

**L'ÉNERGIE NUCLEAIRE FACE
A LA DEREGLEMENTATION DES MARCHES D'ÉLECTRICITE**

C. PIERRE ZALESKI & SOPHIE MERITET

C.G.E.M.P.

Centre de Géopolitique de l'Énergie et des Matières Premières,
Université Paris - Dauphine.

SECTION I : Introduction	
SECTION II. Elements économiques de production d'électricité	
1) Les combustibles.....	
Le combustible charbon	
Le combustible gaz naturel	
Le combustible nucléaire	
Comparaisons des coûts des combustibles	
2) Coûts de production de l'électricité	
Les coûts d'investissements.....	
Les coûts d'exploitation (hors combustibles)	
3) Comparaisons des coûts de production d'électricité.....	
SECTION III : réflexions sur les risques à prendre en compte pour les diverses centrales électriques	
1) Risques liés à l'opinion publique et à l'attitude des autorités politiques	
2) Risques technologiques.....	
3) La stabilité des réglementations.....	
4) Les risques liés à la gestion des déchets	
5) Risques liés à l'évolution du prix de vente d'électricité	
6) Risque de variation de prix de combustibles	
SECTION IV. Cas spécifiques des pays	
1) Les Etats-Unis	
2) La France.....	
3) La Chine	
4) L'Inde.....	
5) La Finlande	
SECTION V. Conclusion	
BIBLIOGRAPHIE.....	

ENCADRE 1 : EPR face à la concurrence

ENCADRE 2 : Quelle décision pour l'EPR

Tableau 1 : Estimation de la structure des coûts de production électrique

Tableau 2 : Estimation de la structure des coûts de production

Tableau 3 : Estimation du coût global de la production d'électricité

Tableau 4 : Compétitivité relative des filières en base

Tableau 5 : L'EPR et ses concurrents

I. INTRODUCTION

Dans cet article, nous présentons une réflexion sur l'avenir de l'énergie nucléaire à l'échelle d'une génération, ou en d'autres termes, les chances que des centrales nucléaires en nombre significatifs soient construits dans les 30 prochaines années. Il paraît certain qu'à cette échéance, des technologies nouvelles – fusion, solaire de l'espace.... -- ou fortement innovantes – à haute température, refroidi par les métaux liquides... -- ne pourront pas avoir d'impact quantitativement significatif.

Nous nous intéressons donc exclusivement aux réacteurs refroidis et modérés à l'eau. Ceci ne veut pas dire que pendant ces trois prochaines décennies les états et l'industrie ne doivent pas consacrer des moyens importants à la recherche et développement pour assurer l'avenir plus lointain. Cette recherche et développement devrait concerner l'amélioration des concepts à eau, mais aussi la mise au point des technologies innovantes¹.

A plus long terme, au delà de 2030, il faudra aussi tenir compte de certaines considérations qui prendront une place de plus en plus importante dans le choix du mix énergétique, notamment:

- Traitement du problème du CO₂;
- Tensions éventuelles sur les marchés pétrolier et gazier liées à la concentration des ressources dans le Moyen-Orient et les pays de l'ex-Urss;
- Succès ou difficultés rencontrés dans la mise en œuvre des énergies renouvelables.

A encore plus long terme, au delà de 2050, on pourra peut-être prendre en compte d'éventuels progrès dans la mise au point d'énergie "nouvelles" -- fusion thermonucléaire, énergie solaire captée par des stations spatiales.

Dans notre article, nous ne nous aventurerons pas au delà de 2030² mais par compte nous tiendrons compte des quatre aspects de la réalité que nous mentionnons ci-dessus.

A) Au lieu de parler de *déréglementation* des marchés d'électricité, il vaudrait mieux employer l'expression d'*introduction de la compétition* dans la production et la vente de l'électricité : en effet, cette introduction de compétition demande une réglementation probablement plus complexe que la réglementation concernant les monopoles. La plupart des acteurs et observateurs des marchés électriques sont maintenant d'accord pour considérer que la puissance publique doit exercer un rôle important pour encadrer et réglementer les marchés qui eux, contrairement à ce que certains pensaient, ne peuvent régler tous les problèmes. En dehors des problèmes classiques d'entente, des manipulations du marché et des positions dominantes, les pouvoirs publics doivent s'intéresser aux problèmes particuliers liés aux marchés électriques qui sont les suivants :

- protection de l'environnement
- sécurité d'approvisionnement
- service public, c'est-à-dire, garantie d'accès à tous et éventuellement une certaine péréquation des tarifs sur un territoire donné

La position compétitive de l'énergie nucléaire par rapport aux sources alternatives d'électricité dépend fortement de la façon dont les autorités publiques traitent ces divers aspects, et notamment la protection de l'environnement et la sécurité d'approvisionnement.

¹ Un excellent exemple de telle recherche est l'effort international regroupant 10 pays à l'initiative des Etats-Unis dans une structure informelle nommée G.I.F.- Generation IV international forum- qui a sélectionné six types de réacteurs innovants à étudier.

² Le lecteur qui est intéressé par les réflexions sur un avenir plus lointain dispose dans la littérature de plusieurs publications intéressantes ; nous nous permettons d'attirer son attention sur les scénarios pour le 21^{ème} siècle publié par le CGEMP en 2002 ainsi que sur l'article de l'un de l'auteur publié aussi en 2002 (Zaleski 2002)

On peut aussi noter que l'introduction de la compétition dans les marchés de production de l'électricité n'est pas aujourd'hui universelle, et même qu'elle marque le pas après la crise californienne et la faillite d'Enron. Par exemple, de nombreux états américains, notamment ceux du Sud-est, sont très heureux de garder leur monopole. En Europe, la compétition est progressivement introduite, tout au moins en théorie, car en pratique, dans certains pays (Allemagne, Espagne), dont le marché est ouvert à 100%, on ne voit pas de compétition autre que nationale.

D'autres pays, comme la Chine et l'Inde, ne paraissent pas vouloir introduire la compétition, tout au moins à court terme.

Il existe aussi des voix, même aux Etats-Unis, qui contestent les bénéfices de la compétition du marché d'électricité, et qui, compte tenu du caractère particulier de ce marché, préconisent le maintien du monopole (voir Watts 2001).

B) Pour juger de la compétitivité de l'énergie nucléaire et de la place qu'elle pourrait prendre dans l'avenir, il faut naturellement étudier non seulement l'énergie nucléaire mais les alternatives avec lesquelles elle est en concurrence. Nous pensons qu'en première approximation, nous pouvons limiter notre réflexion au rôle de l'énergie nucléaire en tant que source d'électricité de base alimentant des réseaux importants et ne pas s'intéresser à la production en « semi base et de pointe » pour lesquelles l'énergie nucléaire est moins bien placée. Pour la production de base, les sources alternatives les plus probables sont le charbon et le gaz. Il ne faut naturellement pas exclure les sources d'énergie renouvelables comme l'hydraulique, l'énergie éolienne ou solaire. Toutefois, ces énergies auront pendant de nombreuses décennies à venir des limites quantitatives à leur pénétration des marchés. En effet, l'énergie hydraulique dépend des sites disponibles, les énergies éoliennes et solaires doivent être, pour le moment, fortement subventionnées et leur pénétration des marchés dépend de la quantité de subventions que les gouvernements sont prêts à accorder.

Nous allons étudier l'électricité de base en réseau pouvant accepter des centrales de grande puissance et nous ne traiterons pas les cas particuliers des sites isolés à faible demande, ni le cas des unités de production distribuées. Les énergies renouvelables peuvent avoir des niches de compétitivité, mais où leur application est limitée quantitativement. Par contre, la tendance générale des transferts de population dans les grands centres urbains rend l'utilisation à grande échelle de ces énergies renouvelables de plus en plus délicate car il y a là un problème d'espace à occuper, l'énergie éolienne et solaire étant très dispersées (faible densité de production, par unité de surface occupée). Dans notre article donc, nous allons comparer le rôle de l'électricité nucléaire à celle produite à partir du charbon et du gaz.

C) Il faut absolument tenir compte de la dépendance géographique de la compétitivité de diverses énergies. Il est clair que les prix du gaz dépendent fortement du transport, de même que les prix du charbon qui, eux, dépendent principalement du prix du transport terrestre. D'un autre côté, l'infrastructure industrielle et technologique d'un pays, ainsi que son organisation socio-politique, peuvent s'adapter plus ou moins bien à la production d'énergie d'origine nucléaire. Par contre, le transport du combustible nucléaire a un poids économique négligeable dans le coût de production de l'électricité nucléaire. Un autre aspect est la rémunération des capitaux où des différences importantes existent entre les pays ; cette rémunération a un impact important sur la compétitivité de l'énergie nucléaire car la part de l'investissement dans le coût du kilowatt-heure (kWh) produit varie beaucoup suivant la source d'énergie. Par conséquent, nous examinerons dans la mesure du possible les diverses zones géographiques ou, à titre d'exemples, les zones particulièrement significatives.

D) Dans le cas de l'énergie nucléaire, un autre facteur important est l'opinion publique, qui influence l'attitude des gouvernements vis-à-vis de cette source d'énergie. Naturellement, l'opinion des gouvernements peut varier entre les pays riches et les pays en voie de développement, les derniers ressentant les besoins d'électricité de façon beaucoup plus aigus que les premiers et tolérant donc bien mieux les risques résiduels, ou encore simplement perçus, engendrés par l'énergie nucléaire. L'attitude peut également beaucoup varier en fonction de la perception par le public des besoins en énergie : voir l'exemple de la Californie, où les sondages avant la crise de l'approvisionnement de l'électricité en 2001, montraient que les 2/3 des personnes sondées étaient opposées au nucléaire et après la crise, que les 2/3 environ étaient favorables. De même, en Arménie, la décision d'arrêter la centrale nucléaire prise en 1989 après un tremblement de terre, a été annulée en 1995, quand, après une sévère pénurie d'électricité, le gouvernement, en accord avec le parlement et l'opinion publique, a décidé de redémarrer la centrale malgré son âge et des lacunes de sûreté.

L'importance de l'attitude du gouvernement est évidente : car il peut interdire la construction de nouvelles centrales nucléaires, édicter un moratoire, imposer des règles de sûreté handicapant le développement, ou tout simplement ne pas tenir compte de certains avantages comme la non-émission des gaz à effet de serre ou le rôle de l'énergie nucléaire dans la sécurité d'approvisionnement.

Dans cet article, nous présenterons d'abord --section II-- les éléments économiques de la production de l'électricité, éléments qui permettent de calculer des coûts actualisés de production d'électricité à partir de divers combustibles (charbon, gaz et uranium). Ces calculs servent à définir la compétitivité des divers combustibles pour les cas de référence qui sont caractérisés par certaines hypothèses choisis, et sont la base des décisions de construction de centrales d'un type donné dans le système de monopole, mais aussi dans les marchés ouverts à la compétition.

Toutefois, dans ce dernier cas, un rôle tout à fait majeur sera joué par les risques que l'investisseur devra prendre en compte, et que nous discuterons à la section III. Ces risques, dans le système du monopole, sont pour une grande partie assumés par les consommateurs.

Dans la section IV, nous analyserons la situation dans quelques pays particulièrement significatifs; en effet, comme nous l'avons indiqué plus haut, on ne peut pas parler d'un marché mondial de centrales nucléaires, mais seulement des marchés nationaux.

Finalement, dans la section V, nous essayerons de tirer quelques conclusions générales.

II. ELEMENTS ECONOMIQUES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE

L'électricité est une source d'énergie secondaire qui peut être produite à partir principalement de quatre sources primaires : renouvelables, dont hydraulique ; l'uranium ; le gaz naturel ; et le charbon. Au niveau mondial, les sources fossiles demeurent la première source d'énergie primaire (65%) utilisée pour produire de l'électricité (charbon 39% et gaz naturel 17%), devant le nucléaire (14%). Dans le cas de la France, le portefeuille actuel des techniques de production utilisées fait une très large place au nucléaire (70% de la capacité installée et 80% de la production); l'hydraulique fournit 15% de l'électricité produite, et les énergies fossiles 4.7% (AIE/OCDE 2000)

L'estimation des coûts moyens de production de l'électricité au sein de chacune des filières est un exercice délicat pour plusieurs raisons. Les coûts de production intègrent trois types de dépenses différentes :

1. le coût d'investissement, qui est variable selon les évolutions de la technologie, les taux d'actualisation considérés et les conditions spécifiques du pays.
2. les dépenses en combustible, qui sont volatiles et incertaines à long terme : notamment, les coût du gaz sont très difficiles à évaluer sur la durée de vie d'une centrale,
3. les dépenses d'exploitation (hors combustible) qui varient selon les zones géographiques et les combustibles, avec une partie fixe et une partie variable proportionnelle au nombre de kWh produits.

L'environnement dans lequel évoluent les opérateurs est également beaucoup plus complexe et incertain qu'il ne l'était auparavant : ouverture des réseaux à la concurrence sous différentes modalités, développement des marchés financiers, outils de couverture du risque...

Des coûts de références de production d'électricité sont périodiquement calculés et publiés (DGEMP 1997, AEN-AIE/OCDE 1998, Paulson 2002, Maillard 2003) . Les études actuellement disponibles permettent d'obtenir un ordre de grandeur significatif et ainsi d'estimer le degré de compétitivité des filières, au moins dans certains pays, dont les Etats-Unis et la France.

