

# Le coût du kWh EPR

Benjamin Dessus - Association Global chance

## Le point de vue économique

*La grande mode aujourd'hui est de parler du « nucléaire de marché » dont les avantages économiques seraient tels qu'on comprend bien mal pourquoi nos voisins européens continuent à faire la moue et parfois même s'obstinent à vouloir sortir de cette technologie. Il est intéressant de regarder, d'un peu plus près les méthodes de calcul et de revenir sur les données qui ont servi de base à cette « démonstration » de la compétitivité de l'EPR.*

L'un des arguments employé de façon récurrente pour justifier la construction d'un démonstrateur puis d'une série d'EPR est celui de la compétitivité économique par rapport aux autres filières de production d'électricité (principalement le charbon et le gaz naturel). La sélection récente de l'EPR par le groupe finlandais TVO est présentée par les tenants de cette filière comme la preuve irréfutable de la compétitivité de cette nouvelle filière. L'EPR accéderait ainsi au statut de « nucléaire de marché ».

C'est du moins ce qui ressort du document « Coûts de référence de la production électrique » publié par la Direction Générale de l'Energie et des Matières premières du Ministère de l'Industrie. Jugez en en effet à partir du tableau suivant qui reprend les principales conclusions de cette étude.

**Tableau 1. Coûts de production en base (8 000 heures par an)**

2015 Euros/MWh TTc	Nucléaire EPR	Cycle combiné Gaz naturel	Charbon pulvérisé	Charbon Lit fluidisé
Actualisation 8%	28,4	35	33,7	32
Actualisation 5%	21,7	33,4	29,5	28,1
Actualisation 11%	37	36,9	38,5	36,4

On voit en effet que pour les taux d'actualisation généralement retenus (8 % en France, 5 % pour la Banque mondiale) les surcoûts au MWh pour les cycles combinés à gaz oscillent entre +23 % et +54 %, pour le Charbon lit fluidisé entre +13 et +29 %. Il faut atteindre un taux d'actualisation de 11 % pour parvenir à la compétitivité du gaz naturel et encore avec une hypothèse modérée de coût du gaz (3,30 \$/MBtu). Il n'y avait donc pas photo !

Avec un taux d'actualisation de 8 %, il faudrait atteindre des durées de fonctionnement inférieures à 4 500 heures pour assurer la compétitivité du gaz naturel. Et tout cela sans même prendre en compte le problème des émissions de gaz à effet de serre qui vient plomber le coût du kWh d'origine fossile. Pour une fourchette de coûts à la tonne de CO<sub>2</sub> de 4 à 20 euros (14,6 à 73,3 la tonne de carbone) la DGEMP impute 1,4 à 7,1 euros supplémentaires au MWh gaz, de quoi assurer la compétitivité du nucléaire jusqu'à des durées de fonctionnement de l'ordre de 3 000 heures.

A lire ces chiffres, on est soudain pris d'un doute ! N'est ce pas trop beau pour être vrai ? Comment se fait il que des gens aussi intelligents et pragmatiques que nos voisins allemands, belges ou anglais fassent la fine bouche et refusent d'investir dans une filière si évidemment compétitive ?

Et pourquoi donc, trois ans plus tôt, avec Jean Michel Charpin et René Pellat <sup>1</sup>, avons nous trouvé des résultats très sensiblement différents, au point qu'il nous avait paru quasiment impossible de départager la filière nucléaire de la filière cycle combiné à gaz sur des critères économiques ?

A y regarder de plus près, on est amené à s'interroger à la fois, sur la méthode de calcul, sur les paramètres pris en compte et sur la justification des données chiffrées.

## La méthode de calcul et les paramètres pris en compte

### Deux méthodologies distinctes pour deux questions distinctes

L'étude « Coûts de référence de la production électrique » se propose de comparer les coûts actualisés d'un MWh d'une tranche ou d'un palier de production d'électricité **marginiaux** pour des durées d'appel annuel déterminées, en faisant l'hypothèse implicite que les besoins d'électricité, à l'époque de réalisation de ces installations, justifieront les temps de fonctionnement analysés.

L'étude Charpin-Dessus-Pellat, « Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire », se propose par contre, dans deux hypothèses contrastées d'évolution des besoins nationaux d'électricité :

- de comparer les **coûts globaux cumulés** et actualisés, de différents mix de **production, transport et distribution** d'électricité sur la période 2000-2050,
- de comparer **dans chacun des scénarios** croisés d'offre et de demande, les **coûts moyens** actualisés d'un kWh des différentes filières.

