

DISPONIBILITÉS FONDAMENTALE ET OBSERVÉE DES RESSOURCES ÉNERGÉTIQUES (partie 3)

Par X. Chavanne

Suite de l'état des lieux sur les énergies primaires. Dans la première partie (bulletin 1 d'ASPO-F) il a été rappelé ce que désignaient les énergies primaires, comment elles sont mesurées, leur importance économique, l'explosion de leur consommation depuis plus de cinquante ans avec l'amélioration du niveau de vie et la croissance de la population. Il a été décrit les deux types d'énergies primaires, à réservoir ou à flux, qui se différencient par leur profil de production. La deuxième partie (bulletin 2 d'ASPO-F et <http://aspofrance.org/texts/documents#xc>, dispoOGC-aspof2jn07.pdf) a examiné le présent et le futur des trois combustibles fossiles, pétrole, gaz naturel et charbon, trois énergies primaires à réservoir ou de réserves finies.

8. L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

Avertissement : l'auteur, n'ayant aucun intérêt en faveur ou en défaveur de l'industrie nucléaire, se veut neutre. Il essaie d'établir les éléments concernant la pérennité de cette industrie à partir de données bien établies. Le sujet étant complexe toutes remarques pour améliorer ce texte, à partir d'informations précises, sont les bienvenues (courriels à xavier.chavanne@paris7.jussieu.fr).

8.1 Introduction

Dès la fin des années 30, les physiciens, et notamment Frédéric Joliot, avaient recensé les différentes possibilités de libérer l'énergie du noyau d'un atome par une réaction auto entretenue utilisant des atomes naturellement abondants. La première possibilité repose sur la fission de noyaux lourds – l'uranium de masses atomiques 235 (U235) et 238 (U238), et le thorium de masse atomique 232 (Th232) – par des neutrons lents, dits aussi thermiques, et par des neutrons rapides. La deuxième possibilité est la fusion d'éléments légers en éléments un peu plus lourds comme la fusion d'isotopes de l'hydrogène H en Hélium 4 (un exemple important de ce type de réaction est la fusion de protons dans le cœur de notre soleil).

Cette possibilité de fusion reste confinée à la recherche fondamentale en raison des difficultés d'ordre théorique et pratique pour réaliser l'auto entretien de la réaction. La réaction de fusion la plus probable de loin, entre les isotopes de H deutérium et tritium, demande cependant des conditions difficilement réalisables de confinement et d'apport initial d'énergie, expliquant ce retard par rapport au procédé de fission. La voie suivie actuellement, qui a bénéficié le plus d'expériences – fusion dans une configuration géométrique Tokamak –, et dont fait partie le réacteur en projet ITER, ne laisse pas entrevoir de prototypes industriels avant 2050 et n'aboutira peut-être jamais en raison des difficultés : confinement d'un plasma réactif à haute température, maintien de sa température malgré les pertes, conception de matériaux suffisamment résistants aux bombardements de neutrons de haute énergie, régénération du tritium à partir de lithium, installation d'un échangeur de chaleur... En outre la pérennité de cette filière, dans le cas où ces difficultés seraient surmontées, dépendrait des ressources en lithium, et plus précisément de celle de l'isotope Li6 – 6,5% en masse du Li naturel. L'abondance moyenne dans la croûte

terrestre du Li6 est plus faible que celle de U238 (1,3 g/t contre 2,7 ; et en terme de réserve elle est même 10 fois plus faible, d'après USGS). Tenant compte que Li6 permettrait de libérer 8,4 Mtep de chaleur par tonne - contre 1,9 pour U238 -, la pérennité de cette filière serait quasi équivalente à celle des surrégénérateurs à fission. Or pour ces derniers des prototypes industriels fonctionnent depuis plus de 30 ans (cf. infra). Ces réacteurs Tokamak présenteraient un intérêt en terme de réduction des déchets radioactifs et en terme de sûreté (c'est la contre partie de ses problèmes de démarrage).

