui utilisent le plus d'électricité par unité de PIB (0,42kWh/US\$95) et que l'Europe de l'Ouest fait parties des régions qui utilisent le moins (0,30kWh/US\$95).

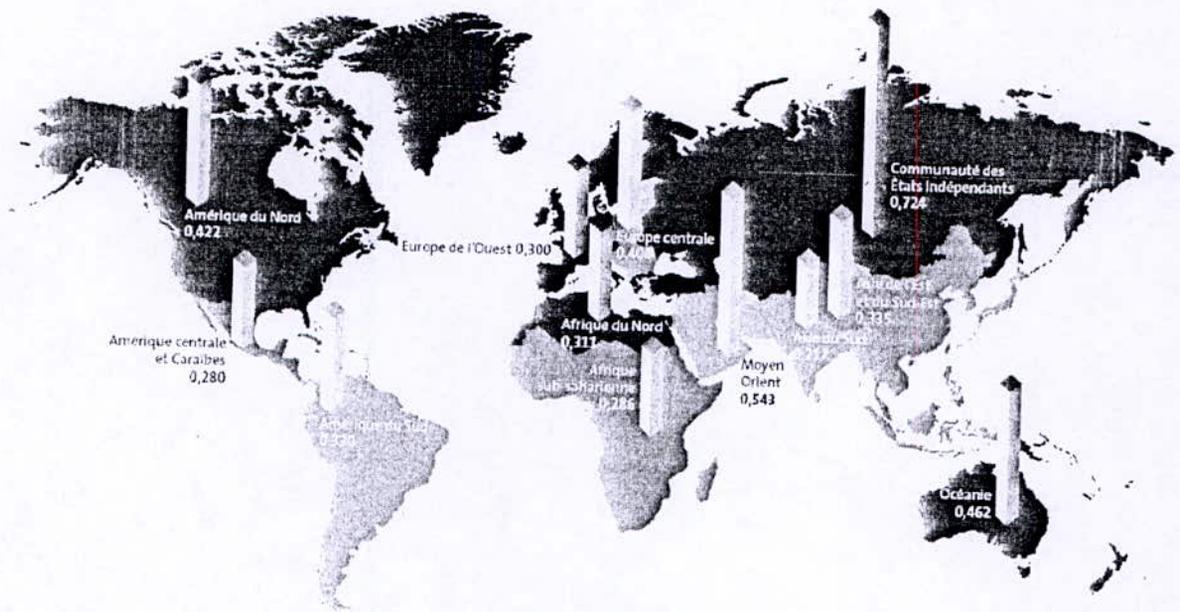


Fig. 21 : Production d'électricité par unité de PIB dans les régions du monde en 2006 (kWh/\$95).^[10]

3. Évolution de l'utilisation de l'énergie électrique dans le monde.

Une analyse dynamique de la production d'électricité permet de distinguer les régions en développement où l'augmentation de la consommation d'électricité par habitant est la plus rapide et les régions déjà industrialisées où l'augmentation de la consommation d'électricité par habitant est plus modérée.

L'Asie de l'Est et du Sud-est (+5,4 % par an en moyenne depuis 1996) est actuellement la région qui augmente le plus rapidement sa production d'électricité par habitant, suivie par l'Afrique du Nord (+4,9 % par an en moyenne), le Moyen-Orient (+4,5% par an en moyenne) et l'Asie du Sud (+ 3,7% par an en moyenne). La croissance de la production d'électricité par habitant est beaucoup plus faible dans les régions industrialisées comme l'Europe de l'Ouest (+1,4 % par an en moyenne), où de plus en plus d'efforts sont réalisés pour maîtriser la consommation d'énergie, et l'Amérique du Nord (+ 0,4 % par an en moyenne). La croissance beaucoup plus faible de l'Amérique du Nord peut s'expliquer à la fois par un ratio "production par tête" déjà trop élevé qui croit donc plus lentement et par une économie de plus en plus tournée vers les services.

La présence de la région subsaharienne dans le groupe des régions où la croissance de la production d'électricité par habitant est la plus faible (+ 0,7 % par an en moyenne) s'explique pour deux raisons. La principale raison est une croissance démographique trop importante (la plus importante des régions du monde). La seconde raison est la présence sur son territoire de l'Afrique du Sud, un pays qui possède les caractéristiques d'un pays développé et qui représente 67,8 % de l'électricité de cette région.

Globalement, la production de richesse nécessite toujours moins d'électricité. La production électrique par unité de PIB a baissé en moyenne dans le monde de - 0,7 % par an entre 1996 et 2006. Ce chiffre masque cependant des écarts entre les régions "post industrielles" dont l'activité économique tend à se tourner vers les services qui nécessitent moins d'électricité et les régions en phase d'industrialisation poussée qui ont besoin de plus en plus d'électricité pour produire une unité de PIB supplémentaire. La déconnexion entre la croissance économique et la production d'électricité est particulièrement marquée en Amérique du Nord (- 1,9 % par an en moyenne). Cette région produit en effet de plus en plus de services à forte valeur ajoutée qui nécessitent peu d'énergie et importe de plus en plus de biens industriels. Cette déconnexion est un peu moins prononcée en Europe de l'Ouest (- 0,4 % par an en moyenne). Cela peut s'expliquer en partie par le fait que le ratio production d'électricité par unité de PIB est beaucoup moins important qu'en Amérique du Nord.

La situation de la CEI et de l'Europe centrale est particulière. La restructuration en cours des secteurs industriels et électriques, de moins en moins "énergivores", a pour effet de diminuer les besoins en électricité pour produire une unité de PIB supplémentaire (respectivement - 3,6 % et - 2,6 % par an en moyenne).

Le Moyen-Orient, l'Afrique du Nord, l'Amérique du Sud, l'Amérique centrale et l'Asie de l'Est et du Sud-est sont des régions où la création d'une unité de PIB supplémentaire nécessite de plus en plus d'électricité. La région Asie de l'Est et du Sud-est est plus complexe à analyser car elle comporte la Chine qui est dans une phase d'industrialisation poussée et le Japon qui tend à "tertiariser" son économie. Le poids de la Chine conduit l'ensemble de la zone à faire partie des régions qui ont besoin d'une quantité croissante d'électricité pour produire une unité de PIB supplémentaire. La déconnexion en Afrique subsaharienne (- 0,7% par an en moyenne) s'explique, quant à elle, par l'importance de l'Afrique du Sud dans cette région du monde qui possède les caractéristiques d'une société post-industrielle.

4. La production de l'électricité en Algérie

Avec une production effective de 33,6 TWh et plus de 245.000 km de réseaux de distribution, le taux de couverture des besoins du pays en électricité est de 95%. Plus de 5,6 millions de clients sont abonnés au réseau de la Société « Sonelgaz, Spa ». Son parc de production totalise une puissance installée de plus de 7000 MW dont 259 MW pour la filière hydraulique et 306 MW pour les réseaux isolés du sud. L'essentiel de la puissance est issue à 92% des turbines vapeur et turbines à gaz.

La consommation d'électricité en Algérie a augmenté durant les dernières années de 4% par an et la demande en électricité devrait à long terme croître de 7% par année. La distribution de l'électricité connaît depuis quelques années de fortes perturbations du fait d'une augmentation croissante de la demande intérieure. L'Algérie devra produire d'ici à 2010, 7% de son électricité grâce notamment à l'énergie solaire et éolienne soit au moins 450 MW. Le pays vise à exploiter les potentialités exceptionnelles d'ensoleillement pour utiliser, mettre au point et développer les applications de l'énergie solaire à l'électrification des sites isolés (zones désertiques du Sud, notamment les 4 wilayas du Sud : Adrar, Illizi, Tamanrasset, Tindouf) et régions montagneuses. Des fermes éoliennes sont en projet à Tindouf, Timimoun, Adrar pour 100 MW au total. La filière hydraulique produit 1,7% de la puissance installée, elle est constituée de 34 groupes dont la puissance unitaire varie de 1 à 5 MW pour les basses chutes et de 12 à 50 MW pour les hautes chutes.

Chapitre VIII :
**LES PRIX DE L'ENERGIE ET LEURS
TENDANCES**

Chapitre VIII :

Les prix de l'énergie et leurs tendances

I. Prix du pétrole

La détermination d'un cours de référence international pour les prix du pétrole brut est complexe car il n'existe pas un seul type de brut mais autant de bruts que de gisements, chacun possédant des caractéristiques différentes. De plus, il n'existe pas un marché au comptant pour chaque type de brut mais plusieurs marchés physiques qui reflètent chacun les prix de plusieurs bruts.

Les cours du pétrole ont toujours fluctués marquant des maximum et des minimum, elles ont plus que quadruplé entre 2002 et 2008. Nombreux, sont les facteurs qui sont à l'origine de ces changements. Les tensions géopolitiques, notamment la guerre en Irak et le bras de fer entre l'Iran et les pays occidentaux, la faiblesse du dollar et la demande croissante de brut par les pays émergents (Chine et Inde en tête) expliquent en partie cette hausse des cours qui trouve aussi son origine dans des facteurs plus structurels.

a. Historique des prix du pétrole

L'évolution des prix du pétrole (depuis l'année 1860 jusqu'à nos jours) été marquée par un ensemble de phases, certaines étaient des périodes de stabilités où les prix été plus ou moins immobiles, d'autres étaient marquées par une flambé de prix. Il serait donc très utile de défilier ces différentes phases :

- **Entre 1860- 1960 : une très longue période de stabilité des prix du pétrole:** Cette période été marqué par un prix bas et le pétrole a longtemps été une denrée peu chère. C'est aussi la période « Rockefeller » qui a été marquée par la domination les sept plus grandes compagnies pétrolière à cette époque, le cartel des sept sœurs.
- **Les années 60 et la création de l'OPEP :** Les années 60 été marquées par l'apparition de l'OPEP (Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole) qui a été crée le 14 septembre 1960 par le Venezuela, l'Arabie saoudite, l'Irak, l'Iran et le Koweït. Cet événement n'a entraîné aucun changement dans les prix qui restaient stable entre 1960 et 1970 (1,8\$/baril pour l'arabe léger).

- **les années 70** : Cette décennie été marquée par une série de nationalisations (de 1971 à 1980), par la création de l'AIE (Agence Internationale de l'Energie) en novembre 1974 par le Dr Kissinger (dont la mission était le contrôle indirect de l'OPEP) et aussi, par deux « Chocs Pétroliers ». Le premier était en 1973, assumé par L'OPEP mais voulu par les américains, les prix ont atteint les 38 \$/baril. Le Deuxième était en 1979 suite à la révolution islamique iranienne, les prix ont atteint les 35 \$/baril.
- **Les années 80** : Dans cette période il a eu le « contre choc » en 1986 où les prix du pétrole ont chutés a un niveau de 9 \$/baril (juillet 1986). Elle été marquée, aussi, par l'instauration la politique des quotas par l'OPEP, par l'avènement des contrats net back et des marchés spots, par l'émergence d'une production hors OPEP et par le remplacement du pétrole de référence l'"Arabian Light" par celui de la mer du Nord, le "Brent".
- **Les années 90** : Cette décennie été marqué par le déclenchement de la première guerre du golf en 1990 et par l'effondrement des prix qui a commencé en 1988 où les prix ont descendus sous la barre de 10 \$/baril). Et Pour la première fois en 1999, l'OPEP tient à sa parole et respecte sa² politique des quotas, ce qui a provoqué une augmentation des prix pour atteindre les 30 \$/baril
- **Les années 2000** : L'invasion de l'Irak en mars 2003 par les Etats Unies lui a permit de contrôler 70% du pétrole de L'OPEP et le prix du pétrole variait dans une fourchette de prix de 22 à 29 \$/baril. Cette période été, donc, marqué par la suprématie de la politique énergétique américaine qui fixait indirectement les limites supportables à ne pas dépasser.
- **Entre 2005 et 2006** : Cette période était marquée par une augmentation des prix du pétrole suivi d'une chute. En fait, les prix sont passés d'abord à 45\$/baril en janvier 2005 pour connaître une ascension vertigineuse en atteignant un seuil record de 70,83 \$/baril en septembre, pour finir toujours au dessus de la barre des 50 \$/baril, et ce suite à l'intervention de l'AIE qui à puisé de ses réserves stratégique 60Mb/J durant 2 Mois et à la reprise progressive de l'activité pétrolière dans les régions ravagés par le cyclone aux USA. Ces évolutions qu'avaient connues les cours du pétrole pendant un an et demi-année (de 2005 à août 2006) semblaient confirmer la continuation d'une situation tendue entre l'offre et la demande en matière de pétrole, dans un monde qui été définitivement rentré dans une nouvelle époque de pétrole plus rare, donc plus chère. Cette tendance à la hausse des prix du baril avait exposé le marché à d'importantes fluctuations, qui n'ont pas eu de retombé sur l'économie mondiale.

