

Energy AND Security

AN I E E R P U B L I C A T I O N

Les coûts de l'énergie nucléaire : de plus en plus élevés

No. 40, 2008

- [Les coûts de l'énergie nucléaire : de plus en plus élevés](#)
 - [Un réseau électrique fiable avec des renouvelables aux États-Unis](#)
-

Crédits pour ce numéro:

- Traduction: Annike Thierry, avec la collaboration de: Jean-Luc Thierry et Annie Makhijani.
- Rédactrice en chef: Lisa Ledwidge.
- La version anglaise de ce numéro, *Science for Democratic Action* v. 15, no. 2, a été publiée en janvier 2008.

Les coûts de l'énergie nucléaire : de plus en plus élevés

Par Arjun Makhijani, Ph.D.

Après la spectaculaire faillite de la propagande des années 1950 à la gloire d'une énergie nucléaire qui serait « trop bon marché pour relever le compteur » mise en évidence par l'annulation de dizaines de centrales nucléaires jugées trop coûteuses à construire ou achever, on assiste actuellement à une nouvelle campagne en faveur de l'énergie nucléaire aux États-Unis. Certains partisans de la « renaissance » nucléaire basent leur argumentation sur la notion que l'énergie nucléaire sera une façon peu coûteuse — de développer de nouveaux moyens de production en base et de combattre le réchauffement climatique. D'autres pensent qu'elle peut devenir rentable si le prix des émissions de dioxyde de carbone devient suffisamment élevé.

Estimations de coûts pour l'énergie nucléaire

Les principaux coûts liés à une centrale nucléaire commerciale sont les coûts du capital. Les coûts d'exploitation concernent le combustible qui est généralement de l'uranium faiblement enrichi ; les autres coûts d'exploitation et de maintenance représentent une portion relativement faible du coût total de l'énergie nucléaire. Il faudrait encore ajouter à ces deux postes les coûts de gestion et d'évacuation des combustibles usés ainsi que les coûts de mise hors service définitif.

Les coûts d'investissement de l'énergie nucléaire consistent principalement en deux éléments :

- Le « coût instantané » (« overnight ») de la centrale : c'est le coût qui serait encouru si l'installation pouvait être construite instantanément.
- Les coûts supplémentaires au cours de la construction, notamment le coût des intérêts.

Le coût instantané de l'énergie nucléaire est controversé. Un rapport de 2003 du MIT (Massachusetts Institute of Technology) , en faveur de la construction de centrales nucléaires, l'estimait à 2 000 \$ le kilowatt (kW), alors qu'une étude de 2004 de l'Université de Chicago l'estimait à 1 500 \$ par kW.¹ Les estimations américaines actuelles et l'expérience concrète en Europe occidentale avec le Réacteur européen à eau pressurisée (EPR) sont beaucoup plus élevées.

Ainsi, le PDG de Duke Energy, qui veut construire des centrales nucléaires, a donné une estimation de 2 500 à 2 600 \$/kW pour les coûts du capital.² En utilisant comme point de départ le chiffre de 2 500 \$/kW, la contribution des coûts du capital au coût de l'électricité dépasse à elle seule les 4 cents par kilowattheure (kWh). Les intérêts pendant la construction ajouteraient 1 à 2 cents par kWh (selon les taux d'emprunt, la prime de risque et la durée de la construction). Les coûts de combustible et les autres coûts d'exploitation et de maintenance sont de 1,5 à 2 cents.³ En ajoutant 0,1 cent par kWh pour l'évacuation des combustibles usés (le montant de la taxe fédérale actuelle) et une petite charge financière pour la mise à l'arrêt définitif,⁴ on arrive à un coût total d'environ 7 à 8 cents du kWh.

Il s'agit de coûts basés sur des chiffres de l'industrie et les hypothèses des partisans de l'énergie nucléaire. Un examen plus réaliste a été réalisé par un comité d'étude mixte qui comptait dans ses rangs des responsables de l'industrie nucléaire ainsi que des personnes plus sceptiques par rapport à un retour de l'énergie nucléaire sur le devant de la scène. Ce comité a été réuni par le Keystone Center. Ses recherches sont arrivées à la conclusion que les coûts capital pour une centrale nucléaire achevée, en tenant compte des intérêts pendant la construction, se situeraient aux alentours de 3 600 à 4 000 \$ par kilowatt. Les estimations de coût extraites du Tableau 6 du rapport du Keystone Center sont reproduites dans le Tableau 1.

Tableau 1 : Estimations des coûts de l'électricité nucléaire pour de nouvelles centrales aux États-Unis

Type de coûts	Hypothèse basse	Hypothèse haute
Coûts du capital	4.6	6.2
Combustibles	1.3	1.7
Frais fixes d'exploitation et de maintenance	1.9	2.7
Frais variables d'exploitation et de maintenance	0.5	0.5
Total (en cents/kWh actualisés)	8.3	11.1

Source : Keystone Center

En réalité, les choses s'avèrent même plus problématiques. La seule centrale nucléaire actuellement en cours de construction dans un pays occidental et dont les travaux sont bien avancés est un réacteur européen à eau pressurisée (EPR). Il s'agit de l'EPR finlandais construit par AREVA, la société française de fabrication de réacteurs et de retraitement. Au départ, le coût du réacteur, dont la puissance nominale est de 1 600 mégawatts, était estimé à 3 milliards d'euros. Aujourd'hui il atteint 4,5 milliards d'euros. Au taux de change actuel, cette somme correspond à environ 4 000 \$ par kW, c'est-à-dire dans le haut de la fourchette des estimations de coûts d'investissements du rapport du Keystone Center. En outre, le réacteur n'est pas encore terminé. Jusqu'ici, il affiche un retard de deux ans.⁵

Il est à remarquer qu'AREVA a conclu un contrat clé en main avec la Finlande, acceptant d'absorber tous les coûts excédant 3,2 milliards d'euros.⁶ Dans la mesure où la société appartient à hauteur de 85 % environ au gouvernement français, ce sont les contribuables français qui paieront l'essentiel de la facture correspondant au dépassement. À l'évidence, la « main invisible » de l'industrie nucléaire sera à rechercher dans les poches des contribuables ou des consommateurs, ou des deux.