Les objectifs sont donc très clairement différents et excluent donc toute comparaison hâtive des résultats trouvés, même si la comparaison des éléments constitutifs des différents coûts (coûts d'investissement unitaires, coûts d'exploitation, coûts des combustibles, etc.) reste pertinente.

Les préoccupations différentes conduisent en effet à des méthodes différentes **d'approche du coût de production**.

- Dans l'étude « coûts de référence » on s'intéresse au coût actualisé d'un MWh d'une unité de production marginale à la date de sa construction, **sans qu'il soit fait mention explicite des besoins électriques et donc du parc de production dans laquelle elle se situe à cette époque**. En fait l'étude implique un scénario sous jacent permettant de justifier de l'emploi des moyens de production étudiés à l'époque de leur mise en service (en particulier leur durée d'appel). C'est tout particulièrement le cas pour le nucléaire où seule la construction d'un palier de 10 tranches (15 000 à 16 000 MW) est envisagée.
- Dans l'étude Charpin Dessus Pellat, c'est dans le cadre de la recherche **d'une adéquation du parc de production à des besoins électriques déterminés** (en quantité et en répartition dans le temps), à chaque période et pour différentes hypothèses de besoins et différents parcs, que l'on compare **des coûts moyens d'électricité sur l'ensemble de la période**. Les différents scénarios prennent en compte **l'inertie du parc existant** et analysent les conséquences d'évolutions contrastées des moyens de production supplémentaires sur la période 2000-2050, nécessaires pour remplacer les unités existantes et pour répondre à des besoins supplémentaires éventuels.

Dans de telles conditions par exemple, la durée d'appel annuel des différents moyens de production n'apparaît plus comme un paramètre du calcul comme dans l'exercice « coûts de référence » mais comme un des résultats de chacun des scénarios analysés.

D'autre part, la **prise en compte des préoccupations environnementales** intervient de façon très différenciée dans les deux études.

- Dans l'étude « coûts de référence » la méthode consiste à tenter une évaluation **par l'aval**, sur la base des résultats de l'étude ExternE, en internalisant les coûts des conséquences éventuelles des risques engendrés par l'emploi des différents moyens de production (par exemple les conséquences sur la santé des populations des émissions de SO<sub>2</sub> de l'unité réalisée).
- L'étude Charpin-Dessus-Pellat renonce à cette approche et tente à l'inverse une **valorisation par l'amont**, en tentant de mesurer l'effort économique que la société est prête à consentir pour se prémunir contre le renforcement des risques liés aux émissions de Gaz à effet de serre et aux déchets nucléaires (cumul des émissions de CO<sub>2</sub> et déchets nucléaires à haute activité et à très longue durée de vie sur la période 2000-2050) dans les différents scénarios.

La DGEMP s'est fixé l'objectif de calculer le coût marginal d'un MWh d'électricité produit par différentes sources à un horizon donné, par ex 2007 ou 2015 et dans des conditions de fonctionnement bien définies (base, semi base, pointe, etc.).

## Un coût marginal ?

Dans le cas des turbines à cycle combiné ou des centrales à charbon de différents types, l'exercice est relativement simple. On dispose en effet de très nombreuses références internationales puisque le marché en est très actif. On connaît bien à la fois les coûts d'investissement et de fonctionnement unitaires, les caractéristiques techniques de ces installations, leur calendriers de construction. La seule incertitude importante concerne les coûts de combustibles. La solution consiste alors à paramétrer ce coût dans une fourchette d'hypothèses plus ou moins large. C'est ce que fait la DGEMP comme le montre le tableau ci dessous :

**Tableau 2 – Coût des énergies primaires**

	Fourchette étroite		Fourchette large	
Pétrole brut	23 \$/bl	26 \$/bl	17 \$/bl	31 \$/bl
Fioul domestique (hors transport et TIPP)	177,3 €/ m <sup>3</sup>	195,6 €/m <sup>3</sup>	140,7 €/m <sup>3</sup>	226,1 €/m <sup>3</sup>
Gaz naturel (prix frontière HT)	3,3 \$/MBtu	3,6 \$/MBtu	2,4 \$/MBtu	4,7 \$/MBtu
Charbon importé	30 \$/t	35 \$/t	25 \$/t	45 \$/t
Combustible nucléaire	Taux de combustion 60 GWj/t, Unat 20 \$/lb, 85\$/UTS			

