



Liberté • Égalité • Fraternité

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

Décembre 2003

Résumé de l'étude « Coûts de référence de la production électrique » de la DGEMP

- La première partie de l'étude "coûts de référence de la production électrique 2003" est achevée. Elle a été réalisée par la DGEMP du Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, en concertation avec les opérateurs, les constructeurs et de nombreux experts. Dans la phase finale, un comité de lecture d'experts pluraliste, comprenant notamment des économistes (Direction de la Prévision, Commissariat au Plan), des personnalités qualifiées, des représentants des constructeurs et des exploitants, ainsi que des experts appartenant à des organisations non gouvernementales a été consulté. Elle examine les prix de l'électricité produite par les différents moyens de production notamment dans le cadre d'une mise en service industrielle à l'horizon 2015. Il s'agit de centrales tant nucléaires que thermiques classiques (gaz, charbon ou fioul).
- La seconde partie de l'étude relative aux moyens de production décentralisés (éolien, photovoltaïque, cogénération chaleur/électricité) est encore en cours d'élaboration et sera présentée en début d'année prochaine.

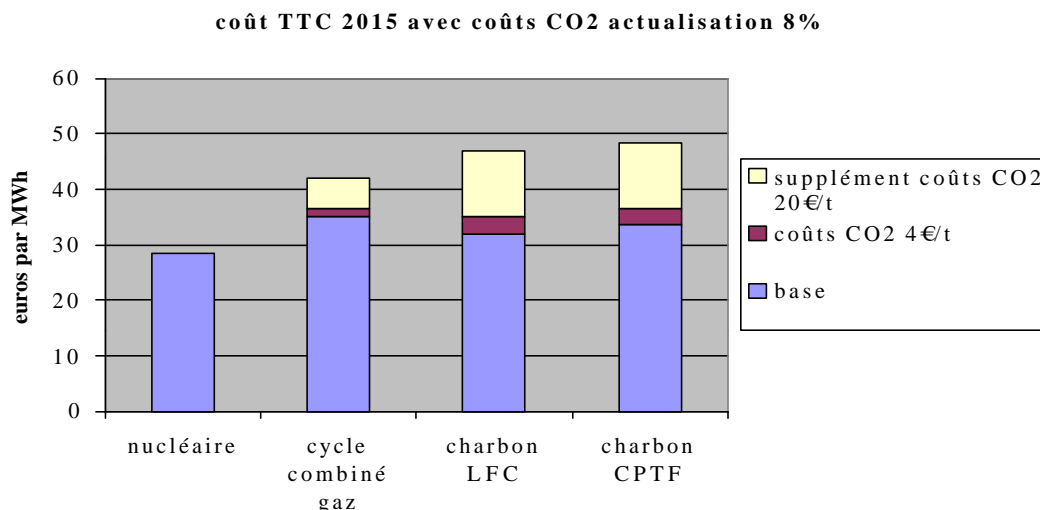
1. Méthodologie de l'étude

L'étude se place principalement du point de vue d'un investisseur et utilise un taux d'actualisation de 8% pour valoriser des dépenses ou recettes ayant lieu différentes années.

En outre les charges d'investissement sont explicitement prises en compte par le biais des intérêts intercalaires.

2. Fonctionnement en base (toute l'année)

Le graphique ci-dessous illustre les principales conclusions de l'étude pour un fonctionnement sur 8000 heures effectives.



(Figure 1 : Coûts de production en base en 2015, TTC, avec coûts CO₂, actualisation à 8%, optique entreprise)

On observe que le nucléaire est plus compétitif que les autres moyens de production dans le cas d'un fonctionnement toute l'année, avec un taux d'actualisation des dépenses de 8%. Cette compétitivité est accrue si les coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre (CO₂) sont pris en compte dans l'estimation du prix de revient du MWh. En effet, l'intégration des coûts liés au CO₂ émis par les filières non nucléaires (gaz, charbon), qui devrait être obligatoire dès 2004 en raison de la