Selon la filière choisie (charbon, gaz naturel ou nucléaire) et selon les hypothèses retenues, la part des divers dépenses dans le coût total de production d'électricité varie. Par exemple, la part des dépenses en combustible dans la filière gaz naturel représentent 64% du coût total contre 12% pour le nucléaire selon réf.

Tableau 1 : Estimation de la structure des coûts de production électrique

	Combustible	Investissements	Exploitation
Charbon	36%	48%	16%
Gaz (CC)	64%	27%	9%
Nucléaire	12%	71%	17%

Source Grimston et Beck 2002

Une étude récente Maillard (2003) estime la part du combustible à 41% dans la filière charbon, 72% dans celle du gaz, et 20% dans la filière nucléaire. Les écarts avec Grimston et Beck soulignent l'importance des hypothèses dans les estimations: en effet, selon les conditions retenues- par exemple, le taux d'actualisation à 5 % ou à 10%, le coût de construction et la durée de vie économique de la centrale, le scénario du prix de gaz, les hypothèses sur l'aval du cycle du combustible nucléaire- les parts des différents postes de dépenses dans le coût total de production d'électricité varient.

Tableau 2 : Estimation de la structure des coûts de production

	Combustible	Investissements	Coût Fixe d'Exploitation	Coût Variable d'Exploitation
Charbon	41%	39%	11%	9%
Gaz (CC)	72%	17%	4%	7%
Nucléaire	19%	62%	13%	5%

estimation d'après un graphique de Maillard (2003)

Il reste néanmoins toujours vrai que la part prépondérante du coût du kWh nucléaire sera due à l'investissement dans la centrale (environ 2/3 du total) et du kWh gaz sera dû au gaz (environ 2/3 du total). Le kWh charbon est un cas intermédiaire avec les contributions « investissements » et « combustible » à peu près équilibré.

En se plaçant du point de vue de l'analyse de la filière nucléaire par rapport à celles du gaz et du charbon, les éléments qui apparaissent les plus importants dans une première approximation du coût du kWh sont :

- le coût du combustible ; surtout pour les centrales à gaz
- Le coût de la construction, surtout pour les centrales nucléaires : le type de réacteur choisi, le pays hôte (coût de la main d'œuvre, productivité de la main d'œuvre, exigences réglementaires, délais de construction...)
- Au niveau financier : le taux d'actualisation considéré, la durée de vie économique des centrales (20, 40,ans)
- Lors de l'exploitation, la disponibilité (durée de fonctionnement de la centrale par an), les coûts fixes de fonctionnement et de maintenance, prises en compte si la centrale fonctionne ou non, et les coûts variables proportionnels au nombre de kWh produit .

1/ Les combustibles

En considérant les estimations indiquées précédemment dans les deux tableaux, l'incertitude sur l'évolution des prix du combustible joue un rôle plus ou moins grand selon les filières électriques considérées. Des moyennes de coûts du combustible pour l'Europe et les USA sont présentées après l'étude des différents combustibles : charbon, gaz naturel et uranium.

Le combustible charbon ⁽³⁾

Le charbon est une source d'énergie abondante et facilement transportable par voie maritime. Le marché international de cette énergie primaire est concurrentiel et peu sensible aux aléas géopolitiques. La multiplicité et la diversité des pays producteurs réduisent le risque de rupture d'approvisionnement. Le cours du charbon est relativement stable : depuis quinze ans, le prix du charbon importé en Europe a varié entre 30 et 45 \$/Tec⁴. A moyen terme, l'évolution des prix du charbon dépendra principalement de la capacité de la filière à s'adapter aux contraintes environnementales de plus en plus strictes. Avec un coût élevé, la plupart des émissions polluantes qui ont des effets nocifs, notamment sur la santé des populations (voir Wilson et Spengler 1996) pourraient être réduites par les techniques en cours de développement. En revanche, il demeurera un important émetteur de gaz à effet de serre. Que ce soit les systèmes de taxes, la séquestration du carbone ou des permis d'émissions négociables, ces mécanismes auront un effet économique sur l'électricité produite à partir du charbon.

³ Source AIE/OCDE (2000) b

⁴ 1 Tec= 0.63 Tep

La structure du prix du charbon importé à destination des centrales électriques en Europe est la suivante : 43% production, 29% rente des producteurs, 7% marge et 21% transport (AIE 2001).

- Les coûts de production varient selon les zones géographiques entre 10 et 150 \$/Tec. Ils sont fonction des conditions d'exploitation, à ciel ouvert ou souterraines, et du niveau des salaires locaux. Les coûts de production les plus faibles se trouvent dans les mines à ciel ouvert très mécanisées de l'Ouest américain et d'Australie, mais aussi dans les mines souterraines d'Afrique du Sud, d'Inde ou de Chine où la main d'œuvre est peu coûteuse. En Europe, où les charges de personnel sont prépondérantes, les coûts totaux atteignent en moyenne 150 \$/Tec, fermeture entraînant la fermeture des mines ou des subventions par les états. A noter que les réglementations environnementales de plus en plus strictes pèsent sur le coût de production du charbon. La tendance actuelle est à l'augmentation du degré de préparation du minerai avec un surcoût de 15 à 20 % lié au traitement (élimination du soufre).

- Les coûts de transport dépendent du mode retenu. Le transport terrestre jusqu'au port de chargement coûte de 1 à 20 \$/Tec. En Europe, le transport par rail coûte environ 10 \$/Tec pour 100 Km et 20 \$/Tec pour 500 km. Le transport maritime,⁵ qui concerne 90 % du commerce international du charbon, demeure le moins coûteux. Le coût d'acheminement de port à port pour l'Europe s'établit actuellement à 5 \$/Tec pour un charbon en provenance de la côte Est des Etats-Unis, de Colombie ou d'Afrique du Sud, et à environ 13 \$/Tec depuis l'Australie ou la côte Ouest des Etats-Unis. Le transport maritime⁵ se concentre pour l'essentiel sur deux pôles importateurs (66% des achats mondiaux) : l'Europe de l'ouest et le Japon. L'Australie, l'Afrique du Sud, les Etats-Unis et le Canada réalisent 70% des exportations. Il faut également distinguer le coût de transport de la mine au port d'arrivée aux coûts de transport du port d'arrivée à la centrale. Ces derniers dépendent de la proximité des points d'approvisionnement et peuvent varier de 5 \$ à 160 \$/Tec.

Le combustible gaz naturel (6)

Cette énergie primaire est caractérisée par un prix incertain lié à son indexation plus ou moins grande au prix du pétrole et par un coût de transport très élevé. Le coût estimé du gaz importé en Europe varie de 1.8 \$/Mbtu⁵ (gaz algérien), 2.8 \$/Mbtu (Gaz Naturel Liquéfié GNL algérien), 2.9 \$/Mbtu (gaz norvégien) à 3.7 \$/Mbtu (gaz russe) en 2001. Le prix du gaz naturel pour la production d'électricité aux Etats-Unis a atteint en moyenne 2.5 \$/Mbtu en 1999, 3.99\$/Mbtu en 2000, 4.67\$/Mbtu en 2001 et 3.62 \$/Mbtu en 2002. Le prix du gaz naturel au Henry Hub-principale bourse d'échange du gaz aux Etats-Unis- a été de 3.22 Mbtu en moyenne en 2003. En outre, si les réserves de pétrole et de gaz apparaissent suffisantes à l'horizon 2020, des interrogations existent quant à la disponibilité de ces ressources vers 2050. La concentration des réserves dans certaines régions soulève la question de la dépendance croissante du Moyen Orient et de l'ex Union Soviétique (qui représentent 70% des réserves mondiales de gaz). En ce qui concerne la rente minière, elle est fonction du cours du gaz naturel.

- Les coûts de production varient d'un gisement à l'autre: de 0,08 \$/Mbtu de gaz pour une production sur terre à faible profondeur dans un gisement de grande taille, à 3,25 \$/Mbtu pour un petit gisement offshore, à grande profondeur. La phase de production nécessite la mise en place d'installations dont l'amortissement constitue un des postes les plus élevés du coût total. Les coûts de traitement avant transport représentent 10 à 20% des coûts de production moyen.

⁵ La tendance est à la baisse des coûts du transport maritime sous l'effet de l'augmentation de la taille moyenne des navires et des gains de productivité.

⁶ source AIE/OCDE 2002 et Cedigaz 2000

⁵ 1 Mbtu = 0.025 Tep

- Le coût moyen du transport par gazoduc s'élève en Europe à 0.086\$/Mbtu/100km (0.279 \$/Mbtu /100km par l'Interconnector et 0.024 \$/Mbtu/100km par la Russie)⁶. Au-delà de 5000 km, ou bien lorsqu'il est physiquement impossible de construire un gazoduc, le transport du gaz sous forme de GNL est privilégié, dès lors qu'il existe un accès à la mer. Son coût comprend la liquéfaction (50 à 60% du coût total), le transport par méthanier (en moyenne de 25 à 35%, selon la distance), le stockage et la regazéification (15% du coût total). La technologie du GNL demeure coûteuse, même si de nombreux progrès ont été réalisés. La question du coût de construction des terminaux de GNL ou des gazoducs à construire se pose avec le développement de l'utilisation du gaz naturel⁷.

Le combustible nucléaire (10)

Les marchés de l'uranium naturel et du combustible nucléaire ne sont pas parfaitement concurrentiels en raison de la place prépondérante des Etats dans ce commerce. Ils sont également marqués par une surabondance de l'offre. Les réserves actuelles sont suffisamment importantes pour assurer la production de combustible nucléaire pendant encore des décennies (à condition d'un développement modeste du nucléaire)¹¹. L'utilisation de l'uranium comme combustible présente un avantage important du point de vue de la sécurité d'approvisionnement énergétique (possibilités de stockage, volumes faibles...). Le coût de l'uranium naturel ne représente que 20 à 25% du coût total d'élaboration du combustible nucléaire. L'absence de hausse rapide prévisible des prix de l'uranium naturel permet de prévoir une stabilité à moyen terme du prix du combustible compte tenu des surcapacités de production.

- La production du combustible nucléaire se divise en quatre étapes : l'extraction et la concentration du minerai d'uranium, y compris rente minière (25% du coût de production total), la conversion sous forme gazeuse (2%), l'enrichissement en élément fissile (43%), et la fabrication du combustible (30%). Le coût de ce combustible peut être estimé à 12 \$/Tep¹². L'étape la plus coûteuse est l'enrichissement qui représente près de la moitié du coût total.

- Les coûts de transport et de distribution sont négligeables.

Comparaisons des coûts des combustibles

En Europe comme dans les autres régions du monde, le combustible nucléaire apparaît comme bon marché avec peu de risque de volatilité et représentant une faible part dans le coût total de production d'électricité. Son coût dépend peu du prix de l'uranium naturel et représente 12% à 19% du coût du kWh produit (contre 64% à 72% pour le gaz naturel et 36% à 42% pour le charbon). A contenu énergétique égal, la chaîne de l'uranium présente des coûts de production et de transformation faibles.

A noter que l'industrie nucléaire retraite dans certains pays **les combustibles usés**, recycle les matières réutilisables et conditionne et entrepose les déchets. Ces étapes sont situées en «aval du cycle du combustible ». Le rapport Charpin – Dessus - Pellat (réf 9ter) montre qu'un cycle incluant un retraitement - recyclage avec stockage des déchets ultimes induit un surcoût par rapport à un cycle sans retraitement. Les coûts de l'aval du cycle nucléaire dans l'hypothèse de retraitement et

⁶ 1 thermie gaz coûte 7 à 10 fois plus cher à transporter qu'1 thermie pétrole.

⁷ Pour information, le coût unitaire de distribution dépend de la densité des consommateurs et de leurs consommations moyennes ; il peut s'élever jusqu'à 6.5\$/Mbtu pour la distribution aux ménages.

¹⁰ Source AEN-AIE/OCDE 2002

¹¹ Dans les cas d'un développement de l'énergie nucléaire, il faudra faire appel aux sur-générateurs qui sont démontrés industriellement et qui sont vraisemblablement un peu plus coûteux que les réacteurs à eau, mais qui pourraient étendre les réserves d'uranium d'une façon extrêmement importante (voir Zebroski et Zaleski 1998)

¹² La conversion en Tep du contenu énergétique d'une tonne de combustible nucléaire requiert un calcul beaucoup plus complexe que pour les autres énergies.

recyclage sont significatifs. Sans retraitement ni recyclage, aux USA les électriciens payent à l'Etat pour l'aval du cycle 0,1 cent us ou environ 3% du coût total du kWh.