Wall Street et le nucléaire

Aucune centrale nucléaire n'a été commandée aux États-Unis depuis 1978. La dernière qui a été

effectivement achevée et mise en exploitation a été commandée en octobre 1973.

Les risques de l'énergie nucléaire sont tels que Wall Street reste sceptique vis-à-vis de cette technologie et aucune société n'est prête à commander une centrale sans garanties d'emprunt fédérales. C'est pourquoi, malgré toute la rhétorique qui tourne autour de la « renaissance nucléaire », aucune société aux États-Unis n'a encore commandé une centrale, même si certaines ont déposé diverses demandes d'autorisation qui seront nécessaires pour leur construction. La main tendue de l'industrie nucléaire au gouvernement fédéral pour obtenir une garantie d'emprunt à 100 %, lui permettrait d'abaisser le coût des intérêts.

Moody's, une des sociétés d'analyse financière de Wall Street, a estimé en octobre 2007 que les coûts d'investissements « tout compris » pour de nouvelles centrales nucléaires (y compris les intérêts pendant la construction et les améliorations nécessaires à la construction sur les sites déjà existant) ont été sous-estimés et qu'ils se situeraient probablement dans la zone des 5 à 6 000 \$ par kW. L'utilisation de ce dernier chiffre ferait passer à 14 cents/kWh l'estimation la plus haute du Keystone Center pour l'électricité nucléaire à partir de nouvelles centrales (dans la mesure où les coûts d'investissement augmenteraient de 6,2 cents à environ 9 cents par kWh).

Le point de vue de l'industrie

Beaucoup, au sein même de l'industrie nucléaire, comme le PDG de Duke Energy, savent que l'énergie nucléaire est un investissement risqué et c'est pourquoi ils insistent pour avoir des garanties d'emprunt du gouvernement. Toutefois, certains entrepreneurs nucléaires en herbe mettent toujours en avant le fantasme rétro des années 1950 d'une énergie nucléaire bon marché.

Par exemple, le Plan intégré des ressources 2007 de la PacifiCorp, un producteur d'électricité de la Côte Ouest, estime qu'une nouvelle centrale nucléaire peut être construite pour 2 635 \$ par kW, y compris les intérêts pendant la construction. En utilisant un taux effectif peu élevé pour les intérêts et la rémunération des capitaux, les charges de capital sont estimées à seulement 210,97 \$/kW.⁷ En adoptant un facteur de charge de 85 pour cent, cela veut dire que les coûts d'investissement pour l'énergie nucléaire ne s'élèveraient qu'à 2,8 cents par kWh en dollars de 2006. C'est encore moins que le chiffre de l'étude de 2003 du MIT. D'autant plus que depuis, les coûts des installations ont grimpé, qu'elles soient nucléaires, à charbon ou éoliennes.

PacifiCorp estime aussi les coûts d'exploitation et de maintenance à environ 2,3 cents par kWh, ce qui amènerait le coût total de l'électricité à environ 5,1 cents par kWh. Étant donné l'évolution des coûts, ce chiffre est très inférieur à toutes les estimations réalistes pour l'électricité nucléaire, comme celles de l'étude du Keystone Center ou les coûts réels du projet EPR finlandais. Il serait intéressant de savoir si PacifiCorp en resterait à son estimation et fournirait un projet clé en main, par exemple à l'État de l'Utah, comme AREVA l'a fait pour la Finlande, c'est-à-dire à un coût total installé ferme, comprenant tous les coûts de la construction et des emprunts.⁸

Un exemple encore plus extrême est celui de Alternate Energy Holdings, Inc, qui propose de construire un EPR dans le Comté d'Owyhee dans le sud-ouest de l'Idaho. Au cours d'une interview radio le 30 juillet 2007,⁹ l'échange suivant a eu lieu entre l'animateur et le PDG de la

société, Don Gillispie :

L'animateur : Et il s'agit d'une installation qui représente 3,5 milliards de dollars.

M. Gillispie : C'est vrai. Ça n'est pas bon marché. Les nouvelles centrales produisent une électricité très bon marché mais les coûts d'investissement sont élevés. Normalement, les coûts d'investissements, comme vous le savez, pour tout investissement, ne sont pas supportés par le... ils sont vraiment supportés en grosse partie par les investisseurs et les prêteurs mais, sur le fond, nous pouvons produire une électricité à un coût situé entre 1 et 2 cents par kilowattheure. Il n'y a rien aux États-Unis qui puisse faire ça. La seule chose qui s'en rapproche, c'est l'hydraulique. Bien sûr, on est arrivé au bout de l'hydraulique. Il ne représente plus que six pour cent de notre alimentation électrique aux États-Unis.