- **Entre fin 2006 et le 03 Juillet 2008 :** Les prix du pétrole ont commencé leur baisse pendant le 4^{ème} trimestre de l'année 2006, enregistrant une moyenne de 57,1\$/baril, sur les premiers mois de 2007, son cours a été bousculé en mi-janvier, il est descendu jusqu'à 50 \$/baril, avant de remonter à 62 \$/baril début Mai de la même année. Il s'était stabilisé pendant quelques semaines, avant de repartir à la hausse pour atteindre 70,45 \$/baril au 29 Juin 2007. Dans le second semestre de 2007, le pétrole n'avait globalement jamais cessé d'augmenter pour atteindre son record historique de 98,30 \$/baril le 20 novembre 2007 (dépassant même les 100 dollars en cours de cotation), et finir l'année à 96,10 \$/baril. L'année suivante, le pétrole avait continué de grimper pour atteindre 99,14 \$/baril au 3 janvier 2008, cette flambée des cours du pétrole avait fait craindre à tous les spécialistes un risque de nouveau choc pétrolier. Le début de l'année 2008 était marqué par un enchaînement des records des prix du pétrole. Il avait atteint un nouveau sommet historique le 22 mai 2008, en dépassant les 135 \$/baril. Le cours du pétrole avait progressé de 102 % sur un an (66,58 \$/baril au 21 mai 2007) et de 35 % depuis le début de l'année (99,1 \$/baril au 2 janvier 2008). Dans cette période, la dépréciation du dollar allégeait la facture pétrolière des pays hors zone dollar. L'augmentation de la demande de ces pays amplifiait la hausse des prix du pétrole sur le marché. La baisse du dollar incitait également les producteurs (OPEP) à augmenter les prix pour maintenir leur niveau de revenus. Enfin, les tensions géopolitiques et l'arrivée massive des fonds spéculatifs sur le marché des matières premières avaient contribué également à l'envolée du prix du baril, qui avaient atteint leur sommet de 147 \$/baril le 03 juillet 2008.

- **Après le 03 Juillet 2008 :** Juste après cette date, le parcours de la progression des prix du pétrole été terminé et une nouvelle déclinaison avait commencé avec une vitesse vertigineuse qui l'avait fait descendre dans un délai de 04 mois à un niveau de 55 \$ /baril le 19 novembre 2008, avec des prévisions d'aller encore plus bas (30\$ /baril dans les mois prochains). Les prix du brut continuaient leur recul (des prix les plus-bas depuis le début de l'année 2007) dans un marché toujours plombé par la crise économique et financière. Par rapport à leurs records du 3 juillet (147,50 \$/baril à Londres, 147,27\$/baril à New York), les cours du pétrole ont perdu plus de 60% de leur valeur en espace de 5 mois (jusqu'au 25 Novembre 2008).

Le graphe ci-dessous montre les différentes phases qui ont marqués l'évolution des prix du pétrole, depuis 1861 jusqu'à Novembre 2008. Ces prix sont donnés en dollars constants et en dollars courant. Il faut noter que le prix du baril de pétrole de l'année 1979 est équivalent à 91 US\$ de 2007, ce qui signifie une perte de près de 34 US\$ par rapport à l'année 1979.

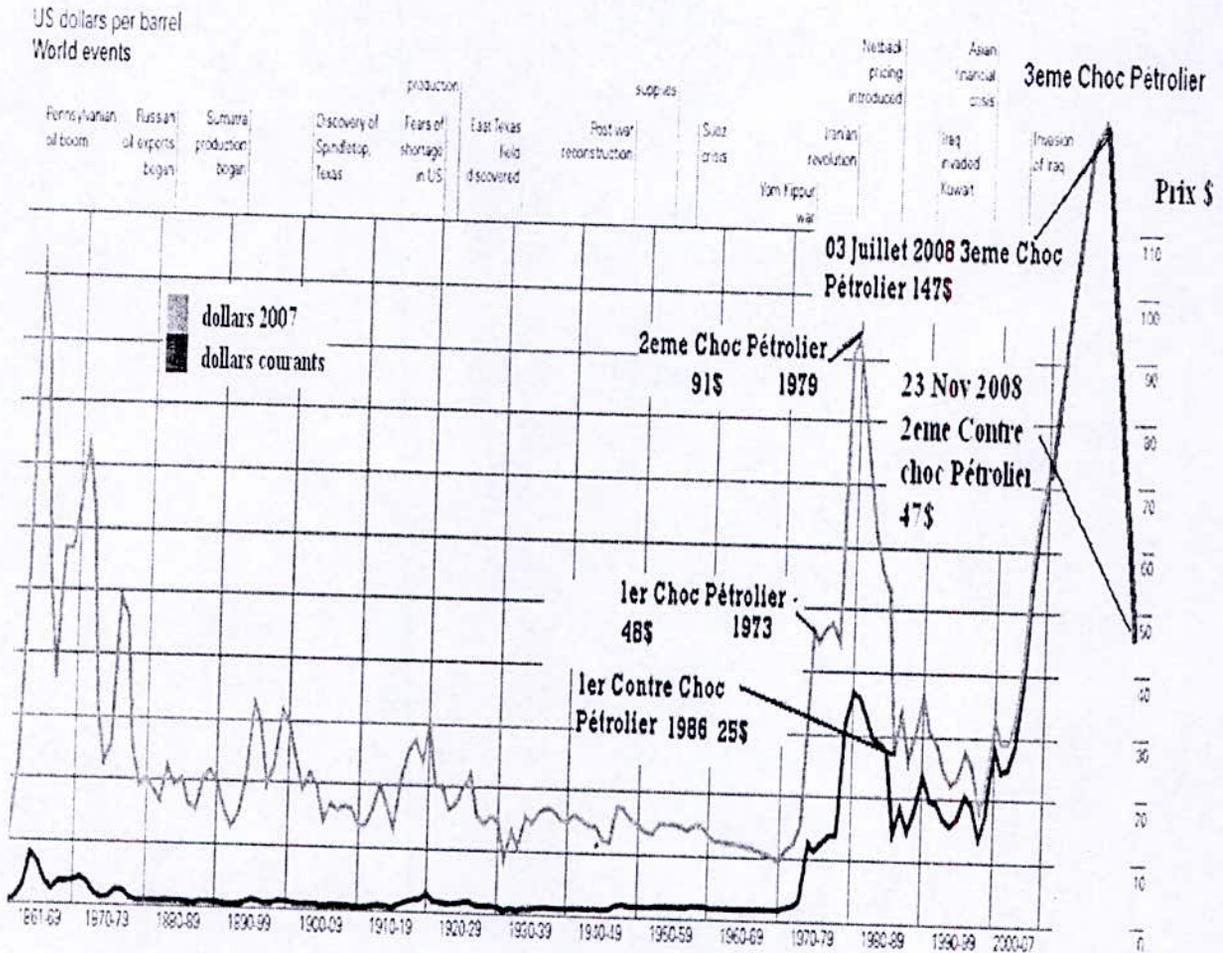


Fig. 22 : Evolution des prix du pétrole brut depuis 1861 jusqu'à Novembre 2008.

b. Les facteurs constitutifs des prix de pétrole

En plus des deux facteurs fondamentaux : l'offre et la demande, qui influent sur la formation des prix du pétrole, il existe d'autres facteurs (secondaires) qui provoquent des perturbations immenses, ressenties sur le marché mondial du pétrole, et qui sont en synergie entre eux. Certains de ces facteurs influent sur la demande de pétrole, tel la croissance économique et démographique, ou encore la politiques des gouvernements, d'autres sur l'offre, tel que le facteur géologique et la politique des pays exportateurs (OPEP). La figure ci-dessous illustre ces interactions entre les différents facteurs.

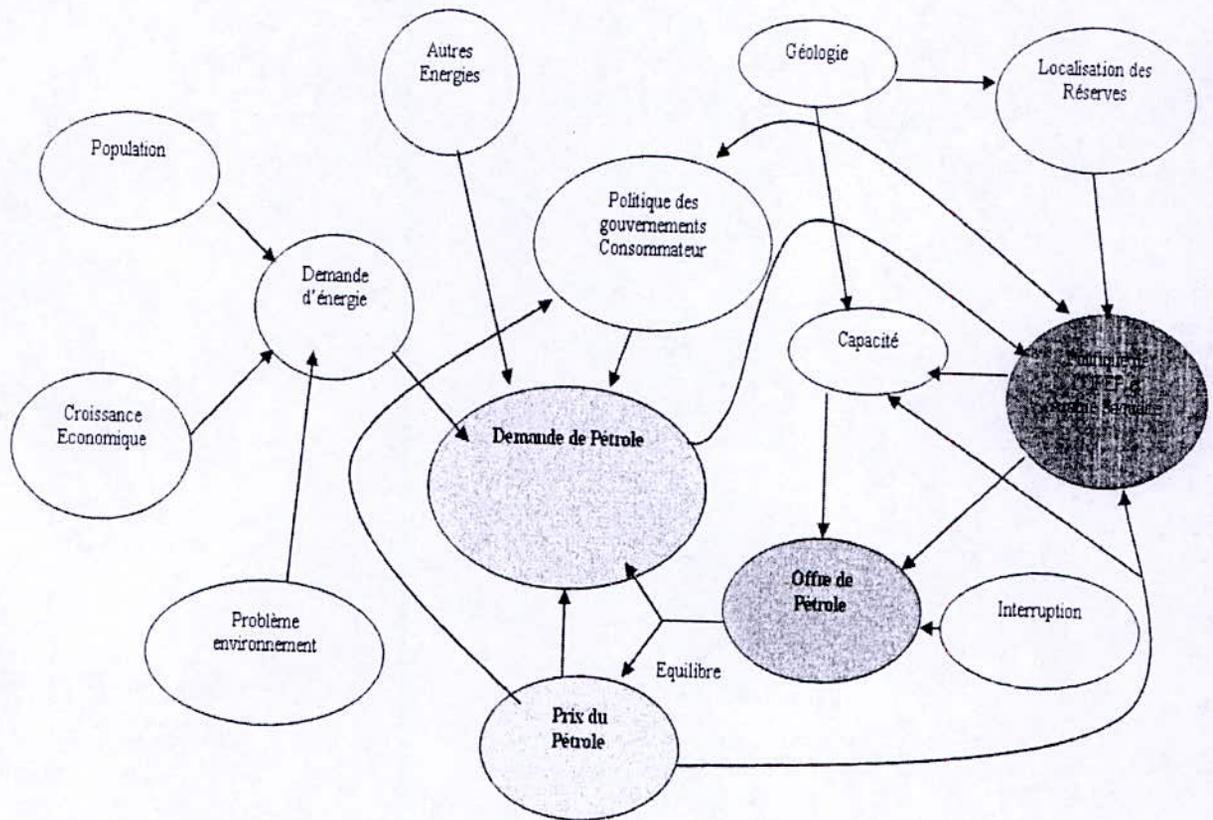


Fig.23 : Les facteurs constitutifs des prix de pétrole.

c. La formation des prix

Depuis la fin des années 1980, les prix qui ont été indiqués dans les contrats commerciaux du pétrole brut étaient généralement déterminés par une formule spécifique au brut vendu, la formule est basée sur un ou plusieurs cours de références.

Par exemple, le prix d'un brut donné "X" pourrait être obtenu par la formule suivante :

$$\text{Prix brut X} = \text{Prix brut référence} + \text{Différentiel}$$

Où : Le "différentiel" ou encore le "facteur d'ajustement" dépend de plusieurs variables, notamment : la différence de qualité, la différence de possibilités au raffinage et la différence de coût du transport.

La formule utilisée pour calculer le prix du brut X est donc déterminée par quatre facteurs, notamment :

- le point de vente (qui influe sur le coût du transport).
- le choix du prix de référence (ce choix est souvent dicté par la destination et la qualité du brut vendu, un brut léger et doux à destination de l'Europe aura comme prix de référence le Brent, à destination des Etats-Unis la référence sera le "West Texas Intermediate").
- un facteur temps qui renvoie à l'intervalle de temps entre la date de chargement et la date où le prix est définitivement fixé.
- un ajustement référence correspondant à la différence de qualité et de lieu de livraison par rapport au brut.

Le tableau ci-après, illustre quelques exemples de bruts commercialisés et les facteurs correspondants. Selon le tableau :

- Le prix du brut : "Nigeria Bonny Light" à destination de l'Europe, sera un prix FAB fixé cinq jours après son chargement et qui sera égal au prix du Brent, ajusté selon un facteur qui dépend du mois pendant dans lequel a eu lieu le chargement.
- Le prix du brut : "Saudi Arabia Light" sera un prix CAF fixé à la date de la livraison, en prenant la moyenne des prix du WTI sur 5 jours. Le prix ainsi obtenu, sera ajusté selon un facteur qui dépend du mois de la livraison.
- Le prix du brut : "Mexico Isthmus" sera un prix FAB fixé à la date du chargement en pondérant la moyenne des prix du "West Texas Sour" et du "Light Louisiana Sweet" de 60% et la moyenne du "Alaskan North Slope" et du "Dated Brent" de 40%. Ce prix sera ajusté selon un facteur qui dépend du mois du chargement.