L'absence d'émissions polluantes est également à prendre en compte comme avantage compétitif du nucléaire¹³. Les études de la Commission des Communautés Européennes - ExternE (1998) montrent bien que les effets non intégrés sont supérieurs dans le cas du charbon à ceux dans le cas du gaz, eux-mêmes supérieurs à ceux des centrales nucléaires. Avec le renforcement des normes environnementales, des aléas sur l'évolution de la demande de charbon existent malgré l'abondance de ce combustible. Les coûts élevés de transport du charbon peuvent également rendre ce combustible relativement cher suivant la localisation de la centrale. En Asie, avec de faibles coûts de production et éventuellement de transport, le charbon en tant que combustible pour produire de l'électricité peut être très compétitif comparé au gaz et à l'uranium. Toutefois en Chine, des mines aux zones de consommation, le charbon doit traverser le pays du Nord au Sud. Quant au gaz naturel, ses **deux principaux inconvénients** en tant que combustible demeurent l'évolution incertaine de son prix lié aux fluctuations des prix du pétrole et les coûts de transport. Une variation de 1 \$/Mbtu sur le prix du gaz a un impact d'environ de 0.64cent u.s /kWh sur le coût de production en base du cycle combiné (voir Paulson 2002). La compétitivité relative du gaz par rapport au nucléaire est fortement dépendante du prix du gaz. En Europe, le prix du gaz est indexé sur celui du pétrole par des formules avec décalage dans le temps (en raison des coûts de transport). Les coûts de production intègrent la marge des producteurs qui varient en fonction de l'évolution du prix du pétrole. Avec l'essor du gaz en tant que combustible, un marché indépendant du gaz est prévu par certains analystes. L'importance des coûts de transport, de stockage et de distribution du gaz naturel introduit une dépendance mutuelle entre producteurs et consommateurs. Ces coûts sont d'autant plus élevés que la provenance du gaz est lointaine. La gestion de l'approvisionnement en gaz naturel est à prendre en compte avec le coût de construction de gazoducs ou de terminaux de GNL et ou de capacités de stockage...

La **localisation des centrales** apparaît comme un élément primordial pour le charbon et pour le gaz en raison des coûts de transports et de la géopolitique de l'approvisionnement. Dans le cas de construction de nouvelles centrales électriques, le coût d'approvisionnement en combustible est à considérer, avec l'acheminement du combustible et les réticences de l'opinion publique. En effet, l'opinion présente actuellement peu d'obstacle à la pose de gazoducs contrairement à celle de lignes à haute tension. Avec les gazoducs, certains risques géopolitiques sont posés par la traversée de certains pays. Il est possible également d'installer des unités de production distribuée ou des unités de cogénération sur les lieux de consommation. Ce sont des possibilités à ne pas négliger, mais, comme nous l'avons indiqué en introduction, nous ne nous intéressons ici qu'aux centrales de grandes dimensions fournissant l'électricité de base, sur des réseaux à capacité importante.

L'importance de la **dimension politique**, qu'il s'agisse des contraintes géopolitiques pesant sur les approvisionnements ou de l'action fiscale et réglementaire des pouvoirs publics, doit également être soulignée. Les dépenses de combustibles comprennent les achats aux frontières ou aux producteurs nationaux de charbon, de gaz naturel et de combustible nucléaire. Les spécificités nationales compliquent l'analyse de la compétitivité des filières pour produire de l'électricité. Il est impossible de faire une analyse dans un cadre général ; en fait il faut distinguer des marchés nationaux.

Ces différentes idées seront développées dans la troisième et quatrième partie de cet article.

¹³ Les externalités sont peu abordées dans cette première section car elles sont prises en compte dans la section suivante traitant des risques.

2/ Coûts de production de l'électricité

Une fois mis en évidence le niveau des prix des combustibles et les incertitudes qui y sont attachées, il faut prendre en compte les deux autres types de dépenses-les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation et de maintenance (hors combustible)- pour pouvoir comparer ces trois filières de production d'électricité.

Les coûts d'investissement

Les coûts d'investissement comprennent le coût du capital, c'est-à-dire, les coûts associés à la construction de la centrale ainsi que les intérêts intercalaires dus sur les sommes investies pendant la construction de la centrale, et avant son démarrage . L'importance du poste investissement distingue clairement la structure des coûts de production du nucléaire de celle du gaz. Les dépenses en investissement représentent 62 à 71% du coût de production dans le nucléaire, 17 à 27% pour le gaz naturel et 39 à 48% pour le charbon (Maillard 2003, Paulson 2002 et Grimston et Beck 2002). Dans la filière nucléaire, les coûts d'investissement sont influencés par de nombreux facteurs et notamment :

- conception et technologie choisie
- méthodes de construction, coûts et productivité de la main d'oeuvre
- puissance de la centrale (effet de taille)
- nombre de centrales identiques construites (effet de série)
- caractéristiques du site et nombre de centrales sur le site
- objectifs ou exigences de sûreté

Quant on veut donc comparer les coûts de construction, il faut bien préciser les différentes conditions citées ci-dessus. En pratique, une bonne comparaison des divers concepts se fait sur un projet défini, par exemple, l'appel d'offre de la Finlande.

En plus d'une complexité technologique, plusieurs raisons expliquent le coût d'investissement unitaire élevé de la filière nucléaire (Chevalier 2003):

- Les normes de sécurité rendent le coût initial plus important.
- Les coûts d'investissement du nucléaire sont renchérissés par les coûts de démantèlement avec les anciennes règles concernant les provisions¹⁴.
- La durée de construction proprement dite (non compris les autorisations et la mise en service) d'une centrale nucléaire est plus longue -au moins trois à quatre ans, contre deux ans pour une centrale à gaz à cycle combiné-

En outre, la nécessité à recourir à des économies d'échelle contraint à l'heure actuelle le nucléaire a une grande taille (1400 à 1800 MW pour l'EPR, contre 350 MW pour le cycle combiné à gaz).

Pour le moment, l'absence d'exigences de sûreté internationalement acceptées fait que chaque pays les définit pour soi. En Finlande par exemple, l'ABWR comme l'EPR comme le VVER devront naturellement satisfaire aux exigences finlandaises, mais vraisemblablement, pour l'ABWR, aussi aux exigences américaines, et pour l'EPR, à celles des autorités françaises et au

¹⁴ En fait d'après les nouvelles règles comptables introduites par la Commission Européenne pour 2005 (voir CCE 2001 a) et qui paraissent bien plus rationnelles du point de vue économique, il faut actualiser le coût de démantèlement de la date de construction de la centrale et l'incorporer dans l'investissement. A titre d'exemple, en prenant un taux d'actualisation prudent (2-3%) et une durée de 60 à 100 ans, ces deux composants en durée de fonctionnement de 30 à 40 ans et en durée d'arrêt pour refroidissement avant le démantèlement de 3 à 60 ans, on obtient des facteurs d'actualisation de 5,9 à 19,2. Si on accepte comme réaliste l'estimation faite par EDF du coût de démantèlement s'élevant à 15% du coût d'investissement total initial, on obtient finalement un coût actualisé de 1 à 3 % de l'investissement initial, qui ne joua pas un rôle majeur dans le bilan économique.

moins partiellement à celles des autorités allemandes. Ceci complique la compétition internationale dans les marchés de centrales nucléaires.¹⁵

L'ouverture à la concurrence de la fourniture d'électricité se traduit par une augmentation des pressions en faveur de l'utilisation de taux d'actualisation plus élevés dans les évaluations de projets. Dans ces conditions, les projets nécessitant de forts investissements en capitaux et de longs délais de mise en œuvre, comme le nucléaire, deviennent moins intéressants. Les investissements élevés que nécessitent les centrales nucléaires engendrent des risques financiers, surtout sur des marchés ouverts à la concurrence. La question centrale est alors de déterminer qui veut financer de tels investissements.

Par contre plusieurs facteurs permettent de réduire les coûts en capital des centrales (comme l'indique NEA/OCDE 2001). Ainsi l'augmentation de la taille des centrales, ainsi que la standardisation et la construction en série (construction dans un même pays ou par un même constructeur dans différents pays), la construction de tranches multiples sur un même site, l'amélioration des méthodes de construction, la réduction du délai de construction, et l'amélioration des procédures réglementaires autorisent la réalisation d'économies.

Depuis 1998, la turbine à gaz et à cycle combiné présente un avantage indéniable en terme d'investissement mais l'importance de cet avantage dépend du taux d'actualisation retenu. La filière gaz présente donc des coûts d'investissements bas (les minima actuellement mentionnés sont de 500 €/kWe (Maillard 2003)). La prise en compte de normes environnementales augmente les coûts d'investissements de la filière charbon. Selon certaines études, une technologie propre en Chine pourrait doubler les coûts d'investissement par rapport aux centrales existantes (Grimston et Beck 2002).

Les coûts d'exploitation (hors combustibles)

Les coûts d'exploitation, c'est-à-dire les dépenses opérationnelles et de maintenance, comprennent les charges de personnel, la maintenance et les opérations de production, les licences d'exploitation, les charges fiscales. Ces dépenses varient selon les filières, la productivité des acteurs et les réglementations. Les coûts d'exploitation de la filière nucléaire sont voisins de ceux de la filière à charbon mais supérieurs aux coûts de la filière gaz.

Nous développerons ici l'analyse des coûts de fonctionnement et de la maintenance et de l'impact sur le coût de l'électricité de la disponibilité des centrales nucléaires.

Les coûts de fonctionnement et de la maintenance dépendent du concept de la centrale et de sa taille, mais aussi, d'une façon très importante, des règles générales d'exploitation comprenant les spécifications techniques et les procédures. Une étude citée par Varley et Paffenberger (1998) indique par exemple que les coûts de maintenance d'un électricien allemand étaient deux fois supérieurs à ceux d'un électricien suédois. Cela était dû principalement aux différences entre les règles d'exploitation liées à la sûreté. L'étude par ailleurs indique que les niveaux de sûreté atteints étaient similaires et conclut que l'autorité allemande ne faisait pas suffisamment confiance à l'électricien. Une autre étude, citée par Varley et Paffenberger (1998), a trouvé que les coûts de fonctionnement et de maintenance étaient en Allemagne trois fois supérieurs aux coûts d'EDF. Cette étude concluait que des règles trop strictes imposées aux électriciens allemands pour des raisons politiques étaient responsables de cet état de choses. D'autres études citées Varley et

¹⁵ La commission européenne tente d'introduire une réglementation et des exigences de sûreté européennes (CCE 2001b), mais cette initiative ne paraît pas régler le problème international car les marchés européens ne sont pas majeurs. Cette initiative peut avoir aussi l'inconvénient d'introduire une réglementation qui serait influencée par des pays non intéressés par le nucléaire et même opposés au nucléaire donc tentés par des attitudes non constructives

Paffenberger (1998) indiquent que l'effet de compétition introduite en Grande Bretagne à la fin du siècle dernier a permis de faire décroître d'une façon spectaculaire les coûts de fonctionnement et de maintenance des centrales nucléaires, de 80 \$ par MWh à 33 \$ par MWh à la fin des années 90. Notons que ce dernier chiffre est encore plus de 50% plus élevé que les chiffres correspondant aux USA et en France. Ceci s'explique vraisemblablement par la technologie du parc nucléaire anglais, très différente du parc nucléaire américain et français, et permet d'avancer une explication possible aux difficultés financières actuelles de l'électricien anglais British Energy, déclenchées par les nouvelles règles britanniques de compétition.

La disponibilité de la centrale a un effet majeur sur le kWh quand la centrale fonctionne en base. La part du coût du kWh liée à l'investissement et le coût fixe de fonctionnement sont alors inversement proportionnel à la disponibilité. La disponibilité dépend de la conception et de la qualité de construction de la centrale, mais elle est aussi très fortement influencée par les règles générales d'exploitation. Ces règles sont définies par l'exploitant en coopération et avec l'accord de l'autorité de sûreté. A titre d'exemple, notons qu'aux Etats-Unis la disponibilité des centrales a augmenté de façon spectaculaire de 60% à plus de 90% en moyenne pour l'ensemble du parc nucléaire et pour certains électriciens à plus de 95% selon Nuclear Energy Institute 2003 . Cette augmentation des disponibilités a été obtenu grâce à une vigoureuse action des exploitants soumis à la concurrence et organisés d'une façon décentralisée, ce qui veut dire le responsable d'une centrale avait des moyens d'action et était motivé pour obtenir des performances économiques les plus favorables possibles. Cette amélioration a été grandement facilitée par l'attitude de l'autorité de sûreté (NRC) qui tient compte de l'efficacité des mesures imposées c'est à dire du résultat rapporté au coût. La NRC introduit progressivement des réglementations appelées « risk informed »- prenant donc en compte les «risques ». Ces réglementations sont plus efficaces que les réglementations traditionnelles, déterministes, elles laissent moins de place à des jugements subjectifs, des « régulateurs » et conduisent à des traitements plus homogènes des marges de sécurité. En France, le système de monopole et le sur-équipement en centrales nucléaires n'ont pas jusqu'à présent motivé EDF de la même façon que les électriciens américains. Bien qu'elle dispose d'une base technique excellente (moyens puissants, parc de centrales standardisé), EDF n'a pourtant pu jusqu'à présent dépassé 82% de la disponibilité moyenne, et cela pour des centrales de conception analogues mais construites plus récemment que celles des USA.

3/ Comparaisons des coûts de production d'électricité

L'étude de la DGEMP 1997 a montré la compétitivité de la filière nucléaire en France. La filière charbon ne semble pas de nature à concurrencer le nucléaire en base et le cycle combiné n'est compétitif que sous certaines conditions. Cette étude est devenue une référence mais de nombreuses hypothèses de calculs ne sont désormais plus conformes à la réalité qui a évolué.

Toutefois ces conclusions d'ensemble sont confirmées par les études plus récentes et notamment par Maillard 2003. Paulson 2002 indique aussi que la compétitivité de l'énergie nucléaire par rapport au gaz et au charbon aux USA peut être obtenue mais en tablant sur un coût d'investissement bien plus faible et des taux d'actualisation bien plus forts qu'en France.