Même si une partie des affirmations de M. Gillispie est réaliste (un développement important de l'hydraulique n'est pas une option viable), le reste de cet échange est fallacieux. Tout d'abord, il est très improbable que les coûts d'exploitation pour le combustible et hors combustible n'atteignent que 1 cent/kWh. Les 2 cents du haut de la fourchette seraient beaucoup plus représentatifs des coûts actuels, dans lesquels la récente hausse des prix de l'uranium n'a pas été intégrée. Étant donné les prix élevés de l'uranium et la pénurie de main d'œuvre qualifiée, les coûts d'exploitation et de maintenance pourraient bien s'avérer plus élevés. Le rapport du Keystone Center estime qu'ils se situent entre 3,7 et 4,9 cents par kWh (voir Tableau 1). Même PacifiCorp les a estimés aux alentours de 2,3 cents par kWh.

Deuxièmement, même si les capitaux sont généralement apportés par des investisseurs et des prêteurs, ces derniers ne sont pas des services publics ou des organismes de bienfaisance. Ils le font pour obtenir un retour sur leurs investissements. Étant donné les risques des projets nucléaires, les investisseurs exigent normalement une prime pour investir dans ce secteur. Ces coûts sont incorporés aux tarifs de l'électricité et doivent être payés par les consommateurs, c'est-à-dire par les ménages et les entreprises de l'Idaho qui achèteront l'électricité et ceux, à l'extérieur de l'État, qui pourraient choisir de l'acheter. Ces coûts, compte tenu des intérêts pendant la construction, seraient de l'ordre de 4 à 6 centimes par kWh, et peut-être plus.

Alternatives au nucléaire

En outre, il y a un risque réel que les centrales nucléaires soient économiquement obsolètes avant même leur construction. L'énergie éolienne est d'ores et déjà plus rentable que l'énergie nucléaire. De nouvelles capacités éoliennes se mettent en place assez rapidement, notamment dans certaines régions des États-Unis.

Une analyse des coûts du solaire photovoltaïque dans mon livre, *Carbon-Free and Nuclear-Free*, indique que les coûts pour le solaire photovoltaïque devraient être de 2 000 \$/kW crête ou moins dans les dix prochaines années.¹⁰ Le Département américain de l'énergie prévoit que l'énergie solaire deviennent compétitive d'ici quelques années. Il a indiqué que l'énergie solaire est « en passe de réduire le coût de l'électricité photovoltaïque de son niveau actuel de 0,18-0,23 \$/kWh à 0,05-0,10/kWh d'ici 2015, un coût compétitif sur les marchés dans tout le pays. »¹¹

Sur la base de cette prévision, les coûts de l'électricité solaire pourraient bien être équivalents ou inférieurs à ceux de l'électricité nucléaire en 2015, la date la plus proche où une nouvelle centrale nucléaire pourrait être raccordée au réseau aux États-Unis. Par ailleurs, les installations solaires de moyenne puissance, comme celles qui sont installées sur les grands toits des bâtiments commerciaux ou dans de grands parcs de stationnement (voir photo ci-dessous), ne nécessiteront pas de coûts supplémentaires pour la transmission ou la distribution, à la différence d'une centrale nucléaire. Si de telles installations alimentent des quartiers entiers, certains coûts de distribution seront probablement nécessaires pour moderniser les systèmes de distribution. Ces coûts pourraient généralement être de 1 à 2 cents par kWh.



« Solar Grove », San Diego, Californie. Le parc de stationnement du siège de Kyocera pour l'Amérique du Nord comprend un système de production électrique solaire de 25 panneaux et 235 kilowatts, qui fournit également de l'ombre à 186 véhicules. (Copyright 2007 Kyocera Solar, Inc. Tous droits réservés.)

Si le coût à la livraison de l'électricité solaire pour le secteur commercial est de l'ordre de 5 à 10 cents par kWh et si celui pour le secteur résidentiel à partir d'installations intermédiaires est dans la fourchette des 7 à 12 cents, les nouvelles centrales nucléaires deviendront vite économiquement obsolètes, peut-être même avant que la « renaissance nucléaire » n'alimente le réseau.

L'électricité nucléaire présente au moins autant de risques que dans les années 1970, au moment où a eu lieu une vague de commandes de centrales, qui a abouti à des dizaines d'annulations et des dizaines de milliards de dollars gaspillés. Les consommateurs et les contribuables auront-ils encore à renflouer l'industrie nucléaire, au prix de dizaines de milliards de dollars supplémentaires? Ils l'ont déjà fait sous forme de « coûts échoués » dans les années 1990 au moment de la déréglementation des exploitants nucléaires.

Aujourd'hui, les enjeux vont bien au-delà de l'argent. Nous avons trop peu de temps pour le gaspiller à poursuivre de fausses pistes économiques, particulièrement celles qui viennent compliquer le casse-tête des déchets nucléaires et de la prolifération déjà présents. La charge de la preuve incombe à ceux qui disent que l'énergie nucléaire doit « rester une option ». L'IEER a déjà montré qu'un système électrique fiable peut être bâti sans recourir à l'atome ou aux combustibles fossiles (voir l'article de ce même numéro « Un réseau électrique fiable avec des renouvelables »).¹²

LES NOTES BAS DE PAGE

¹ Massachusetts Institute of Technology, *The Future of Nuclear Power: An Interdisciplinary MIT Study* (Cambridge: MIT, 2003), sur le Web <http://web.mit.edu/nuclearpower> ; University of Chicago, *The Economic Future of Nuclear Power* (Chicago: The University, août 2004), sur le Web http://www.anl.gov/Special_Reports/NuclEconAug04.pdf ; et Brice Smith, *Insurmountable Risks: The Dangers of Using Nuclear Power to Combat Global Climate Change* (Takoma Park, MD: IEER Press; Muskegon, MI: RDR Books, 2006).