Pour le nucléaire et encore plus pour l'EPR c'est une autre affaire. Il n'y pas en effet à proprement parler de marché international du nucléaire : chaque investissement national se fait dans un contexte particulier qui influe sur les coûts. Et de toute façon c'est un marché très restreint qui se compte en unités par an. Mais pour l'EPR c'est bien pire puisque ce réacteur n'existe encore que sur le papier. Pas de prototype de taille réduite, pas de démonstrateur, encore moins de tête de série pour apprécier les caractéristiques réelles de la machine. Alors, pour calculer le coût du MWh nucléaire en 2015 la DGEMP choisit de raisonner sur la construction, non pas d'une mais de 10 tranches de façon à amortir les conséquences des aléas techniques et financiers du « démonstrateur » en calculant une sorte de « coût marginal moyen », ce qui paraît à première vue comme tout à fait raisonnable.

Mais cela présente évidemment un biais de taille : en effet 10 tranches d'EPR, cela fait 16 000 MW à installer en France entre 2015 et 2025, ce qui n'est manifestement pas du domaine d'une opération « marginale » puisque c'est augmenter le parc de 20 %. D'autant que la DGEMP ne se donne pas la peine d'expliquer le moins du monde les besoins qui pourraient justifier la construction de ces 16 GW supplémentaires vers 2015-2020. On sait pourtant bien que si le parc nucléaire ainsi constitué se révélait surdimensionné comme nous en avons eu une expérience aussi douloureuse que récurrente depuis 15 ans <sup>2</sup>, les conditions économiques de son utilisation se dégraderaient très vite. En France aujourd'hui par exemple, la surcapacité conduit à un taux d'utilisation du parc nucléaire de 73 % (et ceci malgré l'exportation de 70 TWh par an) alors que la disponibilité technique du parc atteint 85 %. Et pourtant les calculs de la DGEMP sont effectués pour un taux de disponibilité prévisionnel de 90,5 % pour l'EPR, sans qu'aucune analyse prévisionnelle du taux réel d'utilisation du parc nucléaire ainsi augmenté ne vienne appuyer ce chiffre. On est un peu là dans la même situation que celle qu'on rencontre pour l'automobile où l'on sait bien qu'il existe une différence importante entre la consommation conventionnelle d'un véhicule et sa consommation réelle qui dépend très fortement de ses conditions d'utilisation. Quand on sait la sensibilité du coût du kWh au taux d'utilisation de ce type de centrales, on voit qu'il y a là une lacune méthodologique lourde de conséquences <sup>3</sup>.

## Actualisation et taux d'intérêts, même combat ?

Mais la critique méthodologique ne s'arrête pas là. En particulier la façon dont la DGEMP utilise le concept de taux d'actualisation mérite d'être analysée de plus près. Le calcul très classique effectué par la DGEMP prend comme base historique la date de mise en service des installations, dans notre cas 2015. Les dépenses réalisées avant cette date sont affectées d'un coefficient annuel (intérêts intercalaires) qui vient gonfler la valeur des dépenses à la date de mise en route. Par contre passées cette date, les dépenses se voient chaque année affectées d'un coefficient (taux d'actualisation) qui vient réduire la valeur des dépenses à la date de mise en route. Mais la DGEMP choisit d'égaliser dans chaque calcul la valeur des intérêts intercalaires à la valeur du taux d'actualisation alors que ces taux n'ont aucune raison de coïncider. Pourtant comme le disent très justement Alain Ayong Le Kama et Henri Prévot dans une note récente <sup>4</sup> « *le taux d'actualisation et les taux d'intérêt sont de nature foncièrement différente. Le premier est la conséquence d'un choix qui dénote une forme de relation au temps, il est de nature psychologique quand il s'applique à des décisions individuelles, stratégiques ou politiques quand il s'applique aux décisions d'une entreprise ou d'une nation. Le second, le taux d'intérêt, reflète seulement une contrainte indépendante de la personne qui décide* ».