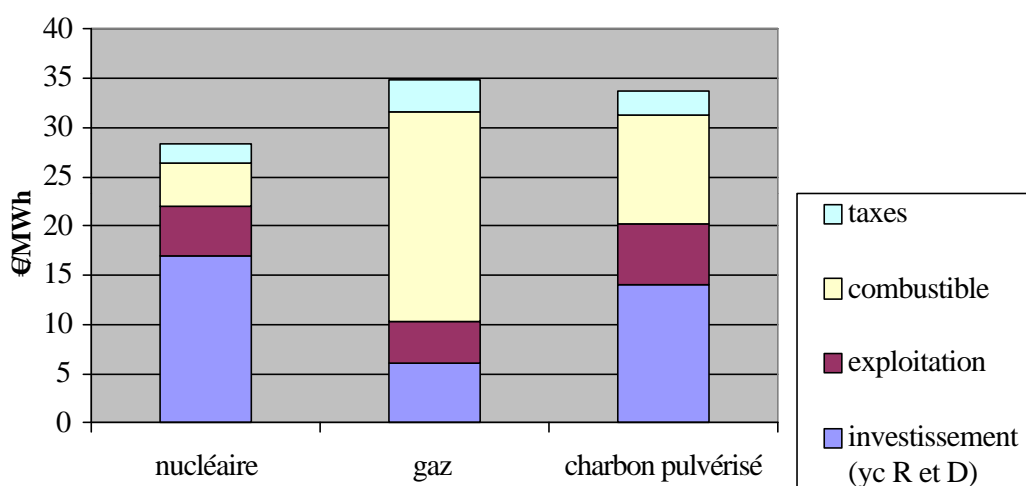
transposition de directives européennes, renchérit le coût total du MWh de ces moyens de production. Deux hypothèses de coûts CO₂ sur la durée de vie des centrales au fioul et au charbon sont prises : 4€/t CO₂ et 20€/t CO₂. L'hypothèse de 4€/t CO₂ peut être considérée comme très basse et devenir sensiblement plus chère en 2015 et au-delà (période post-Kyoto).

Le tableau ci-dessous présente des variantes sur le **taux d'actualisation** pour les meilleures technologies pour chaque combustible : nucléaire, gaz et charbon.

2015 – Valeur médiane	Nucléaire EPR	Cycle combiné gaz	Charbon pulvérisé	Charbon LFC
Actualisation à 8%	28,4	35,0	33,7	32,0
Actualisation à 5%	21,7	33,4	29,5	28,1
Actualisation à 11%	37,0	36,9	38,5	36,4
Coûts CO ₂ (4€/t et 20€/t)		1,4-7,1	2,9-14,6	3-15

(Tableau 1 – Coûts de production en base en 2015, coûts CO₂ individualisés (€2001/MWh, 1 \$ = 1 €)

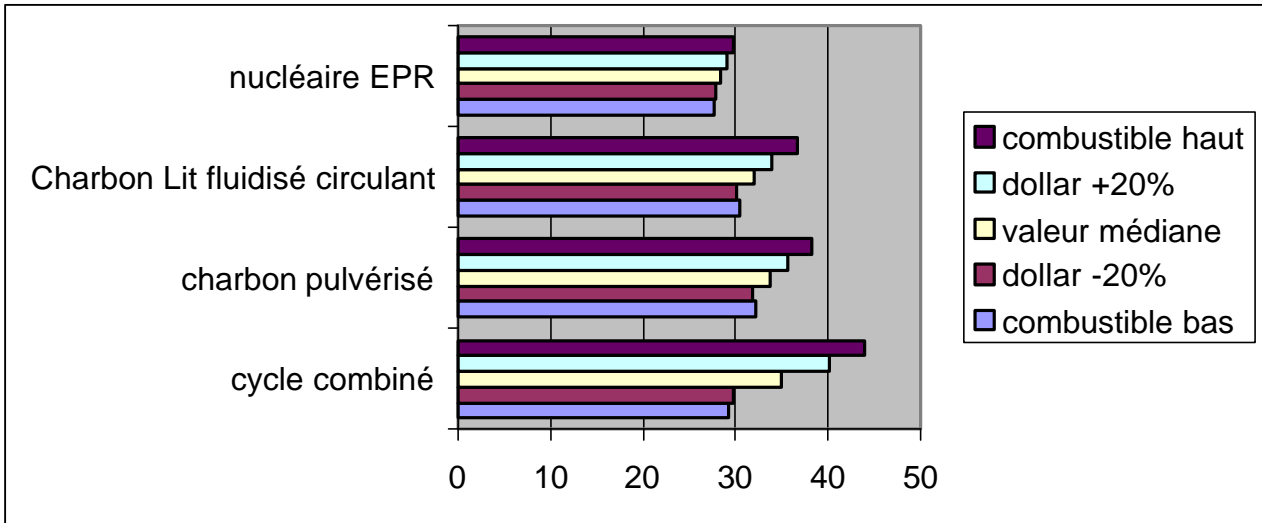
Le graphique ci-dessous détaille la composition du coût TTC du MWh en 2015 pour les différentes sources de production (sans coûts CO₂ et avec un taux d'actualisation à 8%)