Pays/brut	Vente	Référence	Date de fixation du prix	Facteur d'ajustement avril, mars, fév.
Vente pour l'Europe/ Nigeria Bonny Light	FAB	Brent	+ 5 jours	+0.43 +0.45 +0.68
Vente pour les Etats-Unis/ Saudi Arabia Light Crude	Golfe US	WTI	Livraison (moyenne de 5 jours)	-1.90 -1.90 -2.15
Vente pour les Etats-Unis/ Mexico Isthmus crude	FAB	$(0.6 \times (WTS+LLS)/2)$ $+0.4 \times (ANS+DB)/2)$	0	-1.10 -1.20 -1.20

Tab.4 : Quelques exemples de bruts commercialisés et les facteurs correspondants ^[14]

d. La spéculation dans la formation des prix

Les chocs pétroliers des années 1974 et 1979 avaient changé profondément la façon dans laquelle les prix étaient déterminés. Auparavant, les contrats à long terme (d'une durée moyenne de 24 et 36 mois) dominaient et les prix étaient assez stables. Cependant, ces contrats ont été remplacés, d'abord par le marché «spot» créé en 1969, puis par les marchés à terme, offrant ainsi la possibilité aux financiers d'agir directement sur les prix.

Sur le marché «spot», les ventes sont conclues au jour le jour pour une quantité donnée de pétrole brut à enlever ou à livrer à un point donné. Aujourd'hui, les cours sont principalement déterminés dans les marchés à terme, en particulier au New York Mercantile Exchange (NYMEX), qui a commencé ses transactions sur le pétrole en 1983, et à l'International Petroleum Exchange (IPE), créé en 1980 et basé à Londres. Les contrats à terme consistent à passer des ordres d'achat ou de vente d'une certaine quantité de «pétrole papier». L'objectif affiché est de se couvrir en compensant une opération réelle par une opération «barils-papier» inverse, aux mêmes conditions. Un «trader», par exemple, achète une cargaison de pétrole et, dans le même temps, vend l'équivalent de «barils-papier» sur le marché à terme. Si le prix du brut a chuté et que le trader perd de l'argent à la revente du pétrole physique, il rachète le «pétrole papier» moins cher qu'il ne l'a vendu et réalise un bénéfice qui compense la perte subie sur le marché réel.

Deux autres phénomènes ont joué un rôle clé dans cette dynamique de flambée des prix. D'abord, on ne peut s'empêcher de constater une relation entre la hausse des cours du pétrole et les fusions acquisitions qui ont marqué ce secteur à la fin des années 90. En août 1998 alors que l'or noir était au plus bas, à environ 12 dollars le baril, BP lançait une OPE sur Amoco créant le troisième groupe pétrolier mondial. En novembre de cette même année, Exxon, le numéro deux mondial, ravissait à Shell la première place en rachetant Mobil. Au même moment, Total absorbait Petrofina pour acquérir ensuite, au début de 2000, Elf Aquitaine. Ces trois fusions, ainsi que l'achat de Texaco par Chevron en octobre 2000, se sont traduites par un renforcement considérable de la puissance du cartel pétrolier.

L'autre phénomène c'est le développement des "Hedge Funds" qui a accentué le caractère spéculatif du marché. Il faut signaler que beaucoup de ces fonds possèdent de très grandes capacités d'investissement en cash, ce qui leur donne un énorme pouvoir de contrôle sur le marché du pétrole.

II. Prix du Gaz Naturel

L'absence de moyens pour le transporter avait fait du gaz naturel un produit longtemps inutilisable et brûlé par les compagnies pétrolières. Son coût était négatif puisque il été seulement associé à l'exploitation de gisement de 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 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 3000 à 5000 km) et doit être remplacé par des chaînes de liquéfaction tout aussi coûteuses. En moyenne, le transport du gaz naturel, sur longues distances, est de 5 à 6 fois plus coûteux que celui du pétrole. Peu divisibles, ses équipements doivent être amortis sur très longues périodes, ce qui n'est compatible qu'avec une grande stabilité des marchés et des contrats de 20 à 30 ans.

a. Historique des Prix du Gaz Naturel:

L'évolution des prix du gaz naturel, tout comme le pétrole, a été marquée par quelques événements majeurs qui ont conduit à des fluctuations de ces prix. Deux phases principales ont été observées :

- **La période allant de 1930 à 1976 :** Les prix du gaz naturel ont connus, dans cette période, une longue stabilité, où il variait entre 0,1 et 0,2 \$/mcf (où 1000 Mcf = 28,174 m³), cela était dû a son faible utilisation dans le monde, notamment dans le nord du continent américain (Etat Unies & Canada) et aussi à la nature des contacts utilisés (contrats à long terme).

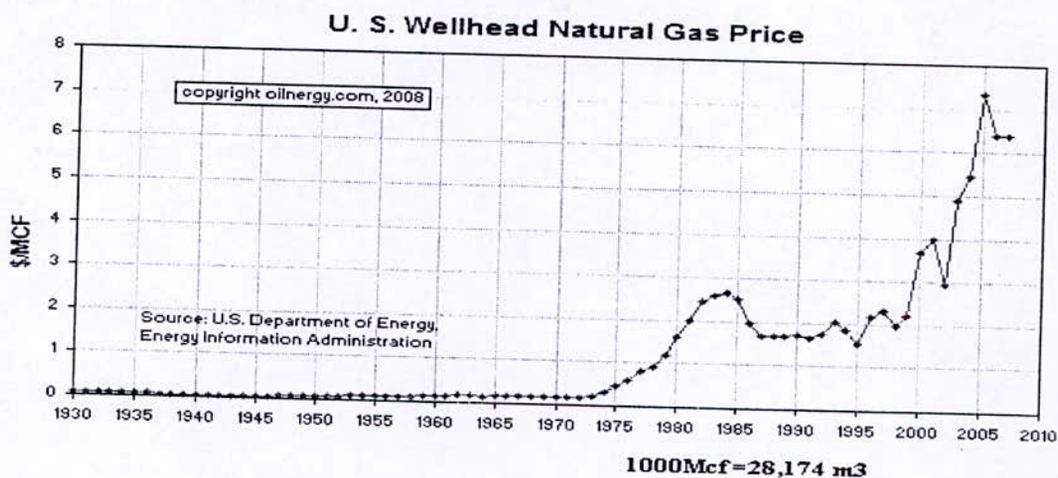


Fig. 24 : Historique de l'évolution des prix du gaz naturel depuis l'année 1930. ^[15]

- La période entre 1976 et 2007 :** Ce n'est qu'au début des années soixante-dix que les prix du gaz naturel ont commencé à progresser, en fluctuant dans un intervalle horizontal de prix variant entre 2 et 5 \$/Mbtu (Figure n°25). Il faut noter que, les prix baissaient chaque été et remontaient l'hiver suivant de façon plus ou moins forte. Ce n'est qu'en 2000, que les prix du gaz naturel ont franchis la barre des 5 \$/Mbtu pour aller au-delà de 15 \$/Mbtu, marquant ainsi un nouveau record. Depuis, les prix ne retourna plus jamais dans son canal horizontal des prix ridiculement bas, ceci a marqué un changement de tendance majeur. La figure ci-dessous montre, en plus claire, les phases de fluctuation de ces prix.

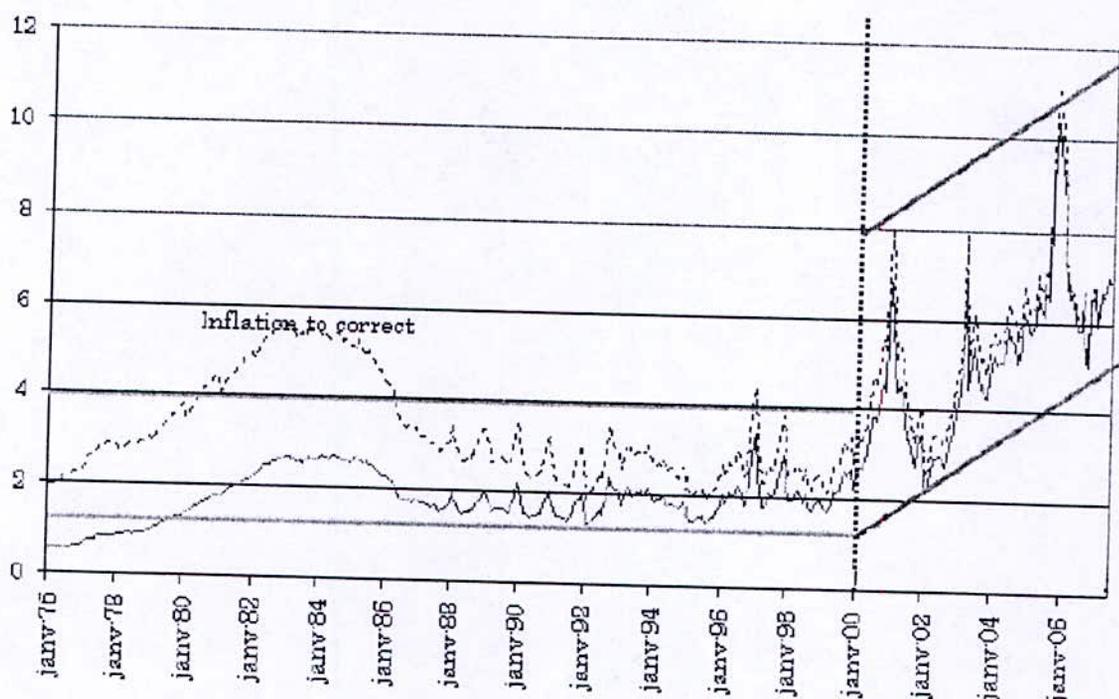


Fig. 25 : l'évolution des prix de gaz naturel depuis l'année 1976, (AIE).

Il faut noter que, les prix, minimum et maximum, du gaz naturel non pas cessés de progresser de façon irréversible, passant de 2 à 4 puis à 6 dollars et de 5 à 10 puis à 15\$ /MBTU, respectivement, pour les planchers minimum et maximum. Chaque nouveau plancher de prix enregistré était définitif, c'est-à-dire qu'il est très peu probable de revoir, un jour, ce niveau de prix. Cependant, comparé au pétrole, le gaz naturel est beaucoup plus cyclique et connaît des hausses de prix plus violentes à cause de son mode de stockage et de livraison.

b. Perspective des prix du gaz naturel

Les perspectives du gaz naturel sont assez prometteuses, les prix planchers ont triplés en un espace de trente ans. Avant l'année 2000, un prix de 5 dollars représentait une porte de sortie (barrière à l'entrée) pour les investisseurs, alors qu'aujourd'hui c'est une excellente porte d'entrée. En outre, ce qui était hier un maximum est aujourd'hui un minimum.

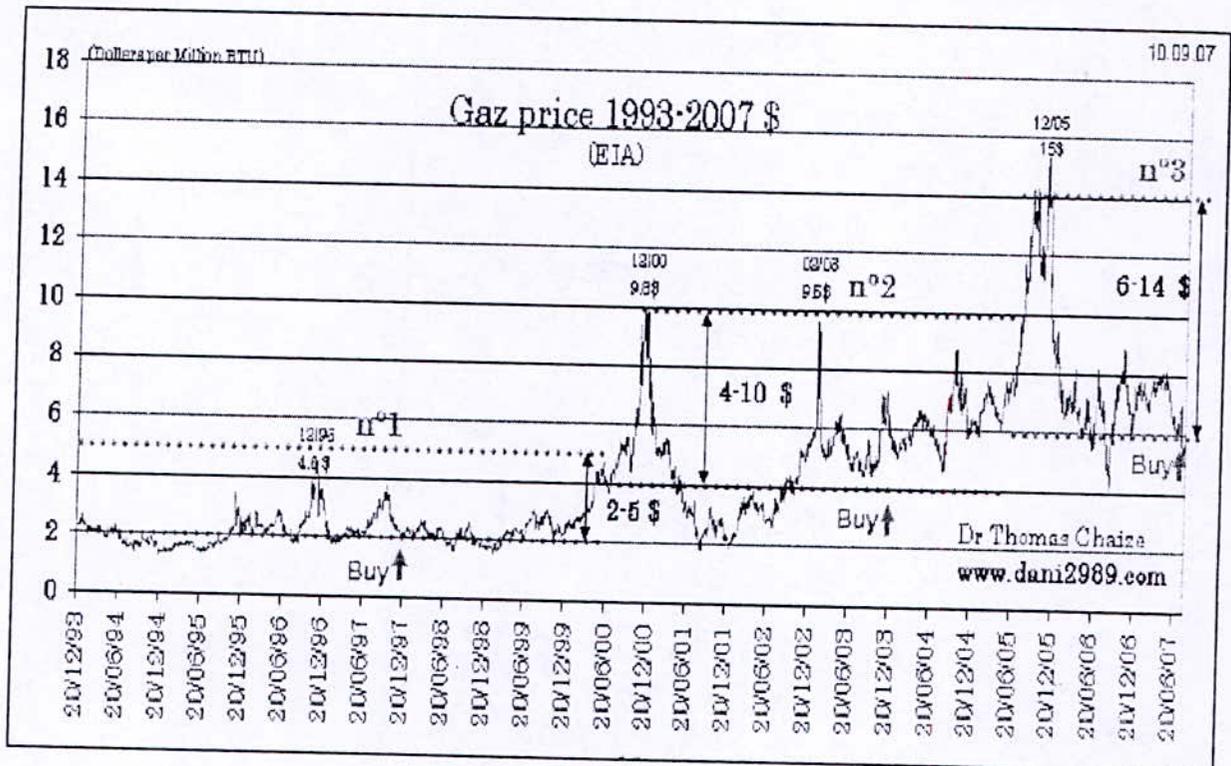


Fig. 26 : Evolution des prix de GN depuis 1930. ^[16]

L'évolution des prix du gaz naturel suit celle du pétrole. Mais, les records de prix sont aussi déclenchés par des causes spécifiques au gaz naturel, notamment : la météorologie avec un hiver très froid (Demande importante), les problèmes de perturbation du transport (par exemple, infrastructures abîmées par les ouragans dans le golf du Mexique), stockage insuffisant, ceci aboutit à de forts déséquilibres temporaires entre l'offre et la demande entraînant ainsi de fortes hausses des prix.