Et il se trouve que dans le cas du nucléaire où l'investissement initial est très lourd et le calendrier de construction beaucoup plus long que celui de ses concurrents (5 à 7 ans pour le nucléaire contre 3 ans pour les turbines à gaz à cycle combiné) le poids des intérêts intercalaires dans le bilan actualisé global est beaucoup plus important que dans d'autres filières <sup>5</sup>. Ce choix d'alignement des taux d'intérêts intercalaires sur les taux d'actualisation explique en grande part les résultats obtenus par la DGEMP. Pour une variante à taux d'actualisation très faible, 3 %, dite « variante en optique publique » le nucléaire apparaît comme particulièrement compétitif : le très faible taux d'intérêt intercalaire avantage le nucléaire en minimisant le coût particulièrement lourd de l'investissement initial.

## La prise en compte des externalités

La troisième critique porte sur la façon dont sont prises en compte dans le calcul les externalités d'environnement. Rappelons tout d'abord qu'on nomme « externalités » une série de coûts, par exemple d'environnement qui sont imputables à l'activité décrite, mais pas intégrés dans les coûts de l'activité en question.

L'exercice de la DGEMP combine deux méthodes d'analyse :

- Elle évalue tout d'abord « **par l'aval** », sur la base des résultats de l'étude ExternE <sup>6</sup>, les coûts des conséquences éventuelles des risques engendrés par l'emploi des différents moyens de production comme par exemple les conséquences sur la santé des populations des émissions de SO<sub>2</sub> de l'unité réalisée ou celles d'un accident nucléaire.
- Par contre pour les émissions de gaz à effet de serre, son analyse ne se fonde plus sur l'analyse des conséquences des bouleversements climatiques éventuels engendrés par les émissions de gaz à effet de serre mais sur la mesure de la valeur de l'effort économique que la société est prête à consentir pour se prémunir contre le renforcement des risques liés à ces émissions. Il s'agit là d'une évaluation « **par l'amont** ».

- *L'évaluation par l'aval de l'étude externe E.*

Il s'agit avant tout d'une évaluation économique des conséquences sanitaires sur les populations de la dispersion dans la nature (en fonctionnement normal ou en cas d'accident assorti d'une probabilité d'occurrence) de produits pathogènes par les divers outils de production (SO<sub>2</sub>, Nox, poussières, radio nucléides, etc.). Au delà des incertitudes liées à la fiabilité des modèles physiques de description des phénomènes (en particulier des modèles de dispersion et de la valeur économique des atteintes sanitaires), cette

analyse ne prend pas en compte les conséquences économiques d'une série de phénomènes à très long terme comme par exemple la stérilisation de surfaces agricoles, le déplacement de populations ou les pertes de production engendrées par un accident nucléaire (cf. l'accident de Tchernobyl). La plupart des experts considèrent donc que cette étude ne rend que très partiellement compte des coûts externes liés à la filière nucléaire.

- *L'évaluation par l'amont des émissions des gaz à effet de serre.*

Pour le CO<sub>2</sub>, la DGEMP retient la méthode d'internalisation aujourd'hui largement répandue qui repose sur une prise en compte d'une *mesure de précaution* vis-à-vis de l'augmentation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère (et non pas d'une mesure de réparation des dégâts éventuels). Cette méthode est justifiée par la très grande incertitude qui règne sur les conséquences physiques et donc économiques du réchauffement climatique.