Toutes les centrales nucléaires fonctionnent donc actuellement suivant le principe de la fission. Plus de 99% de la production nucléaire repose même sur une seule des réactions possibles, la fission de l'U235 par des neutrons thermiques (thermique, car leur vitesse correspond à celle de l'équilibre thermique dans le réacteur ; à ces vitesses la probabilité de fission est plus importante). L'U235 joue un rôle essentiel dans les réactions de fission : il est le seul noyau suffisamment abondant dans la nature fissible par un neutron quelque soit la vitesse du neutron. Les autres noyaux abondants, U238 et Th232, peuvent être fissionnés seulement par des neutrons rapides (émis juste au moment de la fission). Aux vitesses de neutrons plus faibles ils ont tendance à les capturer et donc à s'opposer à l'auto entretien de la réaction. Ces isotopes présentent cependant un intérêt dans le bilan des réactions par leur possibilité de donner des noyaux fissiles lors de la capture neutronique (U238 devient ainsi Pu239 et Th232, U233). La très grande majorité des centrales utilisent comme combustible de l'U dont la concentration en U235 varie entre 2 et 5% (obtenu par divers procédés d'enrichissement de l'U naturel, séparation isotopique par diffusion, centrifugation...). L'U naturel est composé en masse de 99,25% de U238, 0,71% de U235 et des traces d'autres isotopes (U234...). Cet enrichissement permet une plus grande facilité d'utilisation et une puissance plus importante pour une taille et une masse données de réacteur (la technique de réacteur à U naturel avec caloporteur gaz a été développée en France, puis abandonnée au cours des années 60 ; plusieurs réacteurs de ce type, dont la puissance électrique est plus faible - de l'ordre de 200 MWe -, fonctionnent encore en Grande Bretagne. Au Canada une partie des réacteurs à eau lourde, CANDU, fonctionne avec l'U naturel). Ces réacteurs, à neutrons thermiques et à U plus ou moins enrichi, se répartissent suivant plusieurs types d'après le matériau utilisé pour ralentir les neutrons (et augmenter leur probabilité de fission) et d'après le fluide utilisé pour évacuer la chaleur (le fluide caloporteur). La grande majorité des réacteurs utilisent l'eau ordinaire sous pression pour assurer les deux fonctions. L'ensemble des réacteurs à neutrons thermiques représente une technologie mûre qui a bénéficié du plus grand nombre d'améliorations et de retours sur expérience. Les projets actuels de développement reposent presque uniquement sur ces réacteurs dans des versions améliorées.

Du fait des inquiétudes à leur sujet, la gestion des déchets nucléaires et la sûreté des réacteurs ont été favorisées par la grande majorité des programmes de Recherche et Développement nucléaires depuis 20 ans. Les déchets sont séparés en différentes catégories suivant leurs caractéristiques dont sont fonction les risques radioactifs (activité et période de vie). Les plus dangereux, produits de fission et transuraniens (sauf Pu, cf. infra) dits déchets de haute activité à longue durée de vie, représentent en France un volume de 190 m³/an après vitrification et conditionnement. Ce relativement faible volume eu égard à l'énergie produite peut permettre leur enfouissement dans des zones géologiques profondes et stables à un

coût énergétique négligeable par rapport aux autres coûts (construction et démantèlement des centrales, enrichissement..., cf. infra). En Suède la construction d'un tel site est en cours. Les programmes de recherche en France visent à séparer lors du retraitement les éléments ayant des isotopes radioactifs de longues durées de vie (plus de 100 ans) pour réduire le volume des déchets (et assurer une meilleure gestion) ou pour opérer leur transmutation en atomes plus stables dans un réacteur surrégénérateur (ou peut-être à accélérateur).

Pour ce qui est de la sûreté, les réacteurs actuels disposent de nombreux mécanismes intrinsèques et artificiels de stabilisation de la réaction empêchant sa divergence non maîtrisée. Le principal risque, faible mais non nul puisque arrivé à Three Mile Island en 1979, est la perte du fluide caloporteur conduisant à une élévation de température et donc à un risque de fusion du cœur du réacteur (dans le cas du réacteur 4 de Tchernobyl, suite à une expérimentation «mal maîtrisée», une surpression de vapeur d'eau s'est produite provoquant l'éclatement de tubes et des réactions chimiques violentes entre différents éléments du cœur. Le dôme du réacteur a éclaté libérant dans l'atmosphère des éléments radioactifs. Du fait de la faible concentration en matière fissile, le cœur n'avait aucune chance de se transformer en bombe nucléaire). Les réacteurs actuels sont conçus pour faire face à cette éventualité de perte du caloporteur avec des enceintes renforcées. Des autorités indépendantes surveillent au nom de l'Etat la sûreté de ces installations, délivrent les autorisations et analysent le moindre incident.