Tableau 3 : Estimation du coût global de la production d'électricité

	France 1997 (DGEMP) *	France 2003 (Maillard) *	USA 2002 (Paulson)**
Nucléaire	2.5 à 3.2	2.75 à 3.3	3.5 à 4.7
Gaz CC	2.8 à 4.3	3.9	3.5 à 4.14
Charbon	3.4 à 4.0	3.7	4.08

* coûts de production en base, centimes d'euros / kWh

** cents \$ / kWh (US\$ 2001)

L'étude de la AEN-AIE/OCDE (1998) vient néanmoins relativiser cette conclusion pour ce qui concerne le reste du monde. La compétitivité du nucléaire n'est vérifiée dans tous les scénarios d'évolution du prix du gaz que pour la France et le Japon (pays avec les parcs nucléaires les plus étendus et standardisés). Dans certains pays, l'étude de la NEA (1998) révèle que la compétitivité du gaz par rapport au nucléaire dépend du taux d'actualisation (Espagne, République de Corée...). Dans les autres pays, la situation est plus incertaine et dépend des évolutions possibles du coût du combustible fossile. La compétitivité relative des filières est donc fonction des spécificités nationales et des évolutions possibles du coût des combustibles, elle est à échelle mondiale très variable ce qui est exprimé par le tableau ci-dessous.

Tableau 4 : Compétitivité relative des filières en base

Taux d'actualisation	5 %	10%
Nucléaire / Charbon	0.6-1.3	0.75-1.5
Nucléaire / Gaz CC	0.7-1.4	0.95-2.0

Source AEN-AIE/OCDE 1998

Il paraît donc clair que des comparaisons économiques doivent se faire sur des cas précis, et notamment suivant des marchés nationaux. Nous analyserons dans la section suivante les principales incertitudes ou risques auxquels doit faire face l'investisseur pour ensuite passer rapidement en revue la situation dans quelques pays.

III. REFLEXIONS SUR LES RISQUES A PRENDRE EN COMPTE POUR LES DIVERSES CENTRALES ELECTRIQUES

Les éléments économiques (voir section précédente) montrent que la compétitivité entre le nucléaire et ses concurrents, le charbon et encore plus le gaz, dépend fortement du coût ou, si on préfère, de la rémunération du capital. En effet, le poids dans le coût du kWh produit de l'investissement initial par rapport aux autres coûts (combustible, fonctionnement) est très différent selon le type de combustible. Dans un cas type, l'investissement initial représente pour le nucléaire 71% , pour le charbon 48% , pour le gaz 27 % des coûts totaux de production de kWh, Grimston et Beck Cette donnée --le coût du capital-- peut varier dans le temps mais surtout dans l'espace, elle dépend fortement du taux de développement de l'économie du pays, de la disponibilité du capital dans ce pays, de la stabilité politique et économique du pays..... De plus, surtout dans le cas d'un marché ouvert, il faut tenir compte d'éventuelles primes différentielles du risque entre les diverses sources d'énergie, gaz, nucléaire, charbon. En effet, si les investisseurs perçoivent que le risque de déviation par rapport au calcul nominal est plus ou moins élevé suivant la source d'énergie, ils demanderont une rémunération du capital correspondante. Nous allons dans ce paragraphe évoquer les principaux risques qu'un investisseur aura à prendre en compte pour la construction des diverses centrales électriques, puis dans la quatrième section, nous allons examiner le cas de quelques pays caractéristiques.

1) Risques liés à l'opinion publique et à l'attitude des autorités politiques

Pour un investisseur, il est essentiel d'évaluer l'attitude des autorités politiques et surtout la stabilité de cette attitude dans un avenir déterminé vis-à-vis de la centrale qu'il envisage de financer. Dans le cas extrême, il ne pourra même pas obtenir les autorisations nécessaires, et dans des cas intermédiaires, les autorités peuvent rendre difficile et non rentable le projet en allongeant des délais de construction et en imposant des exigences concernant sa construction et son fonctionnement qui les rendent plus coûteux que prévu. L'attitude des autorités politiques est

évidemment influencée par l'opinion publique. L'énergie nucléaire est placée dans ce domaine dans une situation particulièrement défavorable par rapport aux autres énergies. En effet, il existe des personnes ou des associations qui sont fondamentalement opposées à l'énergie nucléaire pour des raisons diverses, que nous n'analyseront pas ici, mais qui font que cette opposition peut difficilement être écartée par des arguments et des développements technologiques quels qu'ils soient. Cette opposition, souvent fortement médiatisée, à son tour, peut entraîner une fraction importante de l'opinion publique à s'opposer à l'énergie nucléaire. Ceci peut avoir des conséquences politiques majeures allant jusqu'à l'interdiction de l'énergie nucléaire dans des pays qui ne la possèdent pas ou des décisions de sortir de ce type d'énergie dans d'autres pays possédant un parc de centrales nucléaires, même si leurs centrales fonctionnent bien et sont rentables, par exemple Suède, Allemagne, Belgique. Ces décisions politiques peuvent être maintenues même si la majorité de l'opinion publique a évolué et est devenue favorable à un fonctionnement prolongé des centrales nucléaires (Suède). Les décisions politiques citées ci-dessus résultent parfois de compromis électoraux entre un parti minoritaire fortement anti-nucléaire (Verts) et un parti plus important qui est neutre ou plutôt favorable au nucléaire (socio-démocrate, socialiste), ce dernier parti acceptant un compromis pour obtenir une majorité, étant donné qu'il est moins motivé sur la question nucléaire que le parti qui s'y oppose. Ces décisions peuvent naturellement être inversées par des majorités politiques différentes. Les changements possibles dépendront vraisemblablement des succès de la politique énergétique sans nucléaire, tant du point de vue économique qu'environnemental, et aussi des succès de l'énergie nucléaire dans d'autres pays (par exemple, la Suède a sensiblement retardé sa sortie du nucléaire, car elle ne trouve pas de sources d'énergie de remplacement, qui seraient économiques et acceptables pour l'environnement). Il apparaît clairement que la construction d'une centrale nucléaire ne peut être envisagée dans un pays où l'autorité politique n'est pas favorable à cette source d'énergie. Toutefois, la question que se pose l'investisseur potentiel est de savoir quel est le risque lié au changement éventuel d'attitude de l'autorité politique du pays. Notons par exemple qu'aux USA, l'élection comme président d'Al Gore qui en 2000, comme on le sait, a échoué à peu de voix près, aurait sans doute empêché toute tentative de relance du nucléaire dans ce pays à court terme, relance qui peut être envisagée sous la Présidence de Georges Bush. L'investisseur doit donc évaluer la probabilité et les conséquences de ce changement potentiel d'attitude. La période la plus difficile du point de vue des conséquences est celle, relativement courte, entre le début des travaux et le démarrage de la centrale. Une fois la centrale fonctionnant, on peut observer que même un opposant au nucléaire aussi décidé que MR Jurgen Trittin, Ministre vert de l'environnement allemand, accepte de laisser fonctionner les centrales allemandes pendant un temps suffisant pour qu'elles soient amorties.

Les autres sources d'électricité - gaz, charbon - n'ont pas à faire face à une opposition déterminée comme celle s'adressant à l'énergie nucléaire. Par contre les opinions publiques et les autorités politiques pourraient, dans le cas de ces sources, imposer dans un avenir plus ou moins lointain des mesures de plus en plus contraignantes concernant les émissions d'oxyde de soufre, d'oxyde d'azote, des particules, et aussi peut-être des mesures concernant les gaz à effet de serre (GES). Ceci pourrait introduire donc une forte pénalité économique pour ce type d'énergie.

Enfin, un investisseur devra tenir compte d'une opposition locale qui souvent se manifeste contre toute installation industrielle présentant des nuisances réelles ou perçues. Cette opposition pourra jouer avec des intensités différentes contre une centrale nucléaire à charbon ou à gaz, la dernière étant vraisemblablement la mieux acceptée. Par contre, le nucléaire, à court terme, utilisera souvent des sites où une centrale nucléaire fonctionne déjà et où l'opposition locale est en général moins forte.

2) Risques technologiques

Ici il faut distinguer clairement deux périodes : la période du projet et de la construction jusqu'au démarrage, et la période de fonctionnement.

Considérons d'abord la première période :

Toute technologie avancée peut donner lieu à des mises au point plus ou moins longues. Ces risques techniques sont plus importants pour les centrales nucléaires que pour les centrales à gaz ou à charbon ; en effet, les centrales nucléaires sont plus complexes et les conséquences des problèmes technologiques sont d'autant plus sévères sur l'ensemble du projet que le poids de l'investissement est plus lourd. Pour ces raisons, tout particulièrement dans le cas d'une centrale nucléaire, une très forte prime sera donnée aux centrales les plus « démontrées » c'est-à-dire dont la technologie et le dessin sont les plus proches des centrales existantes ayant le plus grand nombre d'heures de fonctionnement satisfaisant. En d'autres termes, les nouvelles conceptions devront faire face à des pénalités pour risques élevées. Pour illustrer le bien-fondé de cette approche, mentionnons deux faits spécifiques tirés de l'expérience française :

- Framatome a vendu en Chine deux centrales à eau pressurisée (PWR) profitant de l'expérience du programme français, qui a bien fonctionné. Les Chinois ont choisi de commander un modèle qui s'inspire directement d'une centrale construite en France, la centrale de référence étant la tranche 5 de Gravelines. Toutefois, en cours de construction de la centrale chinoise, Framatome a mis au point une innovation technique concernant le mécanisme des grappes de contrôle pour les nouvelles centrales du palier N4 qui à ce moment là étaient en construction en France. Cette innovation n'a pas encore été expérimentée en France, mais les concepteurs sont arrivés à persuader les clients chinois qu'elle ne présentait pas de risque, mais plutôt que des avantages. Framatome a donc installé cette innovation comme une première dans la centrale chinoise. Malheureusement, cette innovation a entraîné les seules difficultés et retards significatifs sur la centrale chinoise après son entrée en fonctionnement et a conduit à un arrêt pour réparation.
- Un autre exemple des incertitudes liées aux innovations peut être tiré du programme français lui-même : programme de 34 tranches de 900 MWe installées en 3 paliers ainsi que de 20 tranches de 1300 MWe installés en 2 paliers et de 4 tranches de 1450 MWe du palier N4. Les tranches 900 et 1300 ont été construites selon la licence de Westinghouse et chaque palier avait une tranche de référence aux USA. Cet ensemble de 54 tranches a pu être réalisé dans ses grandes lignes conformément au planning (5 à 6 ans de construction) et aux prévisions de coûts. Par contre, le palier N4 qui a été francisé, c'est-à-dire où on s'est affranchi de la licence Westinghouse et où un certain nombre d'innovations techniques ont été introduites, a subi des retards significatifs et des dépassements de coûts.

Considérons maintenant la période de fonctionnement de la centrale : là encore, les centrales nucléaires mettant en oeuvre des technologies innovantes et complexes présentent vraisemblablement un plus grand risque que les centrales à charbon ou à gaz. Toutefois une très grande expérience de fonctionnement des centrales refroidies à l'eau légère existe (plusieurs milliers de réacteurs-année). Cette expérience est globalement satisfaisante, même si certains défauts importants ont été constatés (générateurs de vapeur, couvercles de cuve). Ces défauts ont pu être techniquement et économiquement maîtrisés. On peut aussi noter l'appréciation positive des observateurs indépendants sur les performances croissantes de fonctionnement des centrales, il s'agit là de l'opinion des assureurs qui se répercute d'ailleurs sur le rapport entre les primes payées et la couverture assurée (voir Gittus 2002) . Par contre, il est évident que dans le cas d'un

changement réel de technologie ou même d'innovations extrêmement importantes concernant les centrales à eau légère, l'investisseur devra nuancer son appréciation en considérant la pertinence de l'expérience passée vis-à-vis de ces nouvelles technologies ou de ces nouveaux concepts.

3) La stabilité des réglementations.

Il est important de connaître la réglementation qui s'appliquera au projet et surtout la stabilité de cette réglementation pendant la construction et le démarrage de la centrale. Ce risque s'applique surtout aux centrales nucléaires. On peut noter que l'évolution de ces réglementations a été une des deux causes majeures du très important échec économique du programme de construction des centrales nucléaires américaines, qui a été caractérisé par de très fréquents dépassements (de plus d'un facteur de deux) des délais de construction et de coûts prévus (Epri /CGEMP 1985). La nécessité d'évolution de la réglementation a été révélée par l'accident de Three Mile Island, seul accident important dans le monde concernant les réacteurs à eau légère. Actuellement les autorités américaines ont mis au point un nouveau système réglementaire qui devrait assurer une plus grande stabilité de ces systèmes et conduire à des délais de construction aux USA comparables à ceux expérimentés dans d'autres pays, par exemple France et Japon.