Les variations des prix du gaz naturel sont très violentes. Le prix entre le plus bas et le plus haut peut-être multiplié par trois, toutefois cela n'empêche pas de voir une tendance haussière à long terme, les hauts et les bas augmentent à long terme.

c. Indexation du prix du gaz sur celui du pétrole

L'indexation des prix du gaz sur le pétrole a une origine historique, lorsque le gaz naturel a été introduit sur le marché à la fin des années 1960 et au début des années 1970, le mazout était le combustible le plus utilisé. Les contrats de livraison de gaz avec les pays producteurs ont été signés pour de longues périodes (20 à 30 ans). Conscientes qu'en l'absence de dispositions de sauvegarde, le gaz naturel, une énergie «nouvelle», aurait du mal à s'affirmer face au mazout déjà solidement établi, les parties impliquées ont ancré le principe de l'indexation sur le prix du pétrole dans la plupart des contrats de livraison. Le fait que les pays exportateurs de gaz soient également exportateurs de pétrole a probablement aussi joué un rôle. Ils n'avaient en effet pas intérêt à encourager la concurrence entre les deux combustibles.

En raison de ces clauses, le prix du gaz suit constamment et automatiquement les variations de son principal concurrent, qui varie lui-même selon l'humeur des marchés. L'adaptation a généralement lieu chaque trimestre ou chaque semestre, en vertu des clauses de droit privé qui sont tenues secrètes, tout comme les contrats de livraison. Cette indexation met en principe les consommateurs de gaz à l'abri d'augmentations arbitraires des prix du gaz par les pays producteurs. Pour les clients captifs, c'est-à-dire ceux qui ne consomment que du gaz et qui ne peuvent pas changer de fournisseur, le risque est donc faible de devoir supporter des coûts de combustible disproportionnés par rapport au prix du mazout. Mais cette situation de monopole présente également des inconvénients, notamment le manque de transparence au niveau des prix.

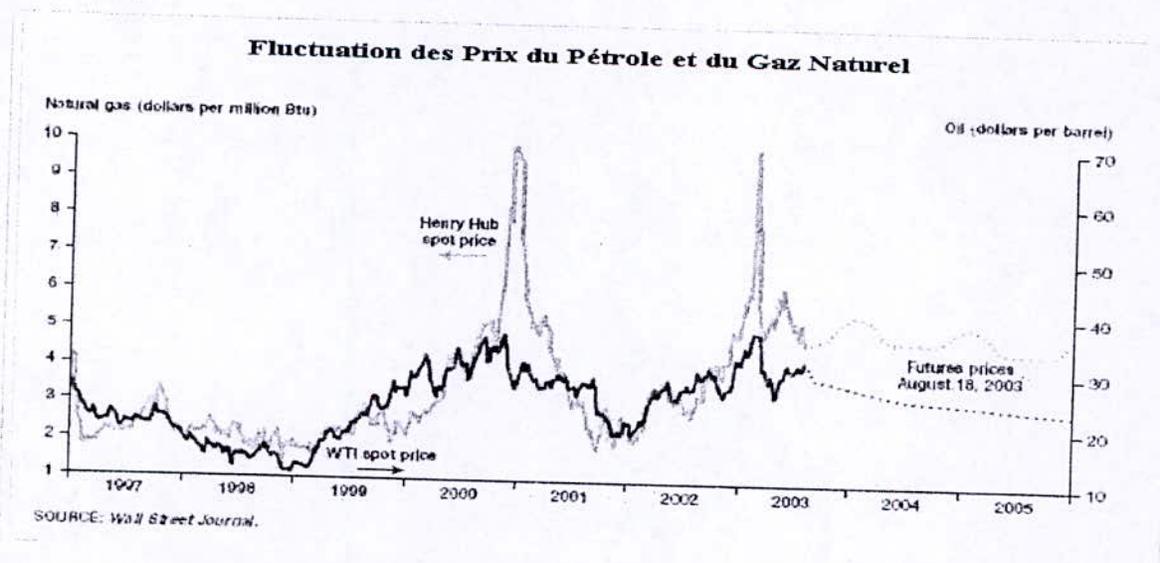


Fig. 27: fluctuation des prix du pétrole et du gaz naturel.

III. Prix du charbon

L'élan charbonnier partagé par un nombre croissant d'Etats, à la production comme à la consommation, a eu pour effet de maintenir une libre concurrence des prix, c'est-à-dire une compétitivité entre eux.

Sur un marché libre, régulé seulement par les lois de l'offre et de la demande, les prix du charbon ne subissent pas des coups trop brusques. La diversité politique et géographique des pays producteurs qui rend difficiles ententes et pressions, a toujours favorisé en effet cette liberté des prix. Avec des prix moins réactifs aux événements politiques ponctuels, avec des variations moins fortes des tarifs, l'énergie charbon permet à l'industriel de planifier plus justement son poste énergétique. Dans le contexte actuel, le charbon reste compétitif, même avec un pétrole maintenu à un prix artificiellement bas. Comparé au gaz et au pétrole, le prix du charbon a été relativement stable au cours de ces trente dernières années. Alors que les prix du pétrole et du gaz ont fait l'objet de grandes variations et d'une instabilité permanente due notamment à la puissance de l'OPEP, le prix du charbon est resté très constant.

Si récemment le prix du charbon a sensiblement augmenté, c'est vraisemblablement un épiphénomène dû essentiellement à une augmentation momentanée des coûts de transports. Les prévisions à moyen terme mentionnent seulement une légère croissance des prix pour les années à venir. En effet, les coûts d'exploitation devraient poursuivre leur décroissance grâce à des augmentations de productivité dans les principales régions productrices (Chine, Indonésie, Colombie, etc..) et à une diminution du nombre d'exploitations souterraines ^[17].

1. Les prix spot du charbon

Comme toutes les autres sources d'énergie et les matières premières, les cours du charbon flambe depuis 2003 et se maintient à des niveaux très élevés. En 2007, et particulièrement en fin d'année, la hausse s'est fortement accentuée (Figure n°28). Des niveaux jamais égalés ont été atteints, en décembre 2007, la tonne de charbon dépassait les 90\$ la tonne FAB (Franco à bord) et même 114\$/t en février 2008. De janvier à décembre 2007, le prix du charbon vapeur livré sur le marché ARA a quasiment doublé, passant de 67\$/t (51€/t) CAF (*Coût, assurance et fret*) à 131\$/t (90€/t). En moyenne sur 2007, le prix spot du charbon vapeur affichait 87\$/t, soit un bond de +37% sur un an, après +3,2% en 2006.

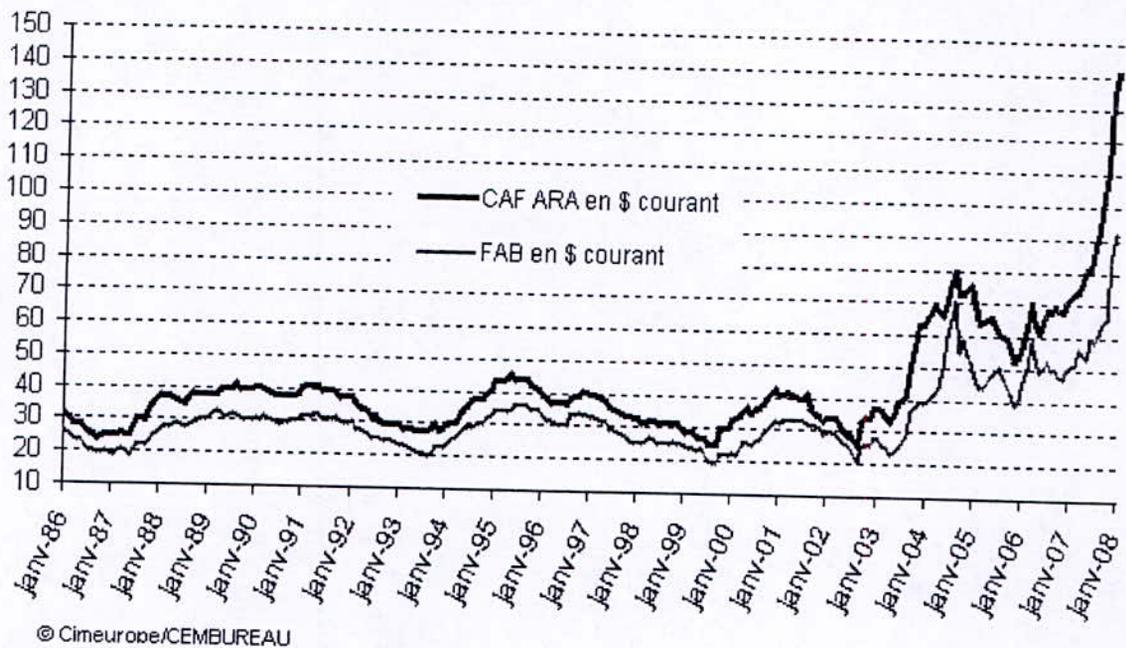


Fig. 28: Evolution des Prix du charbon

Cette flambée des prix s'explique principalement par une forte demande. En effet, entre 2001 et 2006, la consommation de charbon affichait un taux de croissance annuel moyen d'environ +6%, soit deux fois l'évolution de la demande du gaz ainsi que celle du pétrole. Cette tendance haussière serait due à plusieurs facteurs : les tensions sur les prix du pétrole, l'importance des réserves prouvées de charbon et surtout une forte demande chinoise pour satisfaire une économie galopante, fortement dépendante du charbon. Ainsi, la Chine a vu ses importations de charbon progresser de 34% en 2007 et a considérablement réduit ses exportations nettes, passant d'environ 83 Mt en 2000 à 2,1 Mt en 2007.

Face à une telle demande, la chaîne logistique charbonnière s'est révélée sous dimensionnée et parfois vétuste. En effet, depuis l'été 2003, les faibles capacités portuaires et les mauvaises conditions d'acheminement du charbon entre les mines et les ports ont fait grimper les prix FAB. Cette situation a connu des fluctuations durant toute la période 2003-2007 sans retrouver les niveaux de prix de début 2003. La pénurie de navires, particulièrement les «**Capesize**» (utilisés pour le transport sur longue distance) mobilisés pour le transport de matières premières vers la Chine, fait grimper le fret depuis l'été 2003. Le coût du transport maritime devient alors volatil et atteint des niveaux élevés notamment à la fin 2003 et au début 2004 (jusqu'à 29\$ pour le transport d'une tonne de charbon entre le port de Richards Bays et Rotterdam, contre une moyenne de 6\$/t en 2002).

Une amélioration relative de la chaîne logistique (augmentation des capacités portuaires, meilleure disponibilité des cargos, etc.) a permis une certaine détente des prix en 2005 : les acheteurs déboursaient 62\$/t pour une livraison sur le marché ARA, soit 10\$ en moins par rapport au prix moyen de 2004. Mais cette situation n'a été que passagère ; en effet les cours se sont maintenus à un niveau élevé en 2006 (+3,2%, pour 64\$/t), puis se sont emballés en 2007. A partir du mois d'août, le fret a connu des records historiques pour un coût taquinant les 50\$/t à la fin de l'année. Avec une congestion chronique, touchant particulièrement le port de Newcastle en Australie, quelques pays d'Asie se sont tournés en 2007 vers l'Afrique du Sud, fournisseur habituel de l'Europe, ce qui a ajouté à la nervosité du marché. En ce début d'année 2008, les incidents se sont multipliés (tempêtes de neige en Chine, inondations en Australie, défaut d'approvisionnement d'électricité en Afrique du Sud, etc.), conduisant à un renchérissement des cours. Début mars la tonne de charbon livrée sur le marché ARA se négociait autour de 95€.

Les cours du charbon, après le 04 Juillet 2008, ont marqués une chute, suivant ainsi les cours du pétrole. Après un maximum hebdomadaire à 195 \$/tonne (Figure ci-dessous) atteint le 4 Juillet, avec celui du gaz, du pétrole et d'autres nombreuses "commodités" dans le monde, les cours se sont fortement détendus pour atteindre 127 \$/tonne à la fin de la semaine du même mois. Ces cours étaient encore très élevés par rapport aux 88\$/tonne de fin 2007 ou aux 56 \$/tonne du mois de Juin 2007.

