

Coût des nouveaux réacteurs nucléaires : trop cher

Les réacteurs nucléaires coûtent trop cher et prennent trop de temps à construire, comparés aux autres moyens de produire de l'électricité, y compris par rapport aux nouvelles énergies renouvelables (éolienne et solaire entre autres).

Le coût de l'électricité produite par des réacteurs nucléaires construits depuis des années ou des dizaines d'années n'a aucune commune mesure avec celui d'éventuels nouveaux réacteurs, qui entreraient en service vers 2018 et au-delà. Le coût de production actuel de l'électricité nucléaire, résultat d'un passé révolu, ne peut donc justifier la construction de nouveaux réacteurs nucléaires.

Depuis l'origine et dans tous les pays, le nucléaire a bénéficié de fonds publics pour se développer, soit dans le cadre de compagnies publiques (possédées par l'Etat), soit dans le cadre d'aides diverses apportées à des compagnies privées et avec des tarifs réglementés assurant la viabilité de ces entreprises. De cette façon, tous les risques sur les coûts de construction et sur les coûts de production sont pris en charge par le consommateur.

Dans un cadre d'économie libérale pure, aucune compagnie privée n'aurait jamais pris le risque économique et financier de construire le moindre réacteur nucléaire. En effet, sur un marché libéralisé de l'électricité, les risques sont en principe pris par le fournisseur et le retour sur investissement doit être plus rapide. Mais différentes mesures permettent à l'industrie nucléaire de préserver ses intérêts, parfois en faisant payer à l'avance par les consommateurs une partie des futurs coûts de construction des réacteurs nucléaires.

Une étude du Congrès américain de mai 2008 portant sur 75 réacteurs dont la construction a commencé entre 1966 et 1977 montre que le coût réel de construction, sans les frais financiers ("overnight cost") a été trois fois supérieur au coût annoncé (2.960.000 dollars par mégawatt au lieu de 940.000 dollars par MW). Le coût "overnight" est celui qui correspondrait à une construction "dans la nuit", sans aucun frais financier ou intérêt intercalaire. C'est donc un coût de beaucoup inférieur au coût effectif, compte tenu de l'importance des coûts financiers pour une construction durant au minimum cinq ans et présentant d'importants risques économiques.

Le coût moyen de l'électricité nucléaire serait de 50 à 65 euros par MWh (5 à 6,5 cts/kWh) pour les nouveaux réacteurs nucléaires, selon une présentation d'Areva d'avril et juin 2009 [retirée de son site : Business and strategy overview - Appendix 1 - Nuclear : a critical part of the solution - avril 2009 (p5) et juin 2009 (p59)]. Le coût de 60 euros par MWh est repris dans le rapport d'octobre 2010 (p92). Mais ce coût est déjà dépassé.

Le coût du MWh nucléaire serait voisin de 100 dollars par MWh (70 euros/MWh), avec un coût de construction de 5.000 à 6.000 dollars par kW (5 à 6 milliards de dollars ou 3,6 à 4,3 milliards d'euros pour 1.000 MW) pour un nouveau réacteur construit selon "l'état de l'art" aux Etats-Unis et en Europe, **selon UBS**, la banque d'investissement suisse (UBS Investment Research - Q-Series : Global Nuclear Power - 4 avril 2011).

Le coût serait de 81 euros par MWh pour l'EPR de Flamanville construit pour EDF. Ce réacteur nucléaire devait coûter 3,3 milliards d'euros à construire et produire de l'électricité pour 46 euros le MWh (mégawatt-heure), soit 4,6 centimes le kWh (kilowatt-heure), selon une brochure EDF d'octobre 2006, reprise en juillet 2008. En juillet 2010, le coût de construction de l'EPR devient quatre milliards d'euros.