4) Les risques liés à la gestion des déchets

Un problème qui préoccupe de façon importante l'opinion publique est la gestion des déchets et notamment des combustibles usés. Il est important pour l'investisseur potentiel que ce risque soit bien maîtrisé et circonscrit. Normalement, la gestion finale des déchets est de la responsabilité des autorités politiques. En effet, il s'agit d'un problème complexe socio-technique, d'importance nationale ; par ailleurs, sauf pour un pays qui n'aurait eu encore aucune installation nucléaire, l'existence de déchets nucléaires impose à l'autorité nationale, qu'une nouvelle centrale soit construite ou non, de résoudre ce problème. Même l'Allemagne, qui a décidé de sortir du nucléaire, doit le résoudre. Par contre, il est normal que l'autorité publique impose à la centrale qui produira de nouveaux déchets, une redevance couvrant les coûts d'entreposage et la disposition des déchets y compris d'ailleurs le démantèlement de la centrale en fin de vie. Il est donc important pour l'investisseur de s'assurer auprès de l'autorité politique quelle sera cette redevance et comment elle sera gérée. Pour le moment, il reste des incertitudes techniques et surtout réglementaires importantes pour résoudre ces problèmes, et donc des incertitudes sur le montant des redevances. Les dépenses concernant ces postes devant être faites après un délai relativement long, les règles d'actualisation font que la somme qui devra être mise de côté par l'investisseur au début du fonctionnement de la centrale sera relativement faible on peut donc accepter de majorer la somme estimée dans les conditions actuelles des connaissances, d'une façon assez confortable, pour couvrir les incertitudes techniques et réglementaires, sans que cela affecte notablement le coût du KWh produit. Notons aussi que les délais qui sont mis par les autorités publiques dans beaucoup de pays pour résoudre ces problèmes (voir Etats-Unis, Grande-Bretagne, Allemagne) devraient tendre à inciter l'investisseur à prévoir un entreposage des combustibles usés sur le site de la centrale pour toute la durée de la vie de celle-ci (et éventuellement jusqu'au démantèlement). Ceci, de nouveau, ne devrait pas être trop pénalisant économiquement pour les projets, le coût d'entreposage n'étant pas très élevé. Néanmoins, l'investisseur devra obtenir les autorisations nécessaires en temps utile.

L'investisseur dans les centrales à gaz, et surtout dans les centrales à charbon, devra tenir compte des risques d'évolution de réglementation concernant les déchets gazeux et les particules émis par ces centrales (voir Wilson et Spengler 1996). En particulier, une réglementation obligeant à séquestrer le CO₂, ou à payer la taxe pour sa dispersion dans la nature, ou encore à obtenir des permis de polluer, pourra affecter d'une façon importante les centrales à charbon, mais également les centrales à gaz.

5) Risques liés à l'évolution du prix de vente d'électricité

Une diminution du prix auquel les diverses centrales peuvent vendre leur électricité affectera d'une façon plus directe les centrales à gaz, dont les coûts de fonctionnement sont bien plus élevés. Prenons, par exemple, des centrales nucléaires en compétition avec les centrales à gaz (et produisant de l'électricité au même coût), caractérisés par un coût d'investissement représentant 71% du coût du kWh comparé à 27% pour le gaz. Supposons aussi que l'investisseur a pu obtenir un prêt pour les trois quart de l'investissement, à un taux d'intérêt de 8 %/an, et a apporté le quart restant des capitaux, pour lequel il obtient, lorsque la centrale est profitable et compte tenu des risques, une rémunération de 16%/an. On peut alors calculer que dans le cas d'une diminution très sévère de 27% du prix de vente du kWh par rapport au prix d'équilibre auquel les deux centrales vendent leur électricité en étant profitable, la centrale à gaz devra s'arrêter, son coût de fonctionnement dépassant les revenus de la vente d'électricité. La centrale nucléaire, en revanche, pourra continuer à fonctionner en remboursant les prêts et simplement n'aura pratiquement plus de revenus pour rémunérer le capital à risque qui a été investi.

6) Risque de variation de prix de combustibles

La volatilité du prix du gaz est plus grande que celle du prix du charbon, et celle-ci plus grande que celle du prix de l'uranium. De plus comme on l'a vu précédemment, l'importance du prix du combustible dans le prix du kWh est bien plus grande dans le cas du gaz que dans le cas du charbon, et dans le cas du charbon que dans le cas de l'uranium. Nous constatons donc que dans le cas des centrales à gaz, ces risques sont plus grands que pour le charbon et que ceux-là sont plus grands que pour l'uranium. Le gaz présente une particularité, à savoir une certaine rigidité du transport, tout au moins lorsque ce transport est fait par gazoducs. Dans ce cas-là, et pour certaines conditions géographiques, la centrale peut être dépendante d'un fournisseur et d'un propriétaire de gazoduc, ce qui pourrait rendre la situation du propriétaire de la centrale inconfortable. C'est probablement ce genre de raisonnement concernant l'approvisionnement de la centrale en gaz qui a été un élément important pour décider les Finlandais à s'orienter vers la construction d'une centrale nucléaire (voir section suivante).

En résumé, nous pouvons considérer que les principaux risques sont les suivants :

Pour l'énergie nucléaire :

- Le risque technologique, qui sera minimisé si on fait appel à des centrales évolutives déjà construites- ABWR, VVER 1000 modèle 91-99- ou encore dérivés directement des réacteurs existants -EPR, ACR 700 ou ACR 1000-. Ce risque pourrait être plus important pour les concepts plus innovants (AP1000, VVER 92). En effet, dans le premier cas il suffira de démontrer que les performances économiques espérées sont obtenues, notamment pour le coût de construction ; dans le deuxième cas, il faudra démontrer les performances techniques, industrielles et économiques de ces réacteurs.

- Le risque de la stabilité juridico-réglementaire : ce risque est lié à l'incertitude de pouvoir tenir des délais prévus ; notons qu'au Japon les réacteurs ABWR ont été construits en 4 ans. Il faudra aussi que ce système réglementaire n'oblige pas à changer la conception de certains composants du réacteur une fois l'autorisation de construction obtenue.

Pour le gaz :

-Risques liés aux incertitudes sur le prix et la disponibilité du gaz en tenant compte du problème spécifique du transport.

-Risques liées aux incertitudes sur les mesures réglementaires éventuelles concernant les émissions du gaz à effet de serre (GES).

Pour le charbon :

-Risques liés aux incertitudes sur les mesures réglementaires éventuelles concernant les émissions à potentiel de nocivité régionale (Nox, SO₂ et particules)

-Risques liés aux incertitudes sur d'éventuelles mesures réglementaires sur les gaz à effet de serre (GES).

Il faut noter que pour les deux derniers combustibles, leur économie dépend fortement de la localisation géographique de la centrale par rapport aux sources de combustible et donc est influencée par les moyens de transport du gaz et du transport terrestre du charbon.

Nous avons traité de ces questions plus en détail dans la section qui précède.

IV. CAS SPECIFIQUES DES PAYS

Nous avons choisi de traiter ici le cas de certains pays particulièrement significatifs (Etats-Unis, France, Chine, Inde , Finlande) pour le développement de l'énergie nucléaire dans les 30 prochaines années:

- Les Etats-Unis, un pays qui a été le promoteur de l'énergie nucléaire mais où depuis 30 ans il n'y a pas eu de nouvelles commandes et où on note un regain d'intérêt pour le nucléaire récemment. Ce pays a un potentiel important de construction de nouvelles centrales et les décisions américains peuvent exercer une influence sur de nombreux autres pays.
- La France, pays où le plus important programme de construction de centrales nucléaires a été mené à bien avec un succès indéniable, et où la contribution dû au nucléaire à la production d'électricité est de loin la plus importante dans le monde (excepté le cas particulier de la Lituanie), mais aussi le pays où les perspectives de construction de centrales nucléaires nouvelles dans les 30 prochaines années sont très limitées, malgré une industrie nucléaire de construction de centrales nucléaires la plus importante dans le monde.

- La Chine et l'Inde, deux pays dont le marché potentiel de centrales nucléaires à construire d'ici 2030 pourrait représenter une partie essentielle des nouvelles centrales nucléaires construites dans le monde.
- La Finlande, un petit pays dont le marché est très limité, mais qui représente un cas particulièrement intéressant à plusieurs titres:
 - la compétition dans son marché électrique est une réalité depuis un certain temps;
 - la consultation de l'opinion publique et le processus de décision démocratique sont

exemplaires;

- un marché ouvert aux divers technologies mondiales des centrales -- USA, Russie, France-Allemagne -- et où un test de ces divers technologies sera particulièrement significatif.

Notons que d'autres pays présentent aussi un intérêt mais que pour des raisons de longueur de notre article, nous avons décidé de ne pas discuter de leurs situations en détail – il s'agit de :

- un groupe de pays pour lesquels on ne peut envisager dans un avenir proche la construction de centrales nucléaires pour des raisons politiques , situation qui pourrait être remise en question par d'autres décisions politiques dans un avenir plus ou moins lointain.

Il s'agit notamment de la Belgique, de l'Allemagne , de la Suède qui ont décidé de sortir du nucléaire ; dans une certaine mesure il s'agit aussi de l'Italie, de l'Espagne et de la Suisse. L'Italie a ordonné la fermeture de centrales existantes, L'Espagne et la Suisse ont imposé des moratoires plus ou moins formels sur la construction de centrales neuves. A plus long terme mais peut-être avant 2030, il n'est pas impossible que ces décisions politiques soient annulées par d'autres décisions politiques ; tout dépendra de l'évolution de la situation énergétique dans ces pays (succès des énergies renouvelables, succès des programmes d'économie d'énergie, donc évolution plus ou moins grande de la demande, solutions des problèmes GES produits par des énergies fossiles), ainsi que des performances éventuelles de l'énergie nucléaire dans d'autres pays. Mentionnons le retard actuellement décidé par la Suède dans la sortie programmée du nucléaire et aussi un léger frémissement de l'attitude italienne, où le gouvernement semble prêt à autoriser certains industriels italiens à prendre des participations dans l'énergie nucléaire à l'étranger.

- Le Japon et La Corée qui continuent à un rythme moins élevé que précédemment mais significatif, la construction de nouvelles centrales nucléaires

- La Russie et certains pays d'Europe Centrale qui représentent un potentiel non négligeable mais limité de commandes de nouvelles centrales nucléaires d'ici 2030.

A) Les Etats-Unis

Ce pays est tout à fait capital pour le développement de l'énergie nucléaire. En plus de l'importance de leur propre marché d'électricité, les Etats Unis exercent une influence sur d'autres pays et l'industrie nucléaire américaine a contribué et peut encore contribuer au développement de cette énergie dans le monde. La situation de l'énergie nucléaire aux Etats-Unis est caractérisée par:

- le plus grand parc nucléaire mondial (plus de 100 GWe)
- une importante demande de nouvelles centrales électriques dans les prochaines décennies
- une industrie (constructeurs de centrales) qui a été à la base du développement de l'énergie nucléaire civile dans le monde
- une économie et un secteur financier possédant des capacités d'investissements importantes
- une autorité politique actuellement très favorable au développement de l'énergie nucléaire.

- L'attitude de ce pays a évolué dans le temps. Initialement extrêmement enthousiaste, un programme de construction très important de centrales nucléaires a été lancé basé sur une prévision de croissance de la demande d'électricité qui s'est avérée trop optimiste : la demande réelle a en effet été moins forte (de nombreuses commandes ont dû être annulées). Les délais de construction et les coûts prévus ont été dépassés d'une façon très importante souvent plus d'un facteur 2 - voir EPRI CGEMP 1985. Ce dépassement, qui contraste d'ailleurs avec la tenue correcte de devis et de

délais dans divers programmes notamment français, belges, suédois, finlandais, coréens ou japonais, était dû à 2 facteurs principaux (EPRI CGEMP 1985)

- Une très grande dispersion des acteurs. De très nombreuses et petites compagnies électriques qui parfois ne possédaient qu'une fraction de centrale, de nombreux vendeurs de centrales proposant divers modèles d'îlots nucléaires, de nombreux architectes industriels qui avaient leur propre ingénierie et leur propre modèle de la partie classique des centrales. Chaque centrale aux USA devait répondre à la combinaison des souhaits de la compagnie électrique, propriétaire ; de l'architecte industriel, surtout chargé de la partie classique de la centrale ; et du vendeur concepteur de la partie nucléaire. Par conséquent, aucune standardisation n'était possible.

- Le système réglementaire et juridique qui a été pendant une très longue période très évolutif. Ceci était dû notamment à une remise en question de certains principes consécutifs à l'accident de TMI, ainsi qu'à une action très vigoureuse des opposants. Cela a conduit les autorités réglementaires à intervenir en cours de construction pour faire changer certaines conceptions et a entraîné naturellement des surcoûts et des retards. De plus, certaines actions des opposants ont pu bloquer sur de longues périodes la construction de certaines centrales, ou même le démarrage une fois la construction terminée.

- Actuellement, partiellement à cause de l'introduction de la compétition dans le domaine de la production d'électricité, une certaine consolidation de l'industrie électrique s'est opérée, notamment de l'industrie électrique propriétaire de centrales nucléaires ; de même, une consolidation de constructeurs, où aux USA il n'existe plus que deux constructeurs importants, General Electric et Westinghouse (comprenant aussi Combustion Engineering et ABB Atom) et dont l'actionnaire majoritaire est British Nuclear Fuel Limited .