Ce mouvement de baisse s'inscrivait dans le cadre d'un recul global des placements financiers sur les "commodités" mais aussi résulte de la réduction des importations chinoises. Les raisons de ce revirement du flux net chinois de charbon proviendraient tout d'abord d'un bon niveau de production. « Shenhua », le plus grand producteur de charbon du monde, a vu ses productions de charbon croître de 17% au mois de Juillet et de 14% au mois d'Août par rapport aux mêmes mois de 2007. De plus, dans les ports ainsi que dans les usines électriques les stocks seraient élevés en raison d'une baisse d'activité économique dans le Sud et de bonnes livraisons d'électricité en provenance des barrages des Provinces de l'Ouest.

IV. Les tendances des prix des énergies fossile

1) Principe

Il est difficile de prévoir le sens des évolutions futures des prix de l'énergie. Mais, certains prétendent le savoir. Ces derniers se classent, en général, en deux classes : les « optimistes » et les « pessimistes », chaque partie défend ses idées avec ses propres arguments :

Les optimistes estiment que les réserves prouvées, combinées au maintien des prix au dessus de 40 dollars et à la poursuite des progrès technologiques, permettront de satisfaire la croissance de la demande sans trop de difficulté. Cette position est défendue par l'AIE (dans son scénario de référence), par le département de l'énergie américain et, plus généralement, par de nombreux américains. Certes, ils sont conscients des risques que fait peser la croissance de la demande, notamment aux Etats-Unis, mais ils croient peu en une inflexion de cette dernière. Ils semblent plutôt faire confiance aux pays de l'OPEP pour augmenter leur production. Enfin, ils insistent fortement sur le potentiel des pétroles non conventionnels qui n'attendent que les investissements nécessaires pour se développer.

Les pessimistes, quand à eux, jugent les prévisions d'offre de l'AIE (dans son scénario de référence), du FMI et du département de l'énergie, insoutenables à long terme. Non seulement ils sont dubitatifs sur la capacité des pays non OPEP à maintenir durablement leur niveau de production au-delà de 2010-2015, mais ils estiment que les pays de l'OPEP n'ont pas sinon la capacité, tout au moins la volonté de servir de variable d'ajustement et de produire les 64 à 71 millions de barils/jour exigés d'eux. En conséquence, d'importantes tensions sur les prix devraient intervenir que seule une inflexion durable de la demande permettrait de diminuer. Dans ce scénario, la volatilité des prix augmente et ils peuvent, au moins de manière temporaire, dépasser les 100 dollars.

2) Le scénario de référence

Le scénario de référence décrit la situation énergétique mondiale, en supposant une continuation des tendances et des changements structurels en cours. Il correspond à une situation normale qui peut être améliorée par la mise en place de politiques appropriées.

La figure n°29, montre l'évolution des prix du pétrole, du gaz naturel, du charbon et même de l'électricité, entre 1980 et 2030 selon les prévisions de l'AIE (scénario de référence) issus de l'étude AEO2008.

La figure illustre la tendance haussière de ces énergies suivant les projections de l'évolution de l'économie mondiale dont la chine et l'inde qui sont les locomotives actuelles et futures.

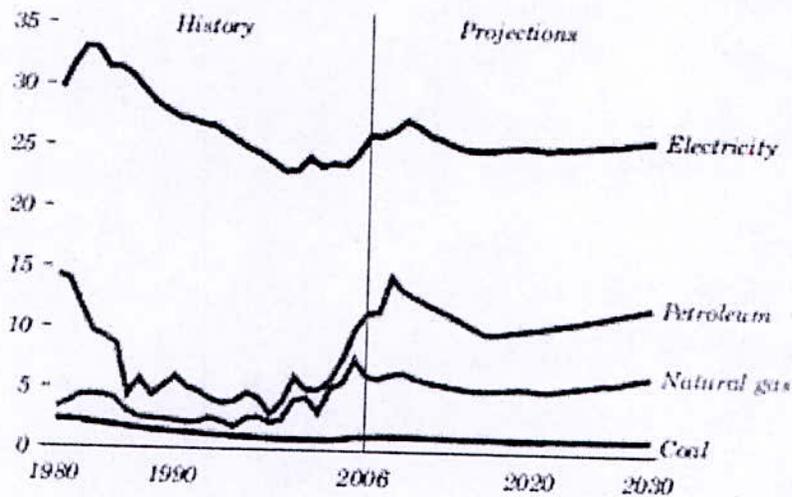


Fig. 29 : Evolution des prix des énergies, 1980 à 2030 (\$2006/MBut). ^[18]

En ce qui concerne les prix internationaux des combustibles, le scénario de référence se base sur deux hypothèses à savoir:

- Les marchés énergétiques mondiaux resteront suffisamment approvisionnés et à des prix raisonnables sur toute la période de projection.
- Les évolutions de prix dérivent du modèle énergétique mondial et de long terme « POLES » qui part, dans ce contexte, d'une vue optimiste concernant les découvertes futures de nouveaux champs de gaz et de pétrole et les progrès des technologies d'extraction.

Il convient de souligner, que les évolutions de prix issues du modèle POLES, indiquent une tendance à long terme, cohérente avec la dynamique mondiale de l'offre et de la demande. Ces projections ne prétendent pas jouer le rôle de prévisions précises en matière de prix des hydrocarbures (pétrole et gaz naturel). Ainsi, elles ne prennent pas en compte la composante géopolitique qui, très souvent par le passé, a eu un impact déterminant sur les niveaux de prix.

3) Tendance des prix du pétrole brut :

Les prévisions des prix du pétrole sont toujours entachées d'erreurs du fait que plusieurs paramètres entrent en jeu. Certains sont irrationnels et donc imprévisibles. Ainsi, jusqu'à 2003-2004, dans les scénarios du futur de l'AIE, le WEC se basaient sur un prix du pétrole brut de 35\$/baril à l'horizon 2030 ! Comment alors, expliquer les 147\$/baril du mois de juillet 2008 et les 47 \$/baril actuels ?

A moyen terme, les estimations de prix ont tendance à diverger en fonction des hypothèses retenues. Le tableau ci-dessous recense les facteurs qui peuvent influencer à la hausse comme à la baisse les prix du pétrole brut et des produits dérivés. Selon l'importance donnée à chacun de ces facteurs, les prévisions de prix peuvent varier fortement.

Les facteurs de hausse	Les facteurs de baisse
Une demande soutenue de pétrole brut liée au rattrapage des pays en voie de développement	Le risque de récession
Des gisements globalement plus coûteux à exploiter et de moins bonne qualité	La diversification énergétique (nucléaire, énergies renouvelables)
La montée en puissance des pays de l'OPEP	Le développement des pétroles non conventionnels
Le pic de production des pays non OPEP entre 2010 et 2015	La relance des politiques d'économies d'énergie
L'augmentation de la part des transports dans la consommation totale de pétrole et la demande croissante de produits raffinés légers	La concurrence des biocarburants et de nouvelles technologies permettant de réduire la consommation d'hydrocarbures dans le secteur des transports
Le renforcement des normes environnementales sur les carburants	
La disparition des capacités résiduelles de production, de raffinage et de transport	

Tab.5 : Les facteurs de hausse et de baisse des prix.

L'évolution des prix du pétrole est illustrée dans la figure n°30. Les perspectives des prix du pétrole dans le scénario de référence AEO2008 sont plus élevées que dans le scénario de référence AEO2007. Dans le scénario de référence AEO2008, le prix du pétrole en 2030 est approximativement 18 % plus élevé que celui projeté dans le scénario de référence AEO2007.

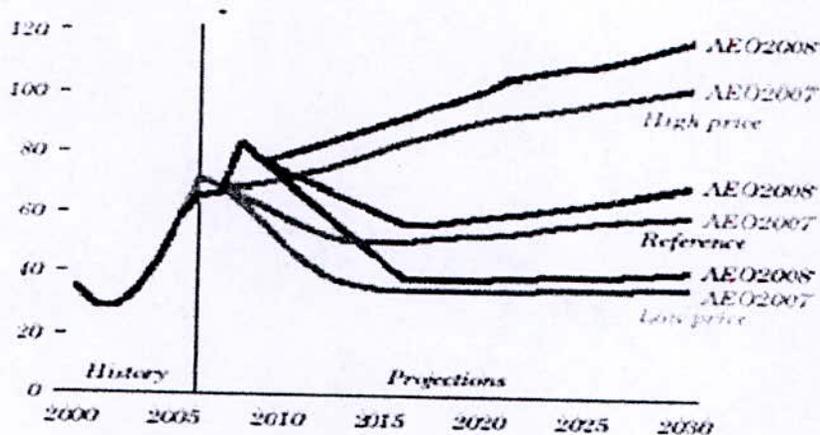


Fig. 30 : Evolution des prix de pétrole suivant les trois scénarios. ^[18]

Dans le scénario de référence, l'adoption de perspectives de prix aussi élevées se base sur trois principales raisons : d'abord l'expansion significative et continue de la demande mondiale du pétrole, en particulier dans les pays non-OCDE, qui comprennent la Chine et l'Inde. Ensuite, les coûts croissants du pétrole non-OPEP et de production du pétrole non conventionnel. Enfin, l'évolution limitée des approvisionnements de non-OPEC en dépit des prix du pétrole élevés et l'incapacité ou la réticence des pays membres de l'OPEP d'augmenter la production du pétrole aux niveaux exigés pour le maintien de la stabilité des prix..

Dans son rapport annuel de prévisions à long terme, l'AIE table sur une moyenne de 100 \$/baril pour le prix du pétrole sur la période 2008-2015, en dollars constants de 2007 (c'est-à-dire hors inflation), et prévoit que la très forte volatilité des prix ces derniers mois va se poursuivre sur les deux prochaines années. Après un record historique à 147,50 \$/baril dollars le baril à la mi-juillet, les cours ont, en effet, chuté à moins de 65 \$/baril dollars, plombés par les perspectives de récession dans les pays développés et les anticipations de chute de la consommation pétrolière. Le rapport se base aussi sur un prix du pétrole à "juste au-dessus de 200 \$/baril dollars le baril" en 2030. Des chiffres fortement revus à la hausse comparé à l'année 2007, quand l'agence prévoyait un prix du pétrole à seulement 108 dollars le baril en 2030 et anticipait même un repli à 70 \$/baril dollars vers 2015. Même si à court terme la crise financière peut pousser les prix encore plus bas, "l'ère du pétrole bon marché est révolue", avertit l'AIE.

4) Tendance des prix du gaz naturel :

Les prix du gaz sur les grands marchés suivent la hausse de celui du pétrole, non pas en raison d'effets directs d'indexation mais parce que comme pour le pétrole le maintien de l'équilibre offre demande, qui passe par le renouvellement des réserves dans un contexte de raréfaction impose une hausse continue des prix. Mais à 60 \$/baril en 2025 et 110 \$/baril en 2050, le prix du gaz reste cependant inférieur à celui du pétrole, ce qui traduit à la fois une contrainte relativement moins forte et une décote du gaz liée au coût des infrastructures nécessaires pour le transport et distribution.

Pour le gaz, les trois marchés continentaux : Amérique, Europe/Afrique et Asie, continuent à être caractérisé par un niveau des prix qui sont structurellement différents. Ces différences reflètent divers niveaux de développement dans les infrastructures de transport et différentes conditions de provision, en particulier le mixe entre gaz de canalisation et Gaz Naturel Liquéfié (GNL). Par exemple, le marché du gaz Asiatique est considérablement dépendant sur les importations du GNL. Par conséquent, le prix du gaz courant sur ce marché est plus élevé qu'en Europe et en Amérique.

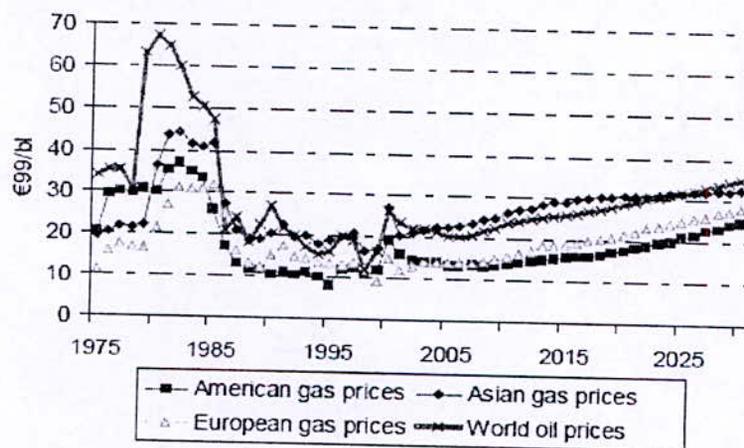


Fig. 31: l'évolution des prix du Gaz suivant plusieurs marché WETO (dollars 1999).^[19]

Cependant, les différentielles des prix sont estimés à baisser sur les 30 années prochaines, en reflétant un mixe des provisions du gaz en 2030. Cela est dû à la croissance de l'interconnexion des marchés du gaz avec les mêmes producteurs qui exportent aux différentes régions de consommation.