Le coût de l'électricité de 60 euros/MWh en 2009/2010 se décompose en un coût du capital de 70% (soit 42 euros) et de 30% pour le reste (soit 18 euros). Avec un coût de construction de six milliards annoncé en juillet 2011 (au lieu de 4 Mds d'euros), pour une mise en service en 2016, le coût du capital devient 63 euros dans le coût du MWh, soit un coût total de 81 (63+18) euros/MWh, ou de 8,1 cts/kWh. Ceci est le coût de production à la sortie de la centrale électrique, auquel il faut ajouter d'autres coûts (transport, distribution ...) avant d'obtenir le prix visible sur sa facture EDF.

Une étude de l'Etat de Californie publiée en janvier 2010, considère trois formes de propriété des centrales électriques :

- les installations marchandes, financées par des investisseurs privés et qui vendent l'électricité sur le marché concurrentiel en assumant un degré de risque élevé, car ils peuvent ne pas être en mesure de vendre toute leur électricité si leur prix est trop élevé,
- les compagnies privées traditionnelles (IOU : Investor-Owned Utilities) qui vendent leur électricité sur un marché réglementé, comme en France avant la libéralisation,
- les entreprises publiques (POU : Publicly-Owned Utilities) qui ont accès à des coûts de financement moins élevés, car sans risque pour les banques.

Etude de l'état de Californie de 2010 - Coûts actualisés pour 2018

en cents/kWh (centièmes de dollar)

En centièmes de dollar	Marché	IOU	POU
Gaz à cycle combiné	16,9	15,8	15,0
Charbon à cycle combiné	17,8	14,2	11,3
Nucléaire AP 1000	34,2	27,3	16,7
Biomasse à lit fluidisé	16,0	14,8	12,8
Petite hydraulique	16,5	16,0	12,0
Solaire thermodynamique	29,9	28,9	25,6
Solaire photovoltaïque	30,6	29,5	26,2
Eolien terrestre 3-4 MW	12,7	12,1	9,1
Eolien terrestre 5 MW	11,4	10,8	8,2
Eolien offshore 5 MW	21,4	20,3	15,1

Source : Commission de l'énergie de Californie – janvier 2010

Pour une centrale électrique mise en service en 2018 en Californie, l'électricité éolienne est toujours la moins chère à produire, comparé au nucléaire :

- sur un marché privé concurrentiel, le coût du kilowatt-heure d'électricité nucléaire sera plus élevé que celui de tous les autres moyens de production, y compris le solaire photovoltaïque et le solaire thermodynamique (centrales à concentration),
- pour une entreprise privée bénéficiant de tarifs réglementés (IOU), l'électricité nucléaire sera à peine moins chère que l'électricité solaire, et serait plus chère pour une mise en service en 2020,
- c'est seulement dans le cadre d'une entreprise publique que l'électricité nucléaire sera moins coûteuse que l'électricité solaire, mais cet avantage serait provisoire.

On remarque la différence de coût du kWh très importante pour le nucléaire entre celui d'une entreprise publique (POU) sur un marché réglementé et celui d'une entreprise privée (marché) sur un marché concurrentiel libre. Cela provient de l'importance du risque économique et financier pour le nucléaire, entraînant des frais financiers beaucoup plus élevés sans garantie publique (Etat) lors de la construction et un plus faible taux d'utilisation (taux de charge), une partie de l'électricité étant trop chère (et donc non produite) à certaines périodes en regard d'autres moyens de production.

Une étude de la Commission de l'énergie d'Afrique du Sud publiée en mars 2011 porte sur les coûts de construction d'une centrale électrique entre 2010 et 2030 selon différentes technologies.

Pour une meilleure compréhension, les coûts exprimés dans l'étude en monnaie locale, le rand, ont été convertis en euros selon le taux de change moyen du premier semestre 2011, soit un rand = 0,102 euro (9,80 rands pour un euro).

L'étude n'indique pas quels sont les coûts complets estimés selon l'importance des coûts financiers (taux d'intérêt des prêts bancaires et intérêts intercalaires). Les coûts actualisés du kilowatt-heure (kWh) ne sont pas mentionnés, mais sont à peu près proportionnels aux coûts de construction pour ce pays.