- Une deuxième évolution importante a eu lieu. Les performances de fonctionnement des centrales américaines étaient assez médiocres, les disponibilités de l'ordre de 60% et les coûts de fonctionnement et maintenance élevés. Au cours de la dernière décennie, il y a eu une remontée spectaculaire des performances-- la disponibilité moyenne dépasse 90. Corrélativement, les coûts de production (fonctionnement et combustibles) ont fortement diminués pour arriver en moyenne à moins de 18 \$ par MWh. Comme conséquence, les centrales nucléaires d'occasion qui se vendaient il y a quelques années encore à des prix dérisoires, ont atteint lors de transactions récentes des prix très honorables. L'évolution favorable des performances opérationnelles des centrales nucléaires américaines est due naturellement au travail des électriciens motivés fortement par la compétition, mais aussi à un travail de l'autorité de sûreté américaine (NRC) qui a essayé de rendre ses règlements et son fonctionnement plus efficaces. Elle adopte progressivement des réglementations prenant en compte les risques (risk-informed regulation). Certains experts pensent toutefois que cette efficacité accrue est payée parfois par un manque de «conservatisme » de l'industrie et des autorités de sûreté américaines. A titre d'exemple , on peut mentionner le récent incident de la centrale de DAVIS BESSE dont la gravité était bien plus importante que des incidents analogues qui se sont produits en France il y a 10 ans. En effet, l'Edf et les autorités françaises ont adopté une attitude bien plus conservatrice pour traiter ce type d'incidents dès que les premiers indices sont apparus. (Mac Lachlan 2002 et HORNER 2003). De nombreuses centrales ont obtenu des prolongations des autorisations de fonctionnement pendant 60 ans. On pense d'ailleurs que la majorité des centrales, plus de 80%, arriveront à obtenir l'autorisation de fonctionner 60 ans. La nouvelle administration américaine a une attitude très positive vis-à-vis du nucléaire ; son programme énergétique de 2002 préparé par le Vice-président Cheney prévoit la construction de nombreuses centrales nucléaires dans les 20 prochaines années (50 Gwe pour 2020).

Il reste toutefois le problème de financement de ces nouvelles centrales. Les études économiques récentes montrent que pour un fonctionnement en base, les centrales nucléaires pourraient être compétitives avec le gaz et le charbon à condition de ne pas payer de primes de risques trop élevées sur l'argent emprunté, par exemple, l'intérêt sur le prêt ne dépassant pas 6 ou 7% en argent

constant (hors inflation) et en supposant un coût de construction relativement très bas par kWe. Néanmoins, pour arriver à un niveau faible de risque financier, il faudrait tester les conceptions les plus récentes. Il faudrait donc construire quelques prototypes, ce qui permettrait de tester aussi le nouveau système réglementaire mis en place et si ce système peut conduire à des constructions (autorisations et mise en service compris) réalisées dans les délais de 5 ans. Ce nouveau système consiste à avoir des approbations préliminaires d'un site, des certifications des modèles de centrales, et ensuite une autorisation unique de construction et de fonctionnement qui devrait donc assurer au promoteur un déroulement, sans aléa du côté réglementaire, de la construction. Il existe actuellement trois types de réacteurs qui ont obtenu la certification de l'autorité de sûreté (NRC). Il s'agit de l'ABWR de General Electric, de l'AP600 de Westinghouse et du système 80+ de Combustion Engineering. Il est question aussi de trois autres candidats à la certification, il s'agit du SBWR de General Electric, de l'AP 1000 de Westinghouse et du nouveau ACR 700 canadien. Le problème, avec ces modèles, est qu'il n'y en a que 2 qui ont déjà été construits : il s'agit de ABWR, construit en deux exemplaires au Japon, et du système 80+ construit en Corée du Sud. Ces deux types de réacteurs présentent une assez grande garantie sur le plan technologique, mais il ne semble pas qu'ils arrivent aux performances économiques souhaitées par les électriciens dans les conditions américaines, c'est-à-dire 1000 à 1200 \$/ Kwe ; Paulson 2002 General Electric indique pour l'ABWR la fourchette de 1200 à 1400 \$/ Kwe-Redding 2003. Par contre les quatre autres, qui ont un degré d'innovation plus important, notamment une sûreté passive développée- et qui sur le papier devraient atteindre la performance économique visée- n'ont jamais encore été construits et doivent faire la preuve technique industrielle et économique à la fois.

Actuellement, le Département de l'Energie Américain a un programme d'aide financière vis-à-vis de trois électriciens pour obtenir des approbations préliminaires de sites pour les nouvelles centrales nucléaires. Il s'agit de sites existants où on ajouterait une nouvelle tranche : North Anna pour Dominion, Grand Gulf pour Entergy, et Clinton pour Exelon. Toutefois, ces aides ne semblent pas suffisantes ; une récente étude faite par Scully Capital Services Inc. pour le Department of Energy (Scully 2003) indique que l'industrie aurait probablement besoin d'une aide financière substantielle du gouvernement pour la construction des trois ou quatre premières centrales, ceci afin de pouvoir atteindre le coût de construction très bas (par exemple, 1150 \$ par Kwe pour le projet AP 1000- pour une série de trois fois deux unités), ce qui permettrait d'être compétitif avec le gaz au prix actuel¹⁶. Il n'est pas du tout certain que le gouvernement américain, malgré sa position favorable de principe, accepte de fournir de telles aides. Il faudrait peut-être distribuer les risques et les financements supplémentaires parmi plusieurs acteurs, par exemple, le risque lié au système réglementaire et judiciaire serait assuré par le gouvernement, les risques techniques par le constructeur, tout au moins pour la partie nucléaire, et par l'électricien pour la partie classique. On peut noter que le projet de loi sur l'énergie votée récemment sur le sénat américain prévoit des prêts garantis par les gouvernements pour la construction des centrales nucléaires à hauteur de 50% de l'investissement et pour un programme pouvant aller jusqu'à 8400 MWe (Flash 2003). Ce projet devra encore être « réconcilié » avec le projet de loi de la chambre des représentants avant de devenir définitivement une loi.

En conclusion, il semble qu'il y ait des chances qu'aux Etats-Unis de nouvelles constructions de centrales nucléaires se matérialisent au cours des quelques années à venir, mais cela n'est pas certain et cela peu aussi être influencé par l'issue des élections américaines de l'année 2004.

¹⁶ On peut aussi penser que des coûts bas, mais plus réalistes, de 1200 à 1400 dollars par KWe (ABWR) pourraient être prouvés dans les conditions américaines plus facilement par la construction d'une tête de série. Ces coûts, combinées avec un scénario des prix du gaz moins optimistes ou peut-être des conditions financières plus favorables pourraient aussi permettre d'atteindre la compétitivité du nucléaire avec le gaz.

B/ La France

Le programme nucléaire français, qui a conduit à une contribution d'énergie nucléaire à la production d'électricité extrêmement élevée (80 % en 2002) s'est déroulée d'une façon satisfaisant tant du point de vue technologique et industrielle qu'économique. La rentabilité de ce parc de centrales nucléaires est bien reconnue et la production d'électricité de base est compétitive sur le marché européen. Ce programme se caractérise par la construction en série avec six paliers de 58 unités à eau légère dont les 54 premières étaient basées sur une licence Westinghouse et faisaient appel à une centrale de référence par palier, aux USA. Les 4 dernières (N4), dont la technologie a été francisée, ont été une moins bonne réussite sur le plan des délais de construction et des coûts, mais ceci n'affecte pas significativement le résultat de l'ensemble du parc.

Ces succès peuvent être attribués à de nombreux facteurs, notamment:

- une bonne infrastructure technique et industrielle liée à un programme de développement nucléaire en France .
- Un appui continu des autorités politiques, et une grande stabilité du régime administratif conduisant à des réglementations stables et raisonnables ;
- un électricien unique ayant une politique stable et cohérente et une bonne capacité technique assorti d'un marché important qui a permis la construction de centrales en séries de 4 à 12 unités
- une opposition limitée et un système juridique ne pénalisant pas trop l'entrepreneur par rapport à d'éventuelles demandes d'arrêt de travaux.

Plusieurs de ces raisons de succès ont manqué à l'industrie nucléaire américaine qui, bien qu'elle ait été l'industrie pionnière, a subi un fort échec (voir paragraphe précédent) conduisant à une situation où, depuis près de 30 ans il n'y a plus de commandes de nouvelles centrales, tandis que les dernières centrales françaises ont été mises en service depuis seulement quelques années. Une prévision trop optimiste de la croissance de la demande d'électricité en France a conduit à un sur-équipement qui oblige certaines centrales nucléaires à fonctionner dans un régime de semi-base, et cela malgré l'exportation d'environ 15% de la production totale d'électricité.

Regardons vers l'avenir:

La caractéristique majeure de l'avenir à moyen terme c'est que très vraisemblablement on n'aura pas besoin de nouvelles centrales nucléaires en base au cours des prochaines 20 à 40 années. Une certaine augmentation de la demande d'électricité peut être escomptée, mais elle sera vraisemblablement satisfaite par des centrales à gaz qui sont mieux adaptées pour le fonctionnement en semi-base ou en pointe. Ceci aura comme effet de ramener la production d'électricité nucléaire d'ici 20 à 40 ans, suivant la croissance de la demande d'électricité, à une proportion suffisamment faible du total qui lui permettra de fonctionner complètement en base. Le remplacement des centrales actuelles n'interviendra d'une façon importante que dans 20 à 40 années. En effet, on prévoit actuellement une durée de vie de 40 ans qui devrait pouvoir être prolongée pour la plupart d'entre elles jusqu'à 60 ans. En effet, comme mentionnée ci-dessus, de nombreuses centrales aux USA, de même conception que les centrales françaises mais plus anciennes, ont déjà obtenu des autorisations de l'autorité de sûreté américaine pour un fonctionnement durant 60 ans. On peut espérer que les centrales françaises plus récemment construites ne sont pas d'une moins bonne qualité que les centrales américaines. Si on considère les très grands gains économiques liés au prolongement de vie des centrales (voir rapport du ministère des finances citée par Maillard, Bataille et Birraux), on peut penser qu'en France, le moment venu et dans un marché ouvert à la compétition ,on sera amené aussi à essayer de faire travailler les centrales pendant 60 ans, ou tout au moins, la plupart d'entre elles. Nous voyons donc que la demande de nouvelles centrales

nucléaires sur le marché français risque de ne pas se manifester durant de nombreuses décennies (deux à quatre). Par contre, l'industrie nucléaire française, ainsi qu'EDF, considèrent qu'il est très important de maintenir la compétence des équipes d'ingénierie française en construisant un prototype de réacteurs nouveaux. Ceci serait d'après ces entreprises nécessaires pour assurer le bon fonctionnement et la maintenance du parc des centrales existant, mais aussi pour préparer le remplacement des centrales existantes que certains estiment de façon pessimiste devant prendre place dans 20 ans, c'est-à-dire que la construction des nouvelles centrales devraient être lancées d'ici 15 ans.

Par ailleurs, les études les plus récentes indiquent que les centrales nucléaires construites en série dans le contexte français produiraient de l'électricité en fonctionnant en base sensiblement moins cher que les centrales à gaz ou à charbon (Maillard 2003) sans même tenir compte de la taxation éventuelle des émissions des gaz à effet de serre par la combustion du charbon et du gaz. Dans ces conditions, il paraît vraisemblable que le gouvernement français décide d'autoriser l'EDF à construire une centrale de référence du modèle EPR dans le proche avenir, ce qui pourrait aussi aider l'industrie française à exporter des centrales nucléaires. Cette industrie, a déjà de nombreux atouts dans ce domaine pour exporter, en particulier le grand succès du programme français et des succès à l'exportation (Afrique du Sud, Corée du Sud, Chine) Notons toutefois que pour vendre à l'exportation, il vaut bien mieux construire d'abord la centrale à vendre chez soi pour qu'elle puisse servir de référence (voir l'exemple de la France et aussi des exportations françaises mentionnées ci-dessus). Il y a quand même quelques exceptions à cette règle, notamment les réacteurs ABWR, de même que le système 80+. Remarquons toutefois que dans ces deux exemples, il y a une très forte contribution de l'industrie locale ; plus de 80% de la valeur de la centrale dans le cas de l'ABWR. La question que se pose est de savoir si le produit « EPR » tel qu'il est défini actuellement peut être compétitif avec ses concurrents (voir l'encadré 1). Si la réponse à cette question est négative, ne serait-il pas préférable de consacrer quelques années pour définir un produit amélioré qui pourrait être vraiment compétitif sur les divers marchés(voir l'encadré 2).

EPR FACE A LA CONCURRENCE.....Encadré 1

Dans le tableau ci-dessous, on trouvera les principales données intéressant un investisseur, et concernant l'EPR et ses concurrents les plus redoutables.

On trouvera dans le tableau les coûts d'investissements « instantanés » (overnight) qui, comme on l'a vu, représentent environ deux tiers du coût de l'électricité produite.

On trouvera ensuite la durée de construction proprement dite (hors délai d'autorisation et de mise en route qui, eux, ne dépendent pas du type de réacteur) importante pour l'investisseur à cause notamment, des intérêts intercalaires.

On trouvera aussi l'hypothèse du nombre des réacteurs à construire (série) qui a servi à déterminer le coût d'investissement.

Finalement on trouvera les données concernant la crédibilité du projet ; à savoir l'expérience de construction et éventuellement de fonctionnement de centrales similaires ainsi que les approbations obtenues des autorités de sûreté.

Par contre nous n'indiquons pas dans ce tableau les autres paramètres importants pour l'économie de l'ensemble du projet (disponibilité, coûts de fonctionnement et de maintenance, coûts du combustible) : et cela pour les raisons suivantes :

- ces paramètres ont une moindre influence que l'investissement sur le coût de l'électricité produite
- leurs valeurs sont fortement influencées par l'exploitant et l'environnement réglementaire du pays hôte, et relativement peu par la conception technique de la centrale

- tous les projets concurrents affichent pour ces paramètres des valeurs relativement similaires :

- disponibilité-EPR 90,5% + ABWR 90%+ et AP1000 93%
- coûts de fonctionnement de maintenance et de combustible

EPR 11,5 \$/MWh et AP1000 10 \$/MWh

- mais surtout, comme l'indique le Nuclear Energy Institute (NEI 2003), des performances analogues ou même supérieures à celles prévues pour l'EPR, ont été obtenues par les centrales à eau légère fonctionnant aux Etat-Unis, donc de conception relativement ancienne.