² North Carolina Utilities Commission, *In the Matter of: Application for Approval for an Electric Generation Certificate to Construct Two 800 MW State of the Art Coal Units for Cliffside Project in Cleveland/Rutherford Counties*. E-7, Sub 790-Vol. 6, 19 janvier 2007.

³ Le Nuclear Energy Institute avance pour 2006 des coûts de combustibles de 0,46 cent par kWh et des coûts d'exploitation et de maintenance de 1,26 cent par kWh, ce qui donne des coûts d'exploitation totaux pour 2006 de 1,72 cents par kWh. Sur le web : http://www.nei.org/resourcesandstats/nuclear_statistics/costs.

⁴ La Commission de la réglementation nucléaire (NRC) estime que la fermeture et la mise à l'arrêt définitif d'un réacteur « peut coûter 300 millions de dollars ou plus... » Voir <http://www.nrc.gov/reading-rm/basic-ref/students/decommissioning.html>. Le rapport Keystone fait l'hypothèse d'un coût de mise à l'arrêt de 500 millions de dollars. Sur cette base, le coût serait inférieur à 0,1 cent par kWh. Keystone Center, *Nuclear Power Joint Fact-Finding* (Keystone, CO: Keystone Center, juin 2007), sur le Web [http://www.keystone.org/spp/documents/FinalReport_NJFF6_12_2007\(1\).pdf](http://www.keystone.org/spp/documents/FinalReport_NJFF6_12_2007(1).pdf).

⁵ Myriam Chauvot, « Les nouveaux retards de l'EPR finlandais vont peser sur les comptes d'Areva », 13/08/07, sur le Web <http://www.lesechos.fr/info/energie/4610065.htm>.

⁶ Dominique Voynet « Coût du nucléaire français à l'exportation pour le contribuable », 21 juin 2006, sur le Web <http://dominiquevoynet.net/v2/index.php/2006/06/21/18-cout-du-nucleaire-francais-a-exportation-pour-le-contribuable>.

⁷ PacifiCorp a utilisé un taux de remboursement de 8,01 pour cent seulement pour estimer le coût annuel d'un

investissement de 2 635 \$. Il est à noter que la société a fait l'hypothèse d'un taux de remboursement de 9,48 pour cent pour l'énergie éolienne. PacifiCorp, *2007 Integrated Resource Plan* (PacifiCorp: Portland, OR, 2007), p. 95, sur le Web <http://psc.state.wy.us/htdocs/download/irp/2007PacifiCorpIRP.pdf>.

⁸ Peter Bradford, un ancien membre de la Commission de la réglementation nucléaire, a suggéré une telle stratégie à des responsables en Utah, au cours d'une visite à cet endroit le 2 novembre 2007. La Planification intégrée des ressources de PacifiCorp indique qu'elle envisage l'énergie nucléaire comme une « option viable » pour l'avenir.

⁹ Sur le Web <http://www.alternateenergyholdings.com/news.html>, consulté le 26 novembre 2007.

¹⁰ Arjun Makhijani, *Carbon-Free and Nuclear-Free: A Roadmap for U.S. Energy Policy* (Takoma Park, MD: IEER Press; Muskegon, MI: RDR Books, 2007), pp. 37–40, sur le Web <http://ieer.org/resource/reports/carbon-free-and-nuclear-free/>

¹¹ United States Department of Energy, *DOE Selects 13 Solar Energy Projects for Up to \$168 Million in Funding: First Funding Awards for Solar America Initiative to Make Solar Technology Cost-Competitive by 2015* (Washington, DC: DOE, Office of Public Affairs, 8 mars 2007), sur le Web <http://www.energy.gov/news/4855.htm>.

¹² Makhijani 2007, *op cit*.

Un réseau électrique fiable avec des renouvelables aux États-Unis

Par Arjun Makhijani, Ph.D.¹

Aux États-Unis, un réseau électrique, entièrement alimenté par des sources d'énergie renouvelables, peut-il être aussi fiable que celui en existence? L'absence de réponse claire à cette question a, jusqu'ici, persuadé bon nombre de gens avisés que l'option nucléaire devait « rester ouverte » pendant l'élimination progressive des combustibles fossiles, particulièrement l'usage du charbon pour produire de l'électricité, pour répondre aux préoccupations liées au changement climatique.

Aujourd'hui, à peu près la moitié de la consommation américaine d'électricité est assurée par le charbon. Environ 19 pourcent sont assurés par le nucléaire et le même pourcentage est assuré par le gaz. Pratiquement tout le reste vient de l'hydraulique, de la géothermie et des déchets de bois. La contribution de l'éolien et du solaire est inférieure à un pour cent, la quasi-totalité provenant du premier. Le plus gros de la production électrique est centralisée, 95 pour cent de celle-ci provenant de grandes centrales.

Il ne fait aucun doute que les ressources nécessaires à une transition vers un secteur électrique entièrement alimenté par des renouvelables existent. Par exemple, les ressources éoliennes terrestres des 20 États les mieux ventés, sont deux fois et demie supérieures à la production électrique totale des États-Unis.

En termes thermodynamiques, elles sont grosso modo équivalentes à la totalité de la production pétrolière cumulée de l'OPEP (Organisation des pays exportateurs de pétrole). Il existe par ailleurs des ressources éoliennes offshore. Les ressources solaires sur seulement un pour cent de la superficie terrestre des États-Unis, converties en électricité avec un rendement de 20 pourcent, sont trois fois plus importantes que l'éolien.