Le prix du gaz naturel continuerait à être partiellement indexé sur le prix du pétrole. En conséquence, le prix du pétrole et du gaz évoluerait encore dans la même direction. La figure

n°31 montre l'évolution des prix du marché spot du gaz. La figure montre un découplage progressif entre les deux formes d'énergie, reflétant, d'une part, une concurrence gaz-gaz de plus en plus forte, suite à la réalisation du marché intérieur du gaz naturel, et d'autre part, la disponibilité d'un plus grand nombre de sources de gaz naturel. En 2030, le prix du gaz sur le marché européen serait 50 % plus élevé qu'en 2000.

Le scénario de référence prévoit une diminution des prix du GN à 5,32\$/mcf d'ici 2016 par rapport à son niveau actuel, puis une augmentation à 6,63\$/mcf à l'horizon 2030. Alors que les prix du marché spot devraient baisser à 5,82\$/MBtu (\$5.99/mcf) en 2016, ensuite augmenter à 7,22\$/MBtu et à (\$7.43/mcf) en 2030.

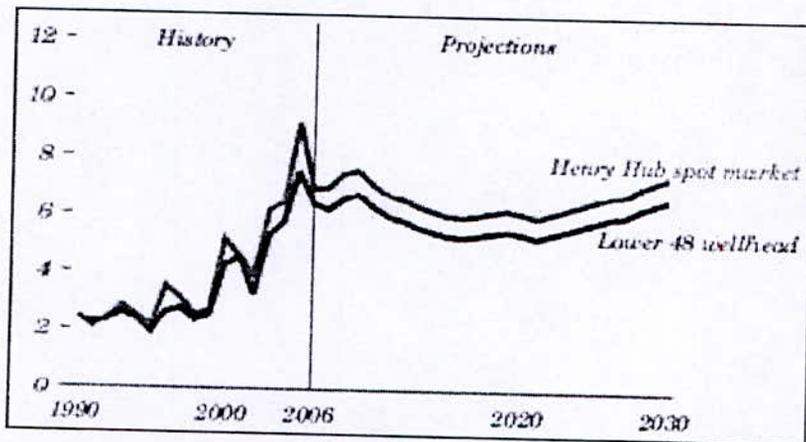


Fig.32 : l'évolution des prix du marché spot du gaz selon les prévisions de l'AIE issu de l'AEO2008 (dollars 2006).^[18]

Les prix actuelles élevés du gaz naturel stimulent le développement de nouvelles provisions est contraient la consommation du gaz naturel. La disponibilité des provisions en gaz naturel provoque un déclin des prix d'ici 2016. Après 2016, les prix du gaz naturel s'élèveraient d'une façon significative suite au coût important pour le développement du reste de gaz au USA. Les prix du gaz naturels dans le scénario de référence sont déterminés pour une grande part par le coût de provision du gaz naturel restant des ressources Américaines et canadiennes.

5) Tendance des prix du charbon :

Entre 1990 et 1999, le prix moyen du charbon a diminué de 4.9 % par an, passant de 29.09 \$US/tonne à 18.54 \$US/tonne (dollars2004). L'augmentation de la productivité d'extraction du charbon aux Etats Unis de 6.3% par an, pendant cette période, a aidé à réduire les coûts d'extraction et a contribué à la baisse des prix du charbon. Depuis l'année 1999, la croissance de la productivité d'extraction du charbon aux Etats-Unis est ralenti de 0.6 % par an, et le prix moyen du charbon a augmenté de 1.6 % par an, passant a 20.07\$/tonne en 2004.

Actuellement, les réserves de charbon ne manquent toujours pas. Et pourtant, le marché du charbon n'a jamais été aussi tendu et le prix du combustible aussi élevé. Une tendance qui devrait d'ailleurs se confirmer compte tenu de l'augmentation constante de la consommation de charbon (notamment en Chine et en Inde) et des capacités limitées des pays producteurs. Les tensions sur le marché du charbon viennent principalement de la demande croissante d'énergie à laquelle doivent répondre les centrales à charbon. Selon les prévisions de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) publiées en 2007, le charbon sera la source d'énergie primaire qui enregistrera la progression la plus marquée en termes de demande.

Portées par une forte croissance économique et une amélioration du niveau de vie dans un contexte général d'industrialisation et d'urbanisation, la Chine et l'Inde consomment de plus en plus d'énergie. Si l'on en croit l'AIE, ces deux pays contribueront pour environ 60% à la demande mondiale de charbon en 2030 (comparé à 45% en 2005). Pour couvrir ses besoins croissants en énergie, la Chine sera de plus en plus dépendante des importations de charbon. Elle est en effet confrontée à des défis de taille en tant que producteur de charbon. Le charbon chinois provient essentiellement des exploitations minières du nord du pays et doit parcourir de longues distances pour parvenir jusqu'aux grandes régions consommatrices situées sur la côte sud. Les énormes quantités à transporter provoquent des goulets d'étranglement sur les voies ferrées et dans les ports, ce qui fait exploser les frais de transport et entrave l'approvisionnement au niveau national. D'où l'intérêt d'importer du charbon. En 2007, la Chine est ainsi passée du statut de principal exportateur mondial de charbon par voie maritime à celui d'importateur net de charbon.

L'évolution de l'offre, qui devrait soutenir les prix sur le long terme, n'explique pas pour autant la récente flambée du charbon. Ce renchérissement a été provoqué par des interruptions momentanées dans la livraison de charbon dues à trois événements remontant à début 2008 :

des inondations en Australie, qui ont bloqué les exportations, des arrêts de production en Afrique du Sud et de fortes chutes de neige en Chine, qui ont également ralenti l'exportation de charbon. Ces défaillances du côté de l'offre ont mis en évidence les lacunes des infrastructures utilisées pour le transport du charbon, lacunes qu'il faudra des années pour combler. Avec ses quelque 112 millions de tonnes métriques, l'Australie fait partie des premiers exportateurs de charbon. Son système de transport du charbon s'approche toutefois des limites de ses capacités compte tenu de l'explosion des exportations. Le manque d'infrastructures pour acheminer le charbon extrait dans les bassins miniers de la Hunter Valley devrait se faire sentir au moins jusqu'en 2010, lorsque sera achevée la construction d'un troisième terminal charbonnier dans le port de Newcastle.

Chapitre IX :

LES PRIX DE L'ELECTRICITE

Chapitre IX :

Les prix de l'électricité

1. Introduction

L'électricité est peut-être devenue la forme d'énergie la plus importante pour la civilisation moderne. Parmi toutes les formes d'énergie utilisées, l'énergie électrique de par sa flexibilité d'utilisation, ses réseaux de distribution, la diversité de ses applications, est la forme d'énergie dont la consommation mondiale s'est développée le plus rapidement au cours du siècle dernier. De 1950 à 2000, la consommation mondiale d'électricité a été multipliée par 12 alors que dans le même laps de temps, la demande mondiale d'énergie primaire augmentait d'un facteur voisin de quatre. L'électricité est essentielle tant aux pays industrialisés dont elle soutient la structure économique qu'aux pays en développement où elle améliore l'accès à l'énergie, atténue la pauvreté et permet la croissance économique.

Chaque pays est doté d'un bouquet énergétique, propre à lui qui dépend de sa politique et sa stratégie énergétique. La figure n°33 illustre le bouquet énergétique de quelques pays dans le monde:

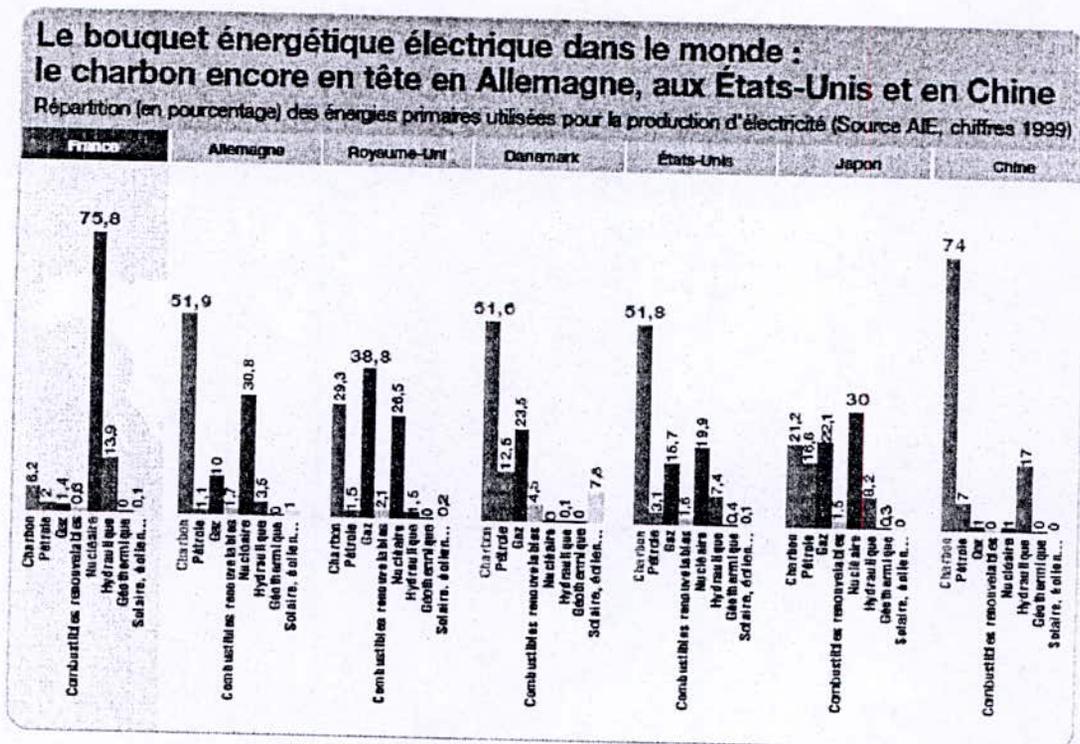


Fig.33: Bouquet énergétique de différents pays dans le monde 1999, source : AIE.

2. Les coûts des combustibles utilisés pour la production électrique :

Les coûts de production de l'électricité dépendent des coûts des combustibles utilisés. Dans le scénario de référence de l'AIE, les coûts du combustible correspondent à deux tiers du coût de production de l'électricité pour les centrales (nouvelles) à gaz naturel, à moins d'un tiers pour les centrales (nouvelles) à charbon et, moins d'un dixième pour les centrales (nouvelles) nucléaires en 2030.

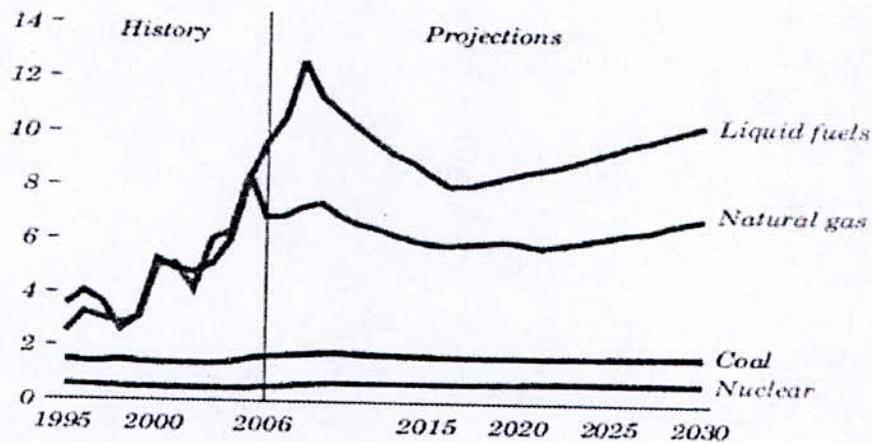


Fig.34: Evolution du prix moyen des combustibles (\$/MBTU). Source : AIE, 2006.

La figure n°34 montre l'évolution des prix des combustibles destinés à la production de l'électricité. Les prix ont marqué un pic en juillet 2008, suivi d'une baisse et puis augmentent solidement jusqu'à 2030. Les prix moyens annuels du gaz naturel baisse jusqu'à 5.06 \$/MBTU en 2016 puis atteignent 6.26 \$/MBTU en 2030. Alors que, ceux du pétrole à baissent jusqu'à 6.39 \$/MBTU en 2013 puis atteignent 7.61 \$/MBTU en 2030. Les prix de charbon demeurent relativement bas, avec des niveaux d'environ 1.50 \$/MBTU au début et à la fin de la période de projection.

La production d'électricité dans les centrales fonctionnant à gaz naturel, qui ont des frais financiers et des niveaux d'émissions relativement bas, a augmenté au début de cette décennie. Récemment, ses prix élevés ont engendré une augmentation du coût de production d'électricité. Le prix du gaz naturel a beaucoup fluctué et a marqué un pic de 14 \$/Mbtu, soit une augmentation moyenne de 37 % entre 2004 et 2008.