Par exemple en 2002 la disponibilité moyenne pour l'ensemble des centrales américaines a été supérieure à 90% et la disponibilité moyenne pour les sept centrales de DUKE POWER a été supérieure à 95%.

Le coût de fonctionnement de maintenance et de combustible pour le quart « meilleur » des centrales américaines est de l'ordre de 10\$ /MWH.

Donc il semble que l'EPR ne peut pas compter sur ces paramètres pour améliorer sa compétitivité.

TABLEAU 5

	EPR ¹	ABWR ²	VVER ³	AP1000 ⁴	AC700 ⁵
« Investissement instantané » en \$	1465	1200-1400	1000	1150-1200	1000
Nombre de réacteurs (série)	10	1	1	6 (3X2)	?
Durée de construction (mois)	57	36	?	36	36
Réacteurs en construction similaires	0	2	2	0	0
Réacteurs en fonctionnement- similaires	0	2	0	0	0
Approbation de l'autorité de sûreté	3	4	3	0	0

¹ L'investissement instantané de l'EPR donné (Bataille-Birraux 2003) est égal à 1274 €/kWe pour une série de 10 tranches (valeur moyenne pour la série). Nous l'indiquons en \$ US en utilisant le taux de change de 1€=1,15\$ qui, nous l'espérons, est assez prudent pour l'EPR malgré que le taux d'introduction de l'Euro et le taux actuel le dépasse légèrement, mais en notant aussi que ce taux était bien inférieur pendant plusieurs années. Le projet EPR a été approuvé par l'autorité de sûreté française et partiellement par les autorités allemandes et finlandaises.

² John Redding de General Electric indique (Redding 2003) que sa compagnie a réévalué le coût de l'ABWR construit aux Etas-Unis en fonction de son expérience au Japon et à Taiwan et qu'elle aboutit à un investissement instantané de 1200 à 1400 \$/ kWe pour une tranche unique. Il indique aussi que si l'on construit plusieurs tranches identiques, les coûts seraient plus faibles et que par ailleurs l'architecte industriel Black et Veatch a effectué une étude indépendante qui confirme les résultats de General Electric. L'ABWR a été approuvé par les autorités de sûreté japonaise, taïwanaise, américaine et partiellement finlandaise

³ Nous indiquons ici une valeur venant d'une communication privée de experts russes qui apparaît crédible notamment au vu de l'article de Paul Starobin (Starobin 2003). Starobin indique, en citant aussi un analyste financier Rob Edwards, que l'on peut trouver d'excellents personnels scientifiques et techniques nucléaires en Russie à des coûts trois fois plus faibles que ceux que paient la General Electric. Le projet VVER a été approuvé par les autorités de sûreté russe, chinoise et partiellement finlandaise.

⁴ C.Keith Paulson de la compagnie Westinghouse (paulson 2003) indique que l'investissement instantané de l'AP1000 sera compris entre 1100 et 1200 \$/kWe pour une troisième centrale, chaque centrale étant constituée de deux tranches sur le même site ; donc il s'agit de la cinquième et sixième tranche de la série des six. Le projet AP1000 a été soumis à l'approbation de l'autorité de sûreté américaine (NRC) et Westinghouse espère obtenir l'approbation (certification)en 2005

⁵ Les indications sur l'ACR 700 sont tirées d'une publication de Atomic Energy of Canada Ltd.- concepteur de l'ACR (AECL 2002) L'ACR se distingue des autres concurrents par une technologie particulière utilisant comme modérateur l'eau lourde. Ce concept est dérivé de nombreux réacteurs « CANDU » construits et fonctionnant avec succès. Il est toutefois sensiblement modifié par rapport à ces réacteurs notamment par le changement du fluide caloporteur

(eau légère à la place de l'eau lourde) et du combustible (uranium enrichi à la place de l'uranium naturel).Il ne semble pas que ce concept ait été approuvé jusqu'à présent par une autorité de sûreté. Par contre il semble qu'il bénéficie de l'appui du gouvernement canadien qui serait prêt à financer la construction d'un ACR 700 où tout au moins une grande partie de celle-ci.

QUELLE DECISION POUR L'EPR ?.....Encadré 2

Tout d'abord, pour 2030-l'avenir à « long terme » d'un économiste ou à « court terme » de quelqu'un qui s'intéresse aux projets de centrales électriques dont la durée totale de vie dépasse 50 ans-nous pouvons considérer que l'incertitude sur la construction de nouvelles centrales nucléaires est importante. Mais elle ne porte que sur la quantité des centrales car un certain nombre minimum sera certainement construit, constituant déjà un marché. A plus long terme, au-delà de 2030, les combustibles fossiles devront faire face à une double contrainte, environnementale (émission du CO2) et géopolitique (une concentration des réserves d'hydrocarbures au Moyent Orient et dans les pays de la CEI).

Les énergies renouvelables auront très vraisemblablement du mal à assurer, seules, les besoins énergétiques dans des conditions économiquement acceptables, donc permettant un développement durable.

Les énergies « nouvelles » - fusion, solaire de l'espace - sont encore spéculatives et l'incertitude sur leur viabilité industrielle et économique est très grande.

Ces considérations montrent qu'il faut maintenir l'option nucléaire largement ouverte. Comme Madame La Ministre Nicole Fontaine l'indique, une option possible pour la France, c'est d'acheter à l'étranger, le moment venu, la technologie des centrales nucléaires de troisième génération. Après tout, c'est l'option que la France a utilisé pour développer son très réussi programme nucléaire. Mais aujourd'hui nous sommes dans une situation très différente ; l'industrie française avec son allié allemand (Siemens intégré dans FRAMATOME-ANP) est le premier constructeur mondial de centrales nucléaires ; EDF, dont le département d'ingénierie a largement contribué à la conception de l'EPR, est le premier exploitant mondial de centrales nucléaires.

L'actionnaire très majoritaire de ces deux entités - l'Etat Français- peut et à notre avis doit ne pas passer aux pertes et aux profits, cet important acquis - d'expériences accumulées, de personnels compétents, de savoir-faire .

Faut-il pour autant construire l'EPR ? L'encadré précédent montre clairement que l'EPR risque fort de ne pas être compétitif sur des marchés mondiaux des centrales nucléaires ouverts à la concurrence. Il pourrait éventuellement être construit en série dans un marché de facto protégé – en France et peut-être en Allemagne, si ce dernier pays revient sur les décisions politiques actuelles - mais à quelle échéance, d'ici 20 ou 30 ans ?

A ce moment-là les marchés français et éventuellement allemands ne seront-ils pas ouverts à la compétition, même dans le domaine des centrales nucléaires ? La France ne s'engage-elle pas en construisant l'EPR dans une voie où elle risque de perdre un investissement important (le surcoût du prototype) sans que celui-ci puisse servir à un développement quelconque.

Il y a peut-être une autre solution permettant de donner des chances à notre industrie nucléaire, de garder et même d'améliorer sa position. Il s'agirait pour l'actionnaire, l'Etat Français, de son intérêt à long terme, de financer l'étude d'un «EPR bis » ou si l'on préfère un FGR3 (Franco German Reactor Third Generation qui pourrait être pressurisé ou bouillant). Il s'agirait de donner toute la place à l'inventivité de nos ingénieurs, en leur assignant un objectif clair : concevoir dans un délai court (trois à cinq ans) une centrale qui serait compétitive et qui répondrait aux critères de sûreté des marchés potentiels. On pourrait peut-être prévoir d'adapter le concept d'un marché à l'autre suivant les critères de sûreté de ces marchés. La question qui se pose : Cette démarche a-t-elle des chances d'aboutir ? Nous pensons que oui, à condition que l'actionnaire s'assure qu'il y a un leadership fort et net pour ce projet et des objectifs précis , signalés plus haut et qui ne sont pas modifiés en cours de projet. Ceci veut dire qu'il ne devrait pas y avoir trop de bonnes fées penchées sur le berceau de l' «EPR bis » comme c'était le cas, il nous semble, pour l'EPR où de très nombreuses fées – industries françaises et allemandes, électriciens français et allemands, autorités de sûreté françaises et allemandes- ont peut-être trop fait.

De plus, pour des raisons diverses, le projet EPR, s'est étendu sur un temps trop long (14 ans) et il visait semble-t-il essentiellement un marché français et allemand, où l'on voyait s'ouvrir une demande importante de nouvelles centrales de 2010 et qui devait être à cette époque de facto protégé ; donc le coût bas n'était pas un impératif absolu. Il nous semble que l'on doit faire confiance aux équipes de Framatome qui devraient pour cette étude être renforcées, en intégrant certaines équipes d'ingénierie d'EDF pour concevoir et développer un produit aussi bon et même meilleur que les produits des autres équipes internationales.

C) La Chine

La Chine représente un marché majeur potentiel, où on note une compétition très animée : Framatome avec son modèle 3 boucles 1000 MWe (4 réacteurs construits) ; les Canadiens avec le modèle CANDU 600 (1 réacteur en fin de construction et 1 fonctionnant) et les Russes avec le modèle VVER 91/99 (2 réacteurs en construction) . On peut s'attendre aussi à une entrée sur le marché chinois de l'industrie américaine, ou plutôt à des alliances japo-américaines,. Finalement, la Chine essaie aussi de « nationaliser » la technologie nucléaire en construisant des centrales « chinoises » basées partiellement sur les transferts de technologie de Framatome.

Récemment, le 28 janvier 2003, les autorités chinoises (conseil d'affaires d'état) ont décidé de lancer une série de quatre réacteurs à eau pressurisée à trois boucles de 1000 MWe en coordonnant les diverses initiatives régionales. Pour cette série, les deux principaux concurrents sont :

- Framatome-ANP, avec un réacteur basé sur le parc français à 3 boucles (déjà implanté à Lingao) et incorporant les améliorations et innovations des réacteurs français plus récents (N4) et même peut-être certaines innovations étudiées pour EPR.
- Westinghouse, associé à Mitsubishi et à l'industrie espagnole, avec un réacteur basé sur la dernière réalisation Westinghouse à trois boucles, c'est-à-dire Vandellos II en Espagne.

On voit la encore le rôle que jouent les réacteurs de « référence » ayant bien fonctionné.

L'importance potentielle du marché chinois peut être souligné par les prévisions de croissance de la demande d'électricité et de la construction de nouvelles centrales, soit 600 GWe à l'horizon 2020-les prévisions qui pourraient bien se réaliser. En effet, lors de la décennie passée, la Chine a été capable de plus que doubler sa production et sa consommation d'électricité, tout en agissant sur le plan d'efficacité énergétique . La majeure partie de ces centrales sera vraisemblablement alimentée au charbon, néanmoins, compte tenu du problème de transport terrestre du charbon - mines dans le nord du pays, la demande d'électricité dans le Sud- et de la sensibilité croissante des autorités chinoises aux problèmes d'environnement, il n'est pas déraisonnable de penser qu'une partie des centrales nouvelles sera nucléaire. Si on suppose une pénétration du nucléaire de 5% seulement, cela représente déjà 30 Gwe à construire d'ici 2020. Cette pénétration pourra même être bien plus forte si les pays industrialisés décident de s'attaquer au problème de l'effet de serre là où cela est vraiment essentiel et efficace, c'est à dire dans les pays en voie de développement, comme la Chine. Ceci pourrait se faire sous forme d'une aide financière à la construction des centrales nucléaires représentant une fraction du coût de séquestration du CO2 provenant des centrales à charbon qui seraient remplacées par les centrales nucléaires.

D) L'Inde

L'Inde, un autre marché majeur potentiel où tout récemment le Premier Ministre a déclaré qu'il prévoyait l'installation de 20,000 MWe à l'horizon 2020 et qu'à l'horizon 2008, 4000 MWe devraient fonctionner ; il s'agit là de centrales en construction et en fonctionnement en 2003. Il a ajouté que l'Inde souhaitait s'ouvrir à une coopération internationale dans le domaine de l'énergie nucléaire civile. Effectivement jusqu' à présent le programme indien a été victime de mesures d'embargo lié à des questions de non-prolifération (des technologies nucléaires) mesures qui sont pourtant battues en brèche : un accord a été signé entre l' Inde et la Russie pour la construction de deux centrales VVER 1000 et n'a pas été annulé pour des raisons d'antériorité. Il est aussi possible que les USA changent d'attitude : en effet, dans le domaine de non- prolifération, ils adoptent depuis un certain temps une attitude moins dogmatique- voir l'exemple de la Corée du Nord à qui les USA ont offert, en coopération avec la Corée du Sud et le Japon, deux unités à eau pressurisée pour les amener à ne pas continuer leur programme des armes nucléaires. Les USA reconnaissent donc implicitement que les centrales à eau pressurisée placées sous contrôle international ne sont pas un risque significatif de prolifération. La question de sanctions vis-à-vis de l'Inde suite aux explosions nucléaires auxquelles ce pays a procédé en 1998 , risque aussi de passer au second plan dans le contexte actuel de l'affrontement avec le terrorisme international. L'Inde est un grand pays démocratique qui n'a aucune sympathie vis-à-vis du terrorisme et qui en fait n'a rompu aucun engagement international souscrit par elle-même en procédant aux essais nucléaires.