Encore récemment, le plus grand problème des énergies renouvelables était leur aspect économique comparé à celui des combustibles fossiles. Toutefois, cette comparaison ne tient pas compte des coûts liés aux effets néfastes des émissions de CO₂ sur le climat de la planète. Sans compter que depuis les dix dernières années, l'électricité éolienne est devenue aussi économique que l'électricité nucléaire, même si elle plus chère que le charbon quand ce dernier n'est attribué aucun coût pour ses émissions de CO₂.

Comme noté dans l'article sur les coûts de l'énergie nucléaire dans ce même numéro, les coûts de l'électricité solaire photovoltaïque baissent rapidement, alors que les estimations de coût pour l'électricité nucléaire sont à la hausse. Les coûts des installations photovoltaïques (PV) de taille moyenne ou importante sont à peu près équivalents à ceux de l'électricité produite en période de pointe avec des turbines mono étage au gaz naturel. Les coûts du solaire PV devraient descendre à 10 cents/kWh, ou moins, dans les dix prochaines années.

Par ailleurs, on commence actuellement à déployer à grande échelle des installations solaires thermiques, après une interruption d'environ 20 ans.² Ainsi, PG&E, une grande compagnie électrique de Californie du Nord, a donné son accord pour l'achat d'une puissance de 553 mégawatts issue d'une centrale solaire thermique qui sera construite dans des zones désertiques du sud de la Californie.

Elle envisage de porter ses achats d'électricité solaire thermique à 1 000 MW d'ici 2020, dans le cadre d'une obligation imposée par l'État.³

Intermittence

Le plus gros problème de l'éolien et du solaire est l'intermittence. Par sa nature même, l'énergie solaire n'est présente que pendant la journée et sa disponibilité varie au fil des saisons, avec une variation plus marquée dans les régions septentrionales. Quant à l'éolien, en plus des variations saisonnières, les variations peuvent se faire sentir d'heure en heure et de jour en jour.

L'intermittence n'est toutefois pas un obstacle dans la réalisation d'un secteur électrique fiable à partir des énergies renouvelables si ces dernières sont ajoutées au réseau de façon planifiée, en accordant suffisamment d'attention aux facteurs géographiques et autres, ainsi qu'à la capacité de réserve.

Actuellement, environ 0,7 pour cent de la consommation électrique américaine est couverte par les énergies éolienne et solaire, la quasi-totalité provenant de l'éolien. Il est possible de porter l'énergie éolienne à 10 pour cent de la production électrique ou plus tout en maintenant la fiabilité du réseau, comme le montre l'expérience acquise en Europe avec, par exemple, le Danemark qui produit 20 pour cent de son électricité avec l'éolien.

L'augmentation de la part de l'électricité éolienne au-delà de quelques pour cent nécessite des ajouts à la capacité de réserve de façon à préserver la fiabilité du système électrique.

Un développement des ressources éoliennes permettant de tirer profit des vastes zones dans lesquelles elles sont disponibles offre un avantage considérable, en ce sens qu'il réduit la durée pendant laquelle la production cumulée issue de l'éolien est faible. Des études ont montré que les coûts de l'intégration de l'éolien dans le réseau peuvent être limités ou faibles jusqu'à des niveaux de pénétration relativement élevés si la diversité géographique est prise systématiquement en compte dans la conception pour l'utilisation de la ressource.

Par exemple, une étude commandée par l'Assemblée du Minnesota a établi que la prédiction de la disponibilité des ressources éoliennes était considérablement améliorée lorsqu'on augmentait la diversité géographique de la production éolienne.

La dispersion des éoliennes non seulement réduit la durée pendant laquelle l'énergie éolienne est faible ou inexistante, mais elle améliore également la fiabilité des prédictions sur lesquelles sont basés les besoins de capacité de réserve. L'une des conclusions était que les besoins de réserve pour le système électrique du Minnesota passeraient de 5 pour cent sans production éolienne à un peu plus de 7 pour cent si l'éolien assurait 25 pour cent de la production. C'est un coût relativement modeste. Il existe une capacité de réserve amplement suffisante dans le système

électrique américain pour couvrir des besoins supplémentaires de cet ordre.

Une nouvelle étude effectuée à l'Université de Stanford conclut encore plus nettement. Elle portait sur des éoliennes réparties dans une zone couvrant cinq États (Nouveau Mexique, Colorado, Kansas, Oklahoma et Texas) :

Il a été établi qu'une moyenne de 33 % et un maximum de 47 % de la production électrique moyenne annuelle des parcs éoliens interconnectés pourraient être utilisés pour assurer une puissance électrique fiable en base. Un autre résultat tout aussi important montrait que l'interconnexion à un point commun de parcs éoliens multiples, suivie d'une connexion de ce point à une ville distante, pouvait permettre une réduction de la capacité de transport à longue distance, par exemple de 20 % avec une perte d'énergie de seulement 1,6 %.

La fraction de la capacité fiable peut aussi être augmentée en coordonnant les ajouts de capacité avec de l'énergie solaire. Le vent souffle souvent la nuit, ce qui rend très avantageux un développement conjoint de l'éolien et du solaire d'une façon qui permettrait de réduire les coûts pour la même fiabilité.

Planification d'ensemble de la fiabilité

Quelle que soit l'approche retenue pour le futur développement du système électrique, une planification à différents niveaux (local, étatique, régional et fédéral) est essentielle pour préserver sa fiabilité, sans même parler de l'améliorer.

L'éolien et le solaire peuvent et devraient être coordonnés avec l'hydraulique et une capacité de réserve au gaz naturel. Maintenant que le prix du gaz naturel dépasse 6,50 \$ le million de Btu, il est rentable de l'utiliser comme alimentation de secours pour l'éolien.