Le choix d'un **taux d'actualisation** respectivement plus faible, ou plus fort que l'hypothèse centrale de 8% accroît, ou dégrade, la compétitivité du nucléaire par rapport aux autres moyens de production électrique, car le poids de l'investissement, plus lourd pour le nucléaire que pour les autres moyens de production diminue ou au contraire s'accroît.

Le taux de 8% retenu est le taux utilisé historiquement par le commissariat général au plan et est compatible avec les exigences de rentabilité actuellement constatées dans le secteur électrique.

Le graphique ci-dessous met par ailleurs en évidence la sensibilité des coûts de production hors taxes et hors externalités aux prix du combustible (voir fourchette large de l'annexe) et au taux de change euro / dollar.

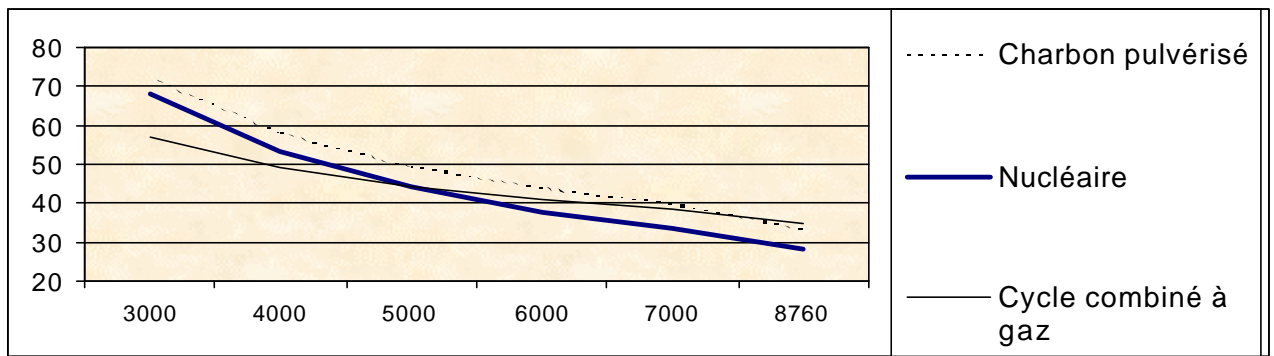


(Figure 2 : sensibilité des coûts de production HT pour une production toute l'année, aux cours du dollar et des combustibles (2015 et actualisation 8%))

Les différentes variantes ne remettent pas en cause l'ordre de compétitivité des moyens de production

3. Fonctionnement en semi-base (durée inférieure à 5000 heures /an)

Compte tenu de l'importance de l'investissement, la compétitivité du nucléaire suppose un fonctionnement tout au long de l'année. Cette compétitivité s'efface donc au profit du gaz si la durée de fonctionnement diminue. En particulier pour un fonctionnement inférieur à 5000 heures, le gaz est plus compétitif que le nucléaire (hors externalités).



(Figure 3 – Domaines de compétitivité des moyens centralisés 2015, TTC, hors externalités)

4. Fonctionnement en pointe (moins de 3000 heures par an)

Par ailleurs, pour ce qui concerne les moyens de pointe, le graphique ci-dessous détaille les coûts en fonction des différentes filières : pour des durées de pointe, la turbine à gaz est plus compétitive que la turbine au fioul. En revanche la turbine au fioul redevient compétitive pour des durées inférieures à 250 heures.