Dans le scénario de référence AEO2008, l'augmentation continue des prix du combustible et des coûts des nouvelles centrales électriques, conduit à une augmentation des prix d'électricité, marquant ainsi un maximum en 2009 d'une moyenne annuelle de 9,3 Cents de dollars₂₀₀₆ le kWh. Les prix tombent ensuite à 8,5 Cents le kWh en 2015.

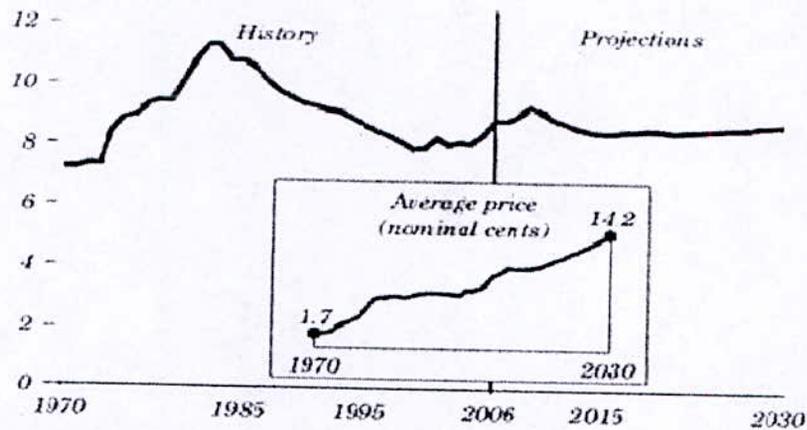


Fig.35: Evolution du prix moyen d'électricité (cents par kWh). *Source : AIE, 2006*

Après 2015, l'évolution constante des prix de gaz naturel et de pétrole encourage les producteurs d'électricité à basculer vers le charbon à bas prix. En conséquence, les prix au détail de l'électricité montent graduellement, jusqu'à 7,4 cents par kWh en 2025 et 7,5 cents par kWh en 2030. Les clients usagers de cette énergie perçoivent les effets cette augmentation des prix du gaz naturel dans leurs factures de l'électricité, puisque les prix sont déterminés en plus grande partie par les coûts marginaux des frais d'exploitation.

Lorsque le prix de l'oxyde d'uranium U_3O_8 était de dix dollars la livre, l'uranium comptait pour environ 5% du coût de production de l'électricité d'origine nucléaire. Avec un prix de cent dollars la livre, cette proportion devient 34% et le coût de production du kWh d'origine nucléaire est augmenté de 45%. En 2000-2003, le coût du combustible nucléaire représentait 15% du coût de production de l'électricité nucléaire (5% pour l'uranium et 10% pour les divers traitements). A cette époque le prix de l'uranium était de dix dollars la livre (454 grammes) d'oxyde U_3O_8 . Ce prix, pour les contrats à long terme, est passé à vingt dollars en 2004, trente en 2005, cinquante en 2006 et plus de quatre-vingt pour le premier semestre 2007.

Sur le marché à court terme (spot) le prix de l'uranium dépasse les cent dollars en moyenne sur les six premiers mois de l'année 2007, avec des valeurs mensuelles plus importantes encore. Dans ces conditions, on ne peut plus dire que le prix de l'uranium représente 5% du coût de l'électricité nucléaire. Une fois le prix de l'uranium répercuté dans le coût du combustible nucléaire chargé dans les réacteurs, cela représente 21% du coût de production électrique avec un prix de 50\$/lb (50 dollars la livre), 34% pour 100\$/lb, 44% pour 150\$/lb et 51% pour 200\$/lb.

Comparé au coût de production pour un prix de l'uranium (oxyde) à 10\$/lb, cela correspond à une augmentation respective de 20% - 45% - 70% et 95% du coût de production de l'électricité d'origine nucléaire.

Le prix de l'uranium n'est pas répercuté de façon immédiate dans le coût de production de l'électricité, car les contrats à long terme pour l'achat d'uranium varient en durée, clauses de révision et mode d'indexation des prix. Le cycle du combustible doit aussi être pris en compte avec un délai moyen de deux ans entre l'achat d'uranium et le chargement du combustible dans le réacteur. Si elle est étalée dans le temps, cette augmentation très importante du coût de production de l'électricité nucléaire est cependant inévitable.

Prix en dollar	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Uranium Spot	7,30	9,90	11,60	18,70	28,80	49,90	106,00
Uranium LT	10,12	10,62	12,10	20,38	30,58	49,88	86,67
Conversion LT	5,08	5,92	6,49	9,67	13,17	13,38	13,00
UTS (SWU) LT	99,75	104,50	105,00	105,83	109,58	129,00	138,83

Spot : marché à court terme ;

SWU : Separation Work Unit (Unité de Travail de Séparation)

LT : marché à long terme (contrats de longue durée) ;

Tab.6 : Prix de l'uranium.

Le prix de l'uranium est en réalité celui d'une livre (454 g) d'oxyde d'uranium U_3O_8 . Lorsque le prix de l'uranium représente 5% du coût de production de l'électricité, cela signifie une valeur de 10 pour l'uranium et 190 pour l'ensemble des autres coûts. Dans la mesure où les autres coûts ne varient pas, le fait de passer à 100 pour l'uranium sans modifier les autres coûts (190) donne un coût total de 290 au lieu de 200 (45% d'augmentation) et le prix de l'uranium représente alors 34,48% du coût total de production de l'électricité d'origine nucléaire.

Coût de l'uranium	10	20	50	100	150	200	300	400
Autres coûts	190	190	190	190	190	190	190	190
Coût total	200	210	240	290	340	390	490	590
% U dans le coût total	5,00	9,52	20,83	34,48	44,12	51,28	61,22	67,80

Tab.7 : La part de l'uranium dans le coût du MWh nucléaire.

Une fois répercuté dans le coût de production du kWh (kilowatt-heure) d'électricité, le prix actuel de l'uranium conduira à une augmentation de 45% du coût de production de l'électricité d'origine nucléaire.

Prix de l'Uranium	10	20	50	100	150	200	300	400
Coût MWh en Euro	32,00	33,60	38,40	46,40	54,40	62,40	78,40	94,40
Coefficient	1,00	1,05	1,20	1,45	1,70	1,95	2,45	2,95
% augmentation	0 %	5 %	20 %	45 %	70 %	95 %	145 %	195 %

Tab. 8: Coût du MWh d'électricité nucléaire selon le prix de l'uranium (oxyde U3O8)

La production mondiale d'uranium (42.000 tonnes) est insuffisante depuis une vingtaine d'années. L'utilisation de sources secondaires d'uranium (25.000 tonnes), provenant de stocks civils et militaires, permet de combler la différence avec la consommation des centrales nucléaires (67.000 tonnes). Ces stocks seront épuisés en 2015 et la production minière ne pourra augmenter de façon suffisante en huit ans pour correspondre à la demande de consommation. La production d'uranium est estimée de façon fiable une dizaine d'années à l'avance. Les projets d'exploitation de nouveaux gisements sont connus et il faut dix ans au moins pour mettre une mine en exploitation, en dehors des problèmes techniques imprévus. Avec cette pénurie d'uranium dès 2015 et une production mondiale d'uranium en déclin à partir de 2025, le prix de l'uranium ne pourra qu'augmenter de façon considérable. Un prix supérieur à 200\$/lb dans les prochaines années est non seulement réaliste mais sans doute sous-estimé en regard de la réalité des prix sur la période 2010-2020 et au delà. Le coût de production de l'électricité nucléaire sera tellement élevé que ce moyen de produire l'électricité n'aura plus aucune justification économique.

L'électricité d'origine Renouvelable 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. Exprimés en cents d'euro (ou de dollar) par kWh, 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 inclue 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.

3. Comparaison des coûts des filières de production d'électricité :

Périodiquement, les pays membres de (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 et pour deux hypothèses de taux d'actualisation et trois hypothèses de prix des combustibles.

Taux d'actualisation	Prix des combustibles	Nucléaire	Charbon	Gaz
5%	Haut		3,50	4,14
	Moyen	3,06	3,29	3,57
	Bas		3,10	2,97
10%	Haut	4,49		4,50
	Moyen		4,18	3,96
	Bas		3,99	3,30

Tab. 9 : Comparaison des coûts actualisés en cents d'euro par kWh

Les coûts varient entre 3,0 et 4,5 cents d'euro par 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.

	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

Tab.10 : Structure des coûts de production (%).

Depuis le début des années quatre-vingt-dix, 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.

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 et des effets différenciés du progrès technique sur les coûts d'investissement et d'exploitation.

En ce qui concerne les filières renouvelables, ces derniers sont affectés d'une beaucoup plus grande incertitude que les coûts précédents (thermiques) parce qu'à côté de techniques matures comme l'hydraulique ou la géothermie conventionnelle, 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 euro par kW 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 kW installé en grande hydraulique ou en géothermie sur de bons sites pourra ne pas dépasser 1000 euros ; ceux du même kW en petite hydraulique, solaire thermodynamique, éolien *on-shore* ou *off-shore*, 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 kW à celui du kWh 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.

	Actuels	Futurs
- Grande hydraulique	2-5	2-5
- Géothermie conventionnelle	2-10	1-10
- Petite hydraulique	3-10	2-7
- Eolien	5-13	3-10
- Biomasse conventionnelle	5-15	4-10
- Biomasse gazéifiée + TGCC	8-11	
- Marémotrice	8-15	8-15
- Energie des vagues	8-20	
- Piles à combustibles PAFC acide phosphorique	10-20	
- Solaire thermodynamique	12-18	4-10
- Géothermie roches sèches	12-20	
- Solaire photovoltaïque	25-125	5-25

Tab. 11: Coûts des autres filières électriques en cents d'euro par kWh.

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 co-génératrices 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).

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 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. 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'évolution du climat (GIEC).

- Thermique charbon, après 2000	4,0
- Thermique fuel, après 2000	3,2
- Thermique gaz avec cycles combinés	1,6
- Thermique biomasse	0,8
- Nucléaire	0,3
- Solaire photovoltaïque	0,28
- Eolien	0,13
- Hydraulique	0,04-0,74

Tab.12 : Coûts externes des filières électriques en cents d'euro par kWh

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.

Sont exclues de cette évaluation les centrales thermiques conventionnelles en fonction avant l'an 2000 dont les coûts externes, supérieurs à 10 cents par kWh, 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.

Source d'énergie	Coût (en m€ par kWh)
Gaz	60 à 100
Solaire /Biomasse	80 à 85
Fusion	80
Hydraulique / Éolien	60 à 70
Fission	40

Tab. : Prix du kWh selon la source d'énergie

Chapitre X :
L'AVENIR ENERGETIQUE

Chapitre X :

L'avenir énergétique.

Pour répondre à la condition d'avoir un avenir « durable », une énergie doit répondre à diverses exigences, il faut qu'elle soit durablement abondante, à un prix convenable, dont la disponibilité soit suffisamment assurée, qui ne soit pas trop dangereuse et qui ménage l'environnement.

Sur l'ensemble des énergies existantes à l'état actuel, un premier examen devrait nous permettre de sortir de la liste des énergies candidates celles qui ne répondent pas suffisamment à ces critères :

- Le charbon pollue, tue 15 000 personnes par an et nourrit l'effet de serre.
- Le pétrole laisse entrevoir le «fond de la cuve», pose des problèmes géopolitiques graves et nourrit gravement l'effet de serre.
- Le gaz n'est qu'un peu plus abondant, mais pose aussi des problèmes géopolitiques, les fuites de méthane nourrit presque autant l'effet de serre.
- L'éolien, plus ou moins coûteux, et son potentiel exploitable n'est pas illimité.
- Le solaire, très abondant, mais reste encore assez coûteux.
- Le nucléaire nécessite un niveau élevé de sûreté, engendre des déchets radioactifs et les gens n'en veulent pas.

De ce rapide examen ressort une conclusion très claire: il n'y a pas de bonne solution. Mais, comme le monde ne peut s'en passer d'énergie, il faut se rabattre sur de mauvaises solutions.

Le charbon peut-il être rangé parmi les solutions qui même, mauvaises, contribueront quand même à assouvir la boulimie énergétique de nos descendants. Il a le mérite d'être assez abondant, à un coût convenable avec une répartition spatiale qui devrait assurer sa disponibilité. Reste que la contribution du charbon à l'effet de serre est dans la nature de choses: il s'agit de réaliser la réaction chimique $C + O_2 = CO_2$, laquelle est exothermique, et c'est précisément cette production de chaleur qui est l'objectif, le CO_2 , produit étant le déchet. L'émission de gaz carbonique est donc consubstantielle à la combustion du charbon.

Mais ce malheureux gaz carbonique, ne peut-on, comme nos ordures, s'en débarrasser proprement au lieu de le laisser se répandre dans l'air ambiant ? Tel est bien le projet aujourd'hui à l'étude: capter le gaz émis, le transporter, et l'enfouir sous terre là - notamment - où se trouvent les couches géologiques poreuses d'où l'on a extrait pétrole ou gaz (exemple du projet de captage et stockage du CO_2 réalisé à In Salah gaz en Algérie). Pour quelques millions de m^3 , on devrait y arriver sans trop de risque. Mais, avec les milliards de m^3 qu'il y aura à enfouir sous pression au-dessous de nos pieds, nombre de problèmes se posent, de coût et de sécurité. Si réussite il y a, ce ne saurait être avant vingt ou trente ans, et très progressivement.