Au fur et à mesure que les coûts du solaire PV baisseront pour arriver à 10 cents/kWh (c'est-à-dire environ 50 pour cent du niveau actuel de 20 cents/kWh), l'utilisation du gaz naturel comme alimentation de secours pour l'électricité solaire pourra être économique. Aucune capacité supplémentaire au gaz naturel n'est nécessaire, dans la mesure où il existe déjà un large excédent de moyens de production de ce type. L'utilisation de la capacité de production au gaz naturel par les compagnies électriques et les producteurs indépendants a été inférieure à 19 pour cent en 2006. Ceci tient à l'énorme capacité de production au gaz naturel qui a été construite dans les années 1990 et le début de la présente décennie, selon l'hypothèse que les prix du gaz naturel resteraient faibles. Cela n'a pas été le cas. Cette erreur économique offre l'occasion à la fois de réduire l'utilisation du gaz naturel et d'augmenter rapidement la proportion d'énergie solaire et éolienne dans le système électrique, tout en maintenant la fiabilité globale du système. Cette conclusion doit se traduire par des mesures spécifiques pour le développement des énergies renouvelables dans chaque réseau en exploitation aux États-Unis, et globalement pour les trois réseaux régionaux des 48 États continentaux (Eastern Interconnect, Western Interconnect et le réseau texan connu sous le nom d'ERCOT – Electric Reliability Council of Texas).

Avec une planification et des politiques correctes en matière d'efficacité, d'exigences en capacité de réserve, de coordination du développement du solaire et de l'éolien pour augmenter la

fiabilité, une augmentation de la proportion des renouvelables et de la cogénération de 5 pour cent aujourd'hui à environ 40 pour cent en 2030 (sans compter l'hydraulique) ne devrait pas poser de problème. Grâce à une coordination et des politiques adaptées une transition plus rapide est même possible,.

Au-delà de 15 à 20 ans, il sera nécessaire de disposer d'une importante capacité de stockage et d'une capacité en base fonctionnant avec des sources d'énergie sous le contrôle de l'exploitant pour remplacer complètement le charbon et le nucléaire. Il est possible de réduire au minimum le recours à ces moyens de production en construisant un « réseau intelligent » de façon à ce que certains équipements domestiques ou professionnels fonctionnent quand de l'électricité renouvelable est disponible. Mais quelle que soit l'approche retenue, la fiabilité exigera des composantes importantes de stockage de l'énergie et de production en base.

La première chose à remarquer est qu'il reste 15 à 20 ans pour développer et déployer ces technologies à une échelle assez importante. Les moyens de production en base ou en demi-base peuvent être :

- La biomasse solide, comme les algues séchées ou les plantes aquatiques à haute productivité
- La géothermie roches chaudes
- Des installations solaires thermiques avec un stockage de l'énergie sur 12 heures

La cogénération, l'hydraulique et des centrales à cycle combiné en réserve fonctionnant au biogaz fourniraient des éléments supplémentaires de fiabilité et de flexibilité.

Un grand nombre de technologies de stockage de l'énergie sont utilisables, notamment :

- Stockage d'air comprimé dans des cavités souterraines
- Batteries stationnaires perfectionnées
- Batteries de voitures électriques et/ou véhicules hybrides plug-in qui seraient connectés au réseau quand les véhicules sont garés (un système connu sous le nom de technologie « véhicule-à-réseau » - V2G). Le V2G peut être combiné avec un développement du solaire PV à une moyenne ou petite échelle. Google a entamé une exploration de ce concept en collaboration avec PG&E.

La démonstration de la technologie du stockage d'air comprimé a déjà été réalisée. Des batteries stationnaires utilisables pour le stockage, notamment les batteries sodium-soufre, ont été mises au point. Tokyo Electric Power et American Electric Power ont inauguré le premier projet américain de démonstration des batteries sodium-soufre à Columbus, dans l'Ohio, en septembre 2007.⁴ Les batteries ont également été testées au Japon.

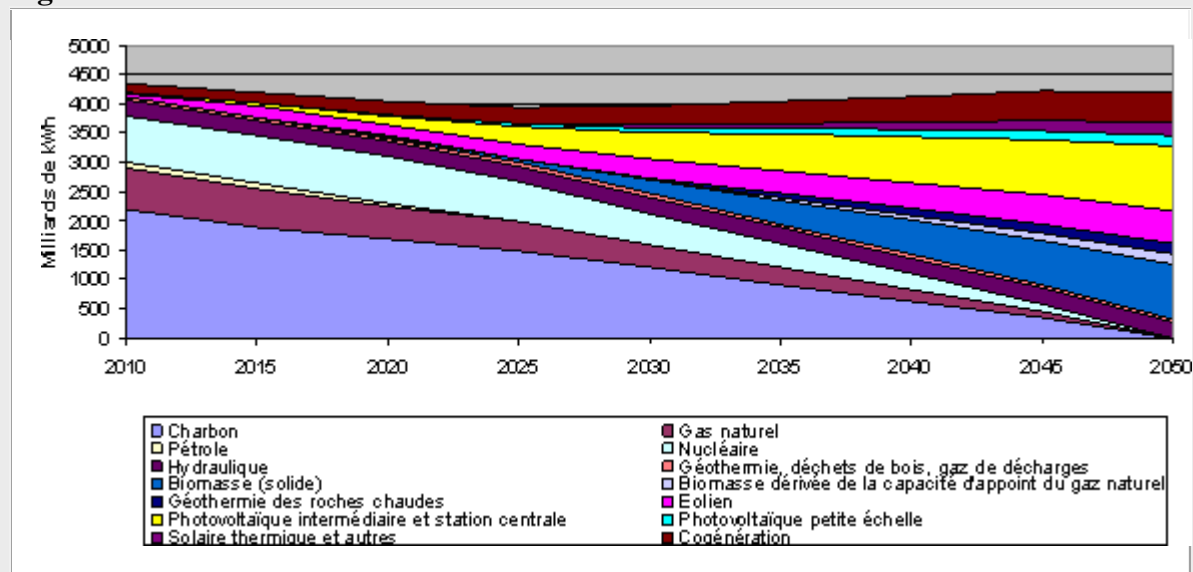
Si une politique gouvernementale met suffisamment l'accent sur les véhicules hybrides plug-in et les voitures électriques dans les dix ans qui viennent, il est très probable qu'une ou plusieurs technologies de stockage de l'électricité soient commercialisées dans le cadre du développement des véhicules électriques. Les voitures électriques ou les hybrides plug-in permettraient un stockage de l'électricité encore moins cher que les batteries stationnaires, à condition que ces