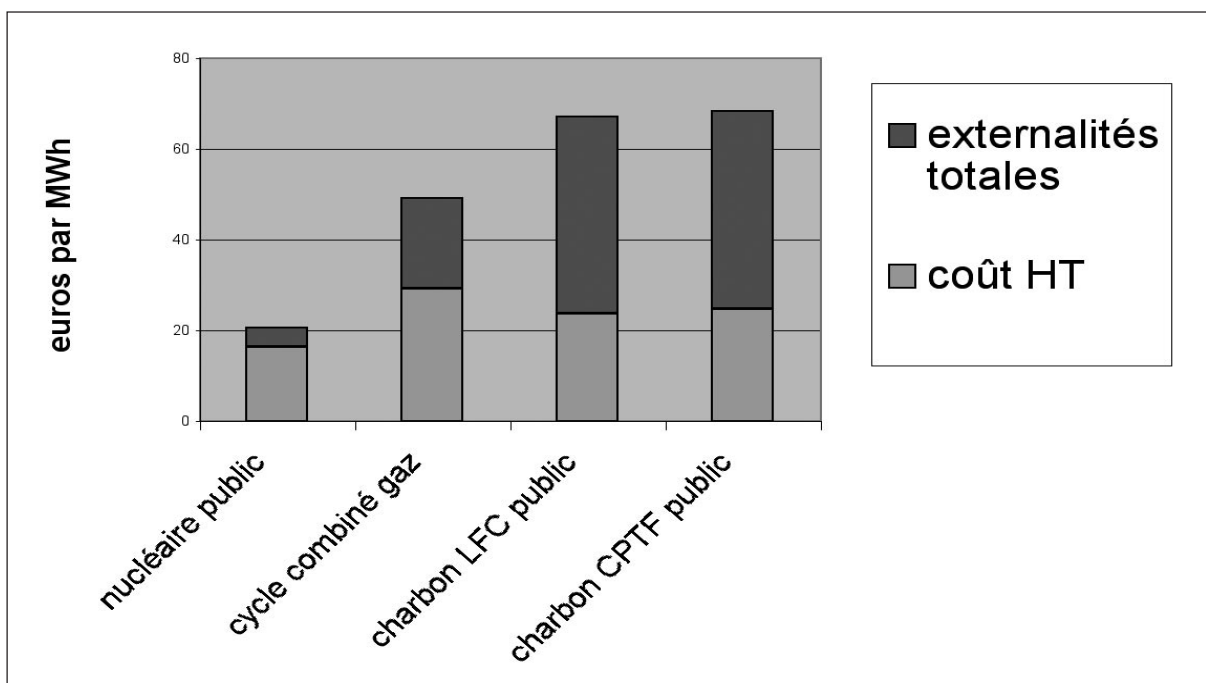
Par contre pour le nucléaire, contrairement à ce qui avait été partiellement tenté dans le rapport Charpin Dessus Pellat (CDP), aucune mesure de précaution de ce type n'est prise en compte par la DGEMP, ni vis-à-vis de l'accumulation des déchets à haute activité et longue durée de vie ni vis-à-vis de la prolifération par exemple.

Conséquence attendue de ce déséquilibre de traitement des questions environnementales : des coûts externes extrêmement faibles pour le nucléaire, (au maximum 2,4 euros/MWh), alors qu'ils atteignent 7 à plus de 30 euros pour les autres filières, principalement à cause de la prise en compte de la valorisation du CO<sub>2</sub>.

Bien entendu quand on cumule les effets précédemment détaillés et le déséquilibre décrit ci dessus on aboutit logiquement à la conclusion d'un avantage décisif du nucléaire sur tous les plans. C'est ce que montre le tableau ci dessous présenté par la DGEMP et sensé représenter l'optique « publique ».

Les très faibles taux de loyer de l'argent retenu (3 %) et d'actualisation diminuent la valeur absolue du coût unitaire de l'électricité hors externalités. Par contre les coûts externes et en particulier le coût du CO<sub>2</sub>, non affecté par le taux d'actualisation, prennent une importance considérable.

**Tableau III : Coûts de production en base en 2015, actualisation à 3%, externalités totales.**



Dans le rapport CDP, nous avons accordé une valeur économique à la diminution de la masse de déchets à haute activité et longue durée de vie, (HALV, principalement plutonium et actinides mineurs) obtenue par la technique actuelle de retraitement des combustibles <sup>7</sup>. Le calcul économique conduisait à une valeur plancher de l'ordre de 160 millions d'euros la tonne évitée de ces déchets par cette méthode de retraitement des combustibles irradiés. Compte tenu de la masse de déchets produits par l'EPR (26 kg/MWh) ce calcul conduit à une externalité de 4 euros par MWh, déjà deux fois supérieure à celle prise en compte par la DGEMP. Il serait d'ailleurs raisonnable pour cette seule externalité d'envisager une fourchette de coût plus large par exemple 4 à 10 euros pour tenir compte du changement de technologie indispensable à une plus forte réduction des déchets que celle que peut procurer la technique actuelle de retraitement et d'usage de Mox qui se limite à 20 % environ.

Cet exemple montre à l'évidence le caractère déséquilibré de la méthode employée par la DGEMP qui fait l'impasse sur les aspects déchets et prolifération de la filière en sous entendant ainsi qu'il n'y a aucun problème de ce genre à prendre en compte.

Un dernier point qui renforce la confusion sur les conclusions qu'on peut tirer de l'étude de la DGEMP. Celle ci propose en effet d'adopter comme hypothèse centrale celle « *d'un taux d'actualisation vu d'un entrepreneur privé, soit 8 %*. *Ce taux permettra notamment de maintenir une cohérence entre l'exercice 2003 et l'exercice 1997... Pour cet entrepreneur, les externalités ne sont, par définition, pas retenues. Cependant pour le CO<sub>2</sub>, un coût de maîtrise des émissions ou d'achat de permis d'émission est intégré avec une valorisation de la tonne à 4 euros et 20 euros* ».