C'est essentiellement sous forme de carburant pour les transports que le pétrole est devenu indispensable à nos sociétés motorisées. En effet, on lui trouvera, le moment venu, des substituts pour le chauffage; c'est plus difficile pour la carburation. Voilà plus de soixante ans que la fin du pétrole est pour dans trente ans. Ce trente avait pris l'allure d'une constante universelle avant qu'on finisse par comprendre qu'avoir trente ans de réserves prouvées devant soi était tout simplement une sorte d'optimum économique. Il semble quand même que les découvertes se raréfient, les très grands gisements en tout cas, et on est fondé aujourd'hui à réfléchir aux substituts possibles. Les biocarburants? Ceux de première génération, encore coûteux et à faible rendement énergétique sur leur cycle de vie, requièrent des surfaces agricoles considérables. Et ils posent un sérieux problème de substitution entre surfaces agricoles à vocation alimentaire et cultures pour biocarburants, comme c'est déjà le cas au Mexique. Une deuxième génération répondra peut-être mieux à nos attentes. Mais si transition il doit y avoir avant une solution plus définitive, la voiture hybride a alors toutes ses chances. On ajoutera que l'approvisionnement en pétrole soulève des problèmes géopolitiques sérieux. Ces problèmes, on vit avec et cela peut continuer moyennant toutes formes d'habileté, notamment diplomatique. Mais ça peut craquer. Enfin, il n'est pas question d'aller récupérer le gaz carbonique à la sortie des cheminées d'immeubles et des tuyaux d'échappement. Le pétrole pose donc de vrais problèmes pour la deuxième moitié du siècle.

Le gaz est un peu plus abondant, pas tellement mieux assuré, mais n'échappe qu'en partie à l'effet de serre: la combustion du gaz naturel - le méthane - produit deux fois moins de gaz carbonique que le charbon, mais il suffit de 4% de fuite du méthane lui-même, à l'amont, pour que cet avantage disparaisse. Quoi qu'il en soit, on continuera quand même, pendant quelques décennies, à utiliser du gaz comme du pétrole, à défaut de pouvoir faire mieux.

L'éolien reste très coûteux eu égard à sa mauvaise qualité; c'est une forme d'énergie non garantie dont l'installation exige l'édification parallèle de moyens classiques de production sûrs, telles les turbines à gaz. Encombrantes et bruyantes. Ce propos critique ne vaut pas condamnation de cette forme d'énergie renouvelable et ceci n'a pas empêché quelques pays tel que l'Allemagne à installer plus 18000 MW pour la production électrique. La question posée est seulement de savoir s'il ne vaudrait pas mieux que l'argent ainsi dépensé soit consacré, en partie au moins, à faire progresser la recherche sur les matériaux et la régulation de ces engins.

La découverte de la cellule photoélectrique a représenté à l'époque une innovation scientifique importante. L'énergie solaire, thermique ou photoélectrique, est mieux placée par rapport l'éolienne parce que, si l'une et l'autre sont très encombrantes, les éoliennes stérilisent plus ou moins des surfaces importantes alors que les panneaux solaires vont peu à peu recouvrir des toitures dont la surface existe de toute manière. En outre, les nouvelles technologies de CSP montrent un révéler d'un avenir prometteur pour ce type d'énergie. Mais si l'on parle de progrès technique, le progrès qui révolutionnerait le secteur électrique, et notamment les sous-secteurs éolien et solaire, serait celui du stockage de l'électricité. Le jour où l'on saura stocker l'énergie électrique facilement et pour pas cher, la rentabilité des énergies, solaire et éolienne, fera un bond.

Quant au nucléaire, il est encore rejeté par nombreux pays. Mais, représente pour d'autres tel que la France qui a misé tout le paquet sur cette énergie (80% de sa production électrique), un choix déjà pris. L'utilisation civile de l'énergie nucléaire présente plusieurs avantages économiques par rapport aux énergies fossiles comme le pétrole : la production serait insensible à l'évolution des relations internationales car l'approvisionnement en uranium provient de zones géographiques diversifiées (Canada, Afrique, Australie, Asie), politiquement plus stables que certains pays exportateurs de pétrole, comme ceux du Moyen-Orient, son prix serait plus ou moins stable, elle ne rejette pas de gaz à effet de serre (ce qui évite les pénalités dans le cadre du protocole de Kyoto). Par contre, cette énergie a plusieurs inconvénients, notamment : Le gestion et stockage à long terme des déchets nucléaires, les risques d'accident sur un réacteur nucléaire ou au cours du cycle de traitement du combustible, le risque de prolifération nucléaire et de détournement de matière radioactive pour fabriquer une « bombe sale » et enfin, le coût économique de la filière de production de l'électricité nucléaire.

S'agissant de l'aspect environnemental, les énergies renouvelables sont les mieux placées, puisque, non seulement ils ne polluent pas mais aussi ils sont inépuisables, ce qui n'est pas le cas pour les sources fossiles. Le nucléaire, est le deuxième mieux placé, la chaîne de production de l'électricité d'origine nucléaire ne rejette pas de gaz ou de particules qui acidifient les pluies, contribuent au smog urbain ou appauvrissent la couche d'ozone. La quantité de dioxyde de carbone émis par la totalité du cycle du combustible nucléaire est négligeable. Une seule grande centrale nucléaire de 1 GWe permet d'éviter l'émission d'environ 1.75 million de tonnes de carbone chaque année si elle est utilisée à la place du charbon, près de 1.2 million de tonnes si elle est utilisée à la place du pétrole et 0.7 million de tonne si elle est utilisée à la place du gaz naturel. Les chiffres actuels dépendront des facteurs de capacité, des rendements thermiques des centrales à combustibles fossiles, des propriétés du combustible, etc. Une centrale nucléaire permettra aussi d'éviter les émissions de SOx, de NOx et de particules, contribuant ainsi sensiblement à la qualité de l'air local.

Jusque là, nous parlions seulement des spécificités propres aux sources d'énergie et de la possibilité d'approvisionnement et d'en bénéficier au maximum de ces dernières. Mais, en ce qui nous concerne, ne serait-il pas encore plus intéressant de parler de la manière dont elles sont utilisées? Il y a une expression qui dit: consommer mieux en consommant moins !! Beaucoup de gens dans le monde se sentent assez mal ou très mal informés sur l'énergie. Qu'est ce que, en fait, l'économie d'énergie ? Depuis 1974, les producteurs d'appareils consommant de l'énergie (maisons, fabricants de voitures, d'électroménager, etc.) ont fait des progrès considérables: une maison moderne requiert 2 à 3 fois moins d'énergie pour le chauffage qu'une maison ancienne, il faut beaucoup moins d'énergie pour mettre en mouvement une tonne de voiture aujourd'hui qu'il y a 20 ou 30 ans, il faut brûler moins de kérosène pour amener un passager, d'Alger à Constantine qu'en 1975. Il faut que ce geste ne soit pas isolé. Dans les pays développés, il est exigé une nomenclature donnant la consommation d'énergie de chaque appareil électroménager, selon une classification ABCDE, et 1 % du prix de l'appareil est versé pour l'écologie (cas de la France). En Algérie, du fait d'une ouverture débridée du marché, nous achetons n'importe quoi, ce qui compte c'est le bon prix; il existe des appareils trois fois moins chers mais consommant quatre fois plus d'énergie que les autres.

Chapitre XI :
CONCLUSION

Chapitre XI :

Conclusion

La détermination du prix de l'énergie demeure une tâche plus compliquée qu'une simple égalisation de l'offre et la demande. Deux grandes catégories d'acteurs se trouvent en confrontation avec des intérêts divergents, les pays exportateurs et les pays importateurs, auxquels viennent s'ajouter les intérêts des compagnies, les traders et les consommateurs finals. La dépendance du Moyen Orient est de plus en plus préoccupante compte tenu des tensions géopolitiques et de l'instabilité de ces pays.

L'évolution des prix de l'énergie marque bien une tendance à la hausse, Même si en tendance depuis 30 ans le prix est à la hausse, la volatilité est forte, compte tenu de l'ensemble des variables à prendre en compte dans la détermination des prix.

Les multiples facteurs considérés dans la formation des prix de l'énergie sont de plus en plus complexes et incertains augmentant ainsi l'instabilité des prix. Il suffit de constater la rapide hausse des prix du pétrole suivi par ceux du gaz naturel et le charbon qui a été suivie par une rapide baisse en 2006. Il devient alors difficile de prétendre que les prix de l'énergie resteront à des niveaux élevés un certain temps ou inversement. En effet une amélioration de l'efficacité énergétique de façon à répondre aux besoins de la population tout en consommant moins d'énergie (en consommant mieux en consommant moins). Les énergies renouvelables représentent une alternative aux énergies fossiles avec un potentiel prometteur malgré les coups important de la technologie, cette dernière nous a habitué après la maîtrise de minimiser les coûts pour qu'ils deviennent compétitifs aux énergies conventionnelles. Les caractéristiques locales de chaque pays sont à considérer pour comprendre la diversité des situations dans l'Union Européenne. Malgré une diminution continue des coûts, les énergies renouvelables ne sont pas encore compétitives avec les énergies traditionnelles. Et il est difficile de prétendre que le prix des hydrocarbures se maintiendra durablement à un niveau suffisant pour permettre le développement de ces énergies renouvelables. Celles-ci devraient encore être subventionnées par les gouvernements afin de permettre leur croissance et la baisse de leur coût de production (grâce à l'effet d'expérience).

La rapide chute des prix à partir de juillet 2008 (147 dollars) jusqu'à moins de 50 dollars le 21 novembre, montre que les « fondamentaux » ne peuvent pas à eux seuls expliquer ce qui se passe. On a beau, incriminer la spéculation responsable de 50 dollars, il n'en demeure pas moins que cette descente vertigineuse est inédite dans l'histoire du pétrole. Ce n'est plus un contre choc c'est une catastrophe pour les pays rentiers mais aussi pour la lutte contre les changements climatiques, car les programmes des énergies renouvelables n'étant plus compétitifs, ils seront relégués au second plan compromettant dangereusement la santé de la Terre. Il est à espérer qu'un vent de sagesse soufflera notamment avec l'espoir suscité par la nomination du président Obama qui s'engage pour les énergies renouvelables, avec aussi une prise de conscience globale de la rareté du pétrole et de son déclin. Cette conscience globale permettra d'arriver à un prix raisonnable stable qui puisse être acceptable par les producteurs et les consommateurs et qui puissent permettre le développement rapide des énergies vertes. Cela passe aussi par la nécessité de substituer dans les pays industrialisés (20 % de la population mondiale qui consomment 75 % de l'énergie) à l'ébriété énergétique actuelle une sobriété énergétique en espérant aussi que les pays émergents n'empruntent pas aussi le même chemin que le développement dans les pays industrialisés dont la crise financière actuelle nous a montré les limites.

Bibliographie:

- [1] C.E.Chitour, "Quelle énergie pour demain", Edition ENAG 2007.
- [2] « La situation mondiale de l'alimentation et de l'agriculture », FAO, 2008.
- [3] « Prix et population OCDE », publié par le FAO, 2008;
- [4] « PIB en dollars EU courants », publié par le FMI, 2008.
- [5] Yves Mathieu, «Estimer les réserves pétrolières, une question de méthodologie ?», publié dans la Revue de l'Energie n°562, décembre 2004.
- [6] « World Energy Outlook 2005 », publié par l'Agence Internationale de l'Energie;
- [7] « Réserves de pétrole : des données évolutives en fonction de la technique et de l'économie, Panorama 2005», publié par l'Institut Français du Pétrole, Mai 2005.
- [8] M.K. Hubbert, "Nuclear Energy and the Fossil Fuels", American Petroleum Institute of drilling and production practice, proceeding, Spring meeting, San Antonio, Texas, 1956, pp 30-36.
- [9] Revue: "Bp Statistical Review of World Energy", June 2008
- [10] « La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde », Edition 2007, copyright © 2007, Observ'ER ;
- [11] l'Observatoire de l'énergie, AIEA/OCDE 2006.
- [12] G. CAPUS, « la production d'uranium, les besoins et les ressources en terre », Revue de l'Energie, n°579, p298.
- [13] Power Reactor Information System (PRIS), IAEA, 2007.
- [14] "Price Risk Management in the Fuels Sector", publié par le Secretariat de l'CNUCED
- [15] U. S. Department of Energy, Energy information administration. Copyright, Oilenergy.com 2008,

- [16] Dr Thomas Chaize, Analyse Stratégie Ressources, www.dani2989.com
- [17] G. André, « Le charbon reste bien orienté », avril 2008.
- [18] “Annual Energy Outlook 2008, with projection to 2030”, EIA, June 2008
- [19] “Weto Final Report”, publié sur: <http://www.ec.europa.eu.org>.