batteries puissent être chargées et déchargées un nombre de fois supérieur à celui nécessaire pour le fonctionnement d'un véhicule sur une durée de vie normale d'environ dix ans. Altairnano, une entreprise située à Reno dans le Nevada, a déjà fabriqué des batteries lithium-ion qui respectent ce critère.

Elles ont été installées sur un véhicule pickup tout-électrique de Phoenix Motorcars, Inc. en 2007. De telles batteries sont encore trop coûteuses, pour partie du fait de la nouveauté de la technologie et pour partie à cause de leur fabrication à petite échelle.

Un système V2G serait particulièrement intéressant comme mode de stockage de l'électricité. Les véhicules ont une puissance installée beaucoup plus importante que le système électrique américain et, par ailleurs, plus de 90 pour cent du temps ils ne fonctionnent pas. Quelques pour cent des véhicules raccordés au réseau à tout moment et sous le contrôle du gestionnaire du réseau pourraient assurer le stockage de l'électricité et la puissance nécessaire pour maintenir un réseau électrique fiable.

Figure 1: Une transition vers une électricité renouvelable



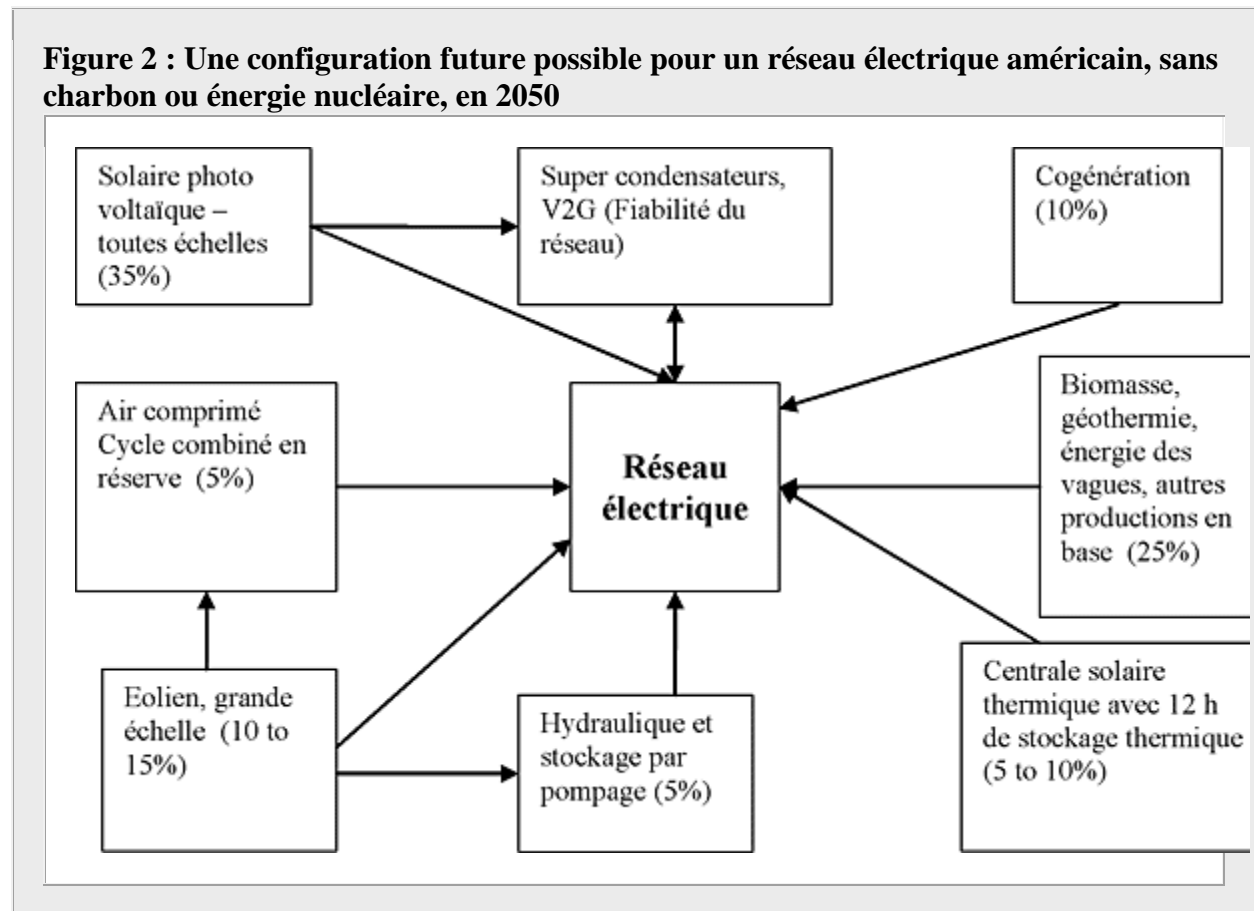
Source: IEER

La Figure 1 montre une transition possible entre un secteur électrique centralisé actuellement dominé par les combustibles fossiles et le nucléaire, et un réseau distribué fonctionnant entièrement avec des énergies renouvelables. Il est à noter que la demande électrique reste à peu près constante même si les véhicules électriques sont adoptés, parce que l'efficacité énergétique des immeubles résidentiels et des bâtiments commerciaux serait grandement améliorée. L'inefficacité énergétique des bâtiments et équipements actuels est très grande. Les lampes à incandescence, les plus courantes, ne transforment qu'environ 3 pour cent de l'électricité en lumière visible. Les lampes fluorescentes compactes sont trois à quatre fois plus efficaces. Les diodes électroluminescentes ont un rendement encore meilleur. De nouvelles technologies

d'éclairage, comme les fibres optiques qui combinent lumière du jour et lumière électrique pour maintenir un éclairage constant en intérieur, vont prochainement être commercialisées. Des possibilités du même genre existent dans d'autres domaines de l'utilisation de l'électricité.

Avec une approche raisonnable de l'efficacité énergétique et des politiques adaptées pour coordonner le développement des sources d'énergie renouvelables et les investissements dans les technologies de stockage de l'énergie, un réseau électrique entièrement basé sur les renouvelables est non seulement techniquement réalisable, il est éminemment souhaitable du point de vue de l'environnement et de la santé. Le coût global des services électriques représenterait à peu près le même pourcentage du PIB qu'aujourd'hui. Il y aurait toutefois des investissements plus importants dans l'efficacité énergétique avec la nouvelle génération que ce qui est d'usage actuellement.

La figure 2 donne une vision schématique d'un réseau électrique entièrement alimenté par des renouvelables. Il est reproduit ici pour plus de commodité (il a également été publié dans E&S n° 39).