Et voilà ! Si on n'y regarde pas de trop près, on retiendra de cette étude que pour la collectivité le coût du nucléaire, externalités comprises, est très bas et les autres très hauts, et que pour les industriels, à qui ne s'imposerait que la prise en compte des émissions de CO<sub>2</sub>, à l'exclusion de tous les autres risques (sans doute parce que le CO<sub>2</sub> va faire l'objet d'un marché de droits ?), c'est aussi une opération très rentable !

## Les chiffres

Au delà des biais méthodologiques que nous avons analysés ci dessus, les résultats affichés par la DGEMP sont évidemment aussi la conséquence des choix initiaux des coûts des différents postes de dépense des différentes filières. Pour les filières fossiles, pas de problème majeur quand on compare les chiffres de base affichés par la DGEMP et le rapport CDP : les coûts d'investissement et d'exploitation sont conformes aux coûts internationaux et très proches de ceux du rapport CDP.

Par contre, pour le nucléaire où le « benchmarking » international est impossible, on découvre avec surprise de très gros écarts d'appréciation entre les coûts unitaires retenus par la DGEMP et le rapport CDP, alors que ces derniers semblaient faire consensus il y a à peine trois ans. Les divergences majeures portent sur les deux postes suivants :

### **Les coûts d'investissement**

La DGEMP affiche un coût d'investissement (hors frais intercalaires) de 1 043 euros par KW contre 1 270 pour le rapport CDP, 22 % d'écart, pour un même nombre de tranches construites (10). Ces nouvelles valeurs d'investissement qui proviennent du constructeur Areva ne sont pas justifiées dans le rapport par des hypothèses explicitées, mais se fondent simplement sur des considérations qualitatives de progrès réalisés depuis quelques années sur le design du projet EPR et sans aucune référence aux coûts observés pour les dernières tranches construites en France <sup>8</sup>. La fiabilité de tels coûts prévisionnels basés sur la seule estimation des industriels et sans aucune référence aux coûts constatés est évidemment très douteuse. au point que des acteurs majeurs du nucléaire, comme Alstom par exemple, qu'on ne peut pourtant guère soupçonner « de nucléophobie primaire » s'en sont émus en séance du comité de suivi de l'étude. A ces préoccupations une réponse simple de la DGEMP et d'Areva : le sacrosaint secret commercial. La DGEMP l'annonce d'ailleurs d'emblée dans son avant propos :



« Les précédentes versions des coûts de référence impliquaient un grand nombre d'experts réunis au sein de groupes de travail spécialisés. Dans un univers concurrentiel, la mise en commun d'information par des entreprises pose des problèmes nouveaux. Ce contexte a conduit la DIDEME (Direction de la Demande et des Marchés Energétiques) à consulter directement quelques spécialistes de chaque filière, et à croiser les informations recueillies avec les résultats d'un important travail documentaire »<sup>9</sup>.

De toutes façons, il est très surprenant que ces coûts n'aient pas fait l'objet d'une comparaison critique avec les coûts de référence des centrales PWR les plus récentes, sur la base des coûts observés du palier N4 ou des centrales 1 300 MW qui pourraient fort bien, selon le résultat obtenu être choisies pour renouveler la parc nucléaire en lieu et place de l'EPR.

### **Le cycle du combustible**

Selon le rapport, « pour ce qui concerne les opérations de retraitement proprement dites, un coût de l'ordre de 450 €/kg serait concevable à l'horizon 2020-2025 ». Là encore on est très loin des chiffres du rapport Charpin-Dessus-Pellat puisque le coût moyen actualisé calculé à partir des valeurs de ce dernier rapport oscilleraient entre 870 €/kg et 1 500 €/kg selon le taux d'actualisation. Le résultat de ce calcul qui diverge d'un facteur deux avec celui du rapport CDP a été « livré » par Cogema sans qu'il soit possible d'en examiner les éléments et les hypothèses.

Par contre les divergences observées entre les coûts prévisionnels d'exploitation du rapport de la DGEMP et du rapport CDP restent plus modestes<sup>10</sup>. Ces divergences n'ont pas de conséquences majeures sur les coûts d'exploitation en base mais minorent les coûts pour des durées de fonctionnement plus faibles.