Par ailleurs, les mesures d'embargo décidées comme représailles vis-à-vis du programme nucléaire militaire indien, n'ont pas empêché le développement de ces armes mais ont pénalisé le programme civil nucléaire indien, en le rendant moins performant sur le plan économique et probablement sur le plan de la sûreté.

Si les USA assouplissent leur attitude vis-à-vis de l'Inde il est vraisemblable que la France suivra cet exemple ou même peut-être elle le précèdera. On note aussi que les Russes militent en faveur d'un tel développement.

E) La Finlande

Ce pays est en train d'examiner la possibilité de construire un cinquième réacteur nucléaire pour la production d'électricité. Il s'agit d'un cas particulièrement intéressant. La Finlande, pays de dimension modeste, possède deux centrales nucléaires constituées chacune de deux tranches, une centrale possède deux tranches à eau bouillante de conception suédoise, et l'autre deux tranches à eau pressurisée de conception russe. Ces deux centrales fournissent environ un tiers de l'électricité consommée en Finlande. La construction, la mise en route et le fonctionnement pendant plus de 20 ans de ces quatre réacteurs se sont déroulés d'une façon satisfaisante tant du point de vue industriel qu'économique. La Finlande a profité de la mise au point technique de ces réacteurs par les vendeurs qui, s'agissant aussi bien des Russes que des Suédois les ont construit chez eux et les ont fait fonctionner en série. Notons que la Finlande fait partie de l'ensemble NordPool où la compétition entre producteurs d'électricité existe depuis plusieurs années. Récemment un groupe de consommateurs importants d'électricité a identifié le besoin d'une nouvelle tranche ou même à terme de deux tranches de grande puissance (1100 à 1600 MWe). Ils ont comparé diverses solutions, notamment centrale à gaz et centrale nucléaire, et leur choix s'est porté sur le nucléaire. Ce choix a fait l'objet de longs débats au niveau du public, du parlement, et du gouvernement finlandais. Finalement le gouvernement et le parlement ont approuvé le principe de la construction de la centrale nucléaire après avoir débattu des aspects divers : approvisionnement du gaz, économie des projets, aspects environnementaux. Notons aussi que le parlement a approuvé précédemment les

critères de sûreté à appliquer à la construction de nouvelles centrales nucléaires et plus récemment, le schéma précis et la localité pour le stockage final des combustibles usés (une première mondiale). Un appel d'offre international pour la nouvelle tranche a été lancé et a été clos fin mars 2003. Sans connaître les détails du dossier d'appel d'offre, nous ne pouvons faire que quelques commentaires généraux :

- dans un contexte concurrentiel des investisseurs privés ont décidé la construction /d'une centrale nucléaire. On peut toutefois penser que ce projet ne se réalisera que si les résultats des appels d'offre ne dépassent pas les coûts maxima prévus par les investisseurs (1800\$ par Kwe).
- Il n'y a que 4 réponses à cet appel d'offre ce qui ennuie d'ailleurs les Finlandais : il s'agit de l'EPR proposé par Framatome-ANP, SBWR proposé par la même compagnie, du VVER/91/99 proposé par Atomstroy-Export, ABWR proposé par General Electric
- Il semblerait que la proposition russe serait particulièrement bien placée. En effet, grâce à des coûts de main d'oeuvre très bas (voir Starobin 2003) les Russes devraient pouvoir proposer des prix très compétitifs. De plus, les Finlandais ont été assez largement associés à la conception de ce nouveau VVER/91/99 dont deux tranches sont en construction avancées en Chine. Finalement, les Finlandais ont une longue et satisfaisante expérience de coopération avec les Russes dans le domaine nucléaire(centrale de Lovisa).

SECTION V.CONCLUSION

L'introduction de la compétition entre les producteurs d'électricité peut avoir une certaine influence sur le développement du nucléaire. Il faut toutefois bien insister que l'importance de cette influence peut varier fortement d'un pays à l'autre. Aux Etats-Unis par exemple, l'introduction de la concurrence a eu des effets positifs :

- consolidation des électriciens nucléaires
- consolidation de constructeurs de centrales nucléaires,
- un plus grand dynamisme dans la recherche d'un fonctionnement efficace des centrales, c'est-à-dire sûr mais aussi économique
- une simplification et recherche d'efficacité dans la réglementation

Dans un autre exemple qui est la France, les deux premiers points (consolidation des électriciens et des constructeurs) ne pouvaient se manifester car dès le départ , il n'y avait qu'un seul électricien et un seul constructeur de centrales.

Sur le plan négatif, notons l'accent mis sur le court terme au détriment du moyen ou long terme, qui peut conduire dans certains cas à une augmentation du loyer de l'argent et à une préférence pour les installations qu'on peut amortir plus vite. Ceci est dû notamment à une plus grande incertitude sur le prix auquel l'électricien pourra vendre son produit et donc au risque qui est pris par le propriétaire de la centrale et non plus par le consommateur d'électricité. Cet aspect doit toutefois être nuancé par le fait que la même incertitude pèsera sur les concurrents du nucléaire. Par ailleurs, on peut penser que les récentes déceptions des marchés liés aux bulles technologiques pourront conduire les investisseurs à prévoir des objectifs moins ambitieux pour les taux de rémunération de l'argent et rechercher des placements plus sûrs où on pense que la demande sera relativement stable, et même plutôt croissante, comme l'électricité.

En considérant l'avenir de l'énergie nucléaire à trente ans, l'idée dominante est l'existence d'incertitudes :

- incertitudes pour le *marché américain* liées à l'intervention politique- subventions, facilités de crédits- aux incertitudes techniques- les possibilités de temps de construction courts (trois à quatre ans) et des coûts de construction faible (1000 à 1 200 \$ par kilowatt installé) ; les conditions financières-durée d'amortissement, rétribution du capital-

- incertitudes tout au moins pour la quantité de centrales en *Chine* et en *Inde* liées aux traitements de la pollution locale (charbon), à l'importance donnée à la sécurité d'approvisionnement, à la disponibilité des capitaux, aux traitements du problème de CO2 en liaison avec les pays industrialisés, et à la coopération internationale avec l'Inde mise en cause par les armes nucléaires indiennes .
- incertitude sur l'évolution politique ou le retour possible vers le nucléaire des pays comme l'Italie, l'Allemagne, l'Espagne, la Belgique, la Suède liée à l'évolution du prix du gaz naturel, le traitement du problème du CO2 , le succès économique, ou non, de l'introduction des énergies renouvelables et le succès de l'énergie nucléaire dans d'autres pays .

Il y a d'autres régions dans le monde où l'incertitude est peut être un peu moindre :

- les pays comme le Japon, la Corée, ou un programme modéré de construction devrait se poursuivre, avec peut-être un ralentissement au Japon, compte tenu de difficultés récentes de l'énergie nucléaire dans ce pays.
- la France où très peu de centrales nucléaires seront construites d'ici 2020 et même probablement d'ici 2030 (pas de demandes de nouvelles capacités de base et pas de problèmes d'émission de CO2 dues à la production d'électricité).
- la Russie et ses pays voisins où des programmes pourraient se poursuivre, mais quantitativement modérés
- Les pays d'Afrique où vraisemblablement peu ou pas de gigawatts nucléaires verront le jour d'ici 2030. La même proposition s'applique mais avec moins de certitude, aux pays de l'Amérique latine et aux divers pays d'Asie, autre que ceux mentionnés explicitement plus haut.

En parallèle, une forte consolidation de l'industrie de construction de centrales a eu lieu. Actuellement cinq acteurs dominent : Framatome-ANP, General Electric, allié de Hitachi et Toshiba, et Westinghouse, allié à Mitsubishi et à l'industrie espagnole, l'industrie russe (Atomstroyexport pour l'exportation), et les Canadiens de Atomic Energy of Canada Ltd.

La compétition entre ces industriels sera rude, sauf peut-être sur des marchés protégés de facto, des pays qui possèdent une industrie de construction de centrales.

Malgré ces incertitudes à l'horizon 2030, à plus long terme, il y a de fortes chances pour que nos sociétés aient besoin de l'énergie nucléaire. Il faudrait donc garder cette option largement ouverte et ceux qui ont des compétences ont intérêt à les préserver.

BIBLIOGRAPHIE

- AECL (2002)**, *ACR 700 - Atomic Energy of Canada Ltd* publié dans Nuclear Engineering International-Reactor Designs supplement (2002)
- AEN-AIE/ OCDE (1998)**
- AGENCE DE L'ÉNERGIE NUCLEAIRE-AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE** *Prévisions des coûts de production de l'électricité* (mise à jour 1998), Paris,.
- AEN-AIE/ OCDE (2001)**
- AGENCE DE L'ÉNERGIE NUCLEAIRE-AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE**, *Nuclear power in the OECD*, Paris, OCDE/AIE.
- AIE / OCDE 2000 a**
- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE 2000**, *Bilan énergétique des pays de l'OCDE*, Paris,
- AIE / OCDE 2000 b**
- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE 2000**, *Coal Information*, Paris, OCDE/AIE.
- AIE / OCDE 2002**
- AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE 2002**, *World Energy Outlook*, AIE / OCDE Paris
- BATAILLE – BIRRAUX 2003** : rapport des Députés Christian Bataille et Claude BIRRAUX de l'Office Parlementaire des Choix Scientifiques et Techniques : « *la durée de vie des centrales nucléaires et les nouveaux types des réacteurs* »
- CEDIGAZ (2000)**, *Le gaz naturel*, Rueil-Malmaison.
- CGEMP 2002**, *Scenarios of Nuclear Power Growth in the Twenty First Century*, Centre de Géopolitique de l'Energie et des Matières Premières - Université Paris Dauphine 2002
- CHARPIN J.-M., DESSUS B., PELLAT R. 2000**, *Perspectives économiques de la filière nucléaire : rapport au Premier ministre*, Paris, **La Documentation française**.
- CHEVALIER JM 2003**, « *La difficile question du financement du nucléaire* », Mines Revue des ingénieurs, Janvier –Février.
- CCE-ExterneE 1998**
- COMMISSION DES COMMUNAUTES EUROPEENNES 1998**, *ExternE : externalities of energy - methodology annexes*, Direction Générale XII, Bruxelles.
- CCE (2001)a**
- COMMISSION DES COMMUNAUTES EUROPEENNES 2001**, *L'achèvement du marché intérieur de l'énergie*, Document de travail SEC, Bruxelles.
- CCE 2001 b**
- COMMISSION DES COMMUNAUTES EUROPEENNES 2001**, *L'achèvement du marché intérieur de l'énergie*, Communication de la Commission au Parlement et au Conseil du 13 mars 2001, 2001/0077 et 2001/0078
- DGEMP 1997**
- MINISTERE DE L'ECONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE, DIRECTION GÉNÉRALE DE L'ÉNERGIE ET DES MATIÈRES PREMIÈRES 1997**, *Les coûts de référence de la production électrique*, Paris.
- EPRI-CGEMP 1985**, Séminaire EPRI-CGEMP Université Paris IX Dauphine .
- FLASH 2003**, 7 mai - **NUCLEAR NEWS** publié par Nucleonics Week-Platts
- GITTUS 2002**, John Gittus , *An insurer's view* publié dans Competition in Electricity Markets: *Deregulation, the Environment and Security of Supply* , CGEMP Paris Dauphine 2002
- GRIMSTON M. & BECK P. 2002**, *Double or quits, The global future of civil nuclear energy*, The Royal Institute of International Affairs.

HORNER D. (2003), *IG says NRC gave too much weight to costs of David Besse Decision*, Nucleonics Week-Platts, 9 Janvier.

MAC LACHLAN (2002), *A decade later, regulators, EDF say vessel Head change –outs paid off*, 31 Octobre. Nucleonics Week - Platts (2002),

MAILLARD D. (2003), *Deux enjeux fondamentaux et complémentaires*, Revue Contrôle, Janvier 2003.

NEI (2003)-NUCLEAR ENERGY INSTITUTE publié dans Nuclear News Mars 2003

PAULSON K. (2002), *AP1000 set to compete* publié dans Nuclear Engineering International- Octobre 2002.

REDDING (2003)- John Redding: *Cost, schedule and risk management- The Building locks of a U.S Nuclear Project* publié dans Nuclear News-Mai 2003-pages 32 à 35

STAROBIN (2003) – Paul Starobin, *Springtime for Russia’s Nuclear Industry*-Business Week-12 mai 2003- p.16

VARLEY-PAFFENBERGER (1998)- Caroline Varley et John Paffenbarger (AIE/OCDE), *Electricity Market Competition and Nuclear Power*, publié dans Twenty Third Annual International Symposium 1998 – The Uranium Institute

WATTS (2001), *Heresy? The case against deregulation of electricity generatio*, The Electricity Journal, May 2001, pp. 21-24.

WILSON-SPENGLER (1996), *Particles in our Air- Concentration and Health Effects*- Harvard University Press (1996)

ZEBROSKI-ZALESKI (1998),_E.L Zebroski et C.P Zaleski and all, *Advanced Nuclear Reactors. Current Developments and Future Prospects*, publié par Pergamon – Elsevier 1998

ZALESKI (2002), C.P Zaleski, *Potential Role of Nuclear Energy in the twenty first century*, publié dans Perspectives in Energy, 2002 volume 6, numéro 3, pages 199-208