Un réseau distribué, comme celui représenté sur la Figure 2, serait au moins aussi fiable et beaucoup plus sûr que le réseau centralisé actuel. Par exemple, dans le cas d'événements similaires à ceux qui ont conduit aux grands black-outs du passé (New York 1965, Est des États-

Unis 2003), le système ne s'effondrerait pas en totalité grâce aux moyens de production électrique locaux et aux dispositifs de stockage qui continueraient de couvrir un pourcentage important des besoins. En outre, une attaque terroriste sur un ou plusieurs sites critiques des infrastructures de transport ne perturberait pas non plus la totalité du système. Comme il réduirait considérablement l'impact d'une telle attaque, ce système électrique risquerait beaucoup moins d'être attaqué.

Conclusion

Beaucoup prétendent que l'option de l'énergie nucléaire doit faire partie du mix énergétique parce qu'elle est indispensable pour assurer la fiabilité d'un réseau électrique. Toutefois cette assertion n'a pas été suivie d'une analyse rigoureuse visant à démontrer que de nouvelles centrales nucléaires étaient bien nécessaires. Cette analyse montre que ni le charbon, ni l'énergie nucléaire ne sont nécessaires pour un système électrique fiable et sûr, même s'il faudra sans doute trente à quarante ans pour accomplir une transition complète vers un système électrique basé sur les renouvelables. Une telle transition doit être effectuée prudemment en faisant attention à l'efficacité énergétique, à la diversité des sources renouvelables, à la capacité de réserve et au stockage, cette dernière étant importante lorsqu'on arrive à des forts taux de pénétration des renouvelables. Le résultat est clair : il est possible et nécessaire de mettre fin simultanément au recours au charbon et au nucléaire pour la production électrique.

LES NOTES BAS DE PAGE

¹ Cet article est basé sur le livre d'Arjun Makhijani, *Carbon-Free and Nuclear-Free: A Roadmap for U.S. Energy Policy*, IEER Press et RDR Press, 2007, sauf mention contraire, particulièrement les passages sur l'énergie solaire et l'énergie éolienne aux chapitres 3 et 5. On trouvera les références dans cet ouvrage.

² Plusieurs centaines de mégawatts d'installations électriques solaires thermiques ont été construites en Californie dans les années 1980.

³ David R. Baker, "PG&E Embraces Solar Thermal Power Technology," *San Francisco Chronicle*, 5 novembre 2007, sur le web <http://www.sfgate.com/cgi-bin/article.cgi?f=/c/a/2007/11/05/BUBTT5KM2.DTL>.

⁴ "AEP dedicates first U.S. use of stationary sodium sulfur battery," 23 septembre 2007, sur le web : <http://www.aep.com/newsroom/newsreleases/default.asp?dbcommand=displayrelease&ID=956>, consulté le 2 décembre 2007.

[Énergie et Sécurité No. 40 Index](#)

[Énergie et Sécurité Index](#)

[IEER page d'accueil](#)

L'Institut pour la Recherche sur l'Énergie et l'Environnement

Envoyez vos impressions à la rédactrice en chef, *Énergie et Sécurité*: [annie\[at\]ieer.org](mailto:annie[at]ieer.org)
Takoma Park, Maryland, USA

(La version anglaise de ce numéro, *Science for Democratic Action* v. 15, no. 2, a été publiée en janvier 2008.)
Mise en place en avril 2008