## **Alors que penser des coûts de référence de l'EPR ?**

L'analyse des méthodes de calcul, des paramètres pris en compte et des coûts unitaires proposés montre des biais systématiques, tous en faveur du nucléaire :

- la méthode du coût marginal appliquée à des actions non marginales gomme tous les effets de surcapacité éventuelle engendrés par la construction de 10 tranches supplémentaires,
- le choix d'un taux unique pour les intérêts intercalaires et l'actualisation favorise le nucléaire pour des taux bas.
- le déséquilibre dans la prise en compte des effets externes entre les fossiles et le nucléaire conduit à des écarts de coûts externes très exagérés.
- les impasses relevées sur les coûts d'investissement et du cycle du combustible jouent sur 73 % du coût total (respectivement 58 % et 15 % pour un taux d'actualisation de 8 %).

Tous ces points décrédibilisent profondément l'étude. Si on avait passé comme commande la nécessité coûte que coûte de montrer que le nucléaire est sans conteste 20 % moins cher que toute autre solution, on ne s'y serait pas pris autrement. C'est d'autant plus grave qu'aucune expertise indépendante ne semble considérée par la DGEMP comme possible sous le prétexte du secret commercial qui vient un peu trop opportunément compléter les récentes dispositions gouvernementales qui ressortent du secret défense<sup>11</sup>. Comme dans les autres domaines, ce n'est toujours pas la transparence ni la rigueur qui dominent, c'est le moins qu'on puisse en dire... C'est dommage pour le débat, c'est grave pour la démocratie. ■

1 - Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire, JM Charpin, B Dessus, René Pellat, la documentation française, 2000.

2 - Il faut rappeler que le parc nucléaire présente encore en 2003 une surcapacité évaluée à 3 ou 4 tranches (3 à 4 GW) par rapport aux besoins domestiques, même en tenant compte que 7 à 8 tranches sont affectées à l'exportation.

3 - Cette sensibilité particulière tient à deux raisons principales : le poids de l'investissement initial et le poids des charges fixes d'exploitation (personnel de la centrale et consommation des auxiliaires).

- 4 - Sur le taux d'actualisation ; Alain Ayong le Kama et Henri Prevot, document de travail du Commissariat Général du Plan.
- 5 - C'est ainsi que dans l'exercice DGEMP, à 5 % de taux d'intérêt le coût d'investissement est augmenté de 20 %, à 8 % de 36 % et à 11 % de 55 %.
- 6 - Commission européenne Externe E, Externalities of énergies, 1995 et 1997.
- 7 - Le retraitement est en effet largement justifié pour ses défenseurs par la réduction des déchets HALV qu'il est supposé engendrer.
- 8 - Le palier N4 dont on ne connaît pas officiellement le coût total de construction, mais dont on murmure qu'il aurait atteint un coût de 15 milliards d'euros pour 4 tranches de 1 450 MW (2580euros/kW) à cause des nombreux retards des chantiers.
- 9 - A noter que ce travail documentaire ne fait l'objet d'aucune référence dans l'étude présentée
- 10 - Les dépenses d'exploitation comprennent une partie fixe (les frais de personnel, les fluides, etc.) et une partie proportionnelle à la quantité d'électricité produite annuellement. Sur la base des coûts observés sur le parc actuel le rapport CDP indiquait la formule de coût d'exploitation suivante :  
 $\text{Coût/MWh} = 58/\text{MW} + 0,76/\text{MWh}$  (euros)  
 Compte tenu des progrès attendus pour l'EPR le rapport CDP proposait de retenir la formule suivante :  
 $\text{Rapport CDP Coût/MWh EPR} = 36,5/\text{MW} + 0,76/\text{MWh}$  (euros)  
 La DGEMP propose quant à elle (toutes choses égales d'ailleurs) une valeur fixe des coûts de 29 euros par MW 25 % plus faible, en insistant sur les conséquences de l'effet de taille sur ces coûts, mais les mêmes chiffres pour les coûts proportionnels.  
 $\text{Rapport DGEMP Coût/MWh EPR} = 29/\text{MW} + 0,76/\text{MWh}$  (euros)
- 11 - Comme le montre la réaction de l'administration et d'EDF aux révélations récentes du réseau sortier du nucléaire à propos de la sécurité de l'EPR vis à vis de chutes d'avions commerciaux.