Coût de construction "Overnight capital cost", sans frais financiers

Capital en euros/kW (sans frais financiers)	2010	2015	2020	2025	2030
Solaire photovoltaïque cristallin	2 120	1 400	980	840	720
Solaire thermodynamique - stockage 3 heures	2 740	1 640	1 280	1 190	1 130
Solaire thermodynamique - stockage 14 heures	4 100	2 460	1 920	1 780	1 690
Eolien	1 470	1 310	1 250	1 220	1 220
Charbon propre (à 90%) IGCC	2 280	2 130	2 060	1 980	1 960
Nucléaire	2 710	2 700	2 680	2 660	2 630

Le coût du nucléaire est basé sur une proposition de six EPR faite en 2008.

Pour le **solaire thermodynamique**, le stockage (sous forme de chaleur) permet à l'installation de continuer à produire de l'électricité pendant une durée de plusieurs heures (3 ou 14 heures dans ces estimations). Le coût de l'installation augmente avec la capacité de stockage, mais cela **permet d'avoir une production d'électricité solaire en soirée et la nuit, après le coucher du soleil.**

La technologie IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) transforme le charbon en gaz synthétique en le débarrassant de ses impuretés (soufre ...) avant la combustion. Le CO2 est ensuite récupéré et séquestré à moindre coût (CCS).

Non seulement l'éolien, mais aussi le solaire photovoltaïque ou thermodynamique (centrale à concentration) sont déjà concurrentiels avec le nucléaire à ce jour. Même avec un stockage de l'énergie pendant quatorze heures, permettant de produire de l'électricité solaire jour et nuit, le solaire thermodynamique sera plus économique que le nucléaire dès 2015. Ce pays est à une latitude équivalente à celle du Maroc.

Les coûts du nucléaire vont encore augmenter, avec les besoins d'une meilleure sécurité mis en évidence par la catastrophe de Fukushima Daiichi au Japon : gestion du combustible usé dans les piscines de refroidissement des réacteurs, installations de pompage ...

L'éolien devient moins cher que le nucléaire dans de nombreux pays.

En France, le prix d'achat par EDF de l'électricité d'origine éolienne terrestre est de 82 euros le MWh pendant les dix premières années, et de 28 à 82 euros le MWh (2,8 à 8,2 cts/kWh) les cinq années suivantes, selon les sites (tarif 2010-2011).

En France, le coût d'achat de l'électricité solaire photovoltaïque est encore élevé (de 11 à 35 cts/kWh selon les installations, au 3^e trimestre 2012), mais devrait être concurrentiel avec celui du nucléaire EPR dès 2017 pour les grandes installations.

En Allemagne, pourtant moins ensoleillée que la France, le coût d'achat de l'électricité solaire photovoltaïque est de 13 à 19 cts/kWh selon les installations (été 2012), mais une politique énergétique plus cohérente permet à la filière de se développer. Le prix d'achat pour l'éolien est similaire à celui pratiqué en France.

En Allemagne, les énergies renouvelables comptaient déjà pour 20% de la production d'électricité en 2011 (122 TWh sur un total de 610 TWh), malgré des moyens hydrauliques limités (géographie oblige) et des potentiels éolien et solaire inférieurs à ceux de la France.

La loi allemande sur les énergies renouvelables, modifiée en juillet 2011, prévoit un minimum d'énergies renouvelables de 35% pour la production d'électricité en 2020, de 50% en 2030, de 65% en 2040 et de 80% en 2050.

En 2020, selon une étude de l'Agence des énergies renouvelables, l'Allemagne pourrait même produire 47% de son électricité (278 TWh sur un total de 595 TWh) avec les énergies renouvelables, moins de charbon (brun ou noir), moins de gaz, un résidu de nucléaire et réduire d'un tiers ses émissions de CO2.