La prolifération des noyaux fissiles, dans un but militaire ou terroriste, représente toujours un risque réel à cause de la présence dans le combustible irradié de Pu d'autant plus riche en isotopes fissiles, et donc intéressant pour faire une bombe, que son temps d'irradiation dans le réacteur est court (il est cependant nécessaire de disposer des procédés de séparation chimique, moins contraignants certes que la séparation isotopique).

8.2 Etat actuel du parc nucléaire et exploitation de l'U

En 2004, 440 réacteurs avec une puissance installée de 360 GWe ont produit 0,67 Gtep de chaleur nucléaire et 0,225 Gtep d'électricité nette (d'après *Informations sur l'énergie* et *Elec Nuc*, édition 2005, CEA). Cela représente presque 7% de la production mondiale d'énergie primaire et 16% de celle nette d'électricité (d'après l'AIE). L'équivalent de 66 kt d'U naturel est nécessaire pour assurer cette production annuelle. En fait en 2004 seulement 60% de cette quantité a été fourni par l'exploitation minière. Une partie – presque 25% – provient encore de l'utilisation de stocks constitués avant 1985 et du démantèlement d'une partie des missiles nucléaires construits durant la guerre froide. Une autre partie est économisée en récupérant une part de U235 dans l'U appauvri, rejet de l'enrichissement, avec les nouveaux procédés plus économiques de centrifugation. Une autre encore est obtenue en réutilisant une partie de l'U provenant du retraitement du combustible utilisé encore riche en U235, et en utilisant Pu récupéré lors de ce même retraitement (pratique limitée à quelques pays comme la France). Sans ces économies d'enrichissement et de retraitement une tonne d'U naturel permet de produire environ 10 000 tep de chaleur, c'est à dire 10 000 fois plus qu'une tonne de pétrole. En réalité ce rendement est médiocre car si tous les noyaux d'U fissionnaient, 1,85 Mtep de chaleur par tonne de U naturel pourrait être obtenues. Moins de 0,6% des noyaux de l'U naturel sont utilisés. La grande majorité se retrouve sous forme d'U appauvri dans les rejets de l'enrichissement. Une autre partie, entre le cinquième et le dixième

suyvant l'enrichissement, est contenu dans le combustible irradié à son déchargement du réacteur. De ce fait, le point crucial de cette filière sur le long terme (si on ne considère que les limites techniques) est son approvisionnement en U.

L'abondance moyenne de l'U dans la croûte terrestre est de 2,7 g par tonne – soit un total de 65 Tt environ – avec une distribution très étalée puisqu'il existe d'un côté de la distribution des gisements où l'U est présent avec une concentration de presque 200 kg par tonne (gisements d'environ 200 kt U situés dans l'Etat de Saskatchewan au Canada), et de l'autre côté de la distribution l'eau de mer avec une concentration de 3,3 mg par tonne d'eau (pour un total de 4,5 Gt de U). Evidemment très peu de ce potentiel est extractible. D'après l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (agence de l'ONU) et l'Agence de l'Energie Nucléaire (agence de l'OCDE) dans leurs estimations bisannuelles - Uranium 2003, Resources, Production and Demand, éd. 2004 -, la somme des réserves prouvées, estimées et inférées avec un coût financier d'exploitation inférieur à 130 \$/kgU serait de 11 M de tU. Le prix de marché actuel de U a dépassé 130 \$/kg (en cotation journalière il se situe à 235 \$/kg en septembre 2007 après avoir atteint 340 \$/kg en juin 2007. En 2000 il était de 20 \$/kg. Cette grande volatilité provient des craintes sur l'approvisionnement à moyen terme, en particulier l'épuisement des stocks stratégiques). A cela s'ajouteraient des quantités de l'ordre de 5 Mt à un coût indéterminé. Les agences ajoutent la possibilité d'exploiter de l'U dit non conventionnel : U en tant que sous-produit de l'exploitation de gisements de phosphates, ou U extrait de l'eau de mer. Leur raisonnement repose sur le fait que le coût financier de l'U est négligeable, même à 130 \$/kgU, dans le coût de production électrique. En effet ce prix correspond à 13 \$/tep de chaleur (contre 600 \$/tep de pétrole brut, à 85 \$/b), tandis que l'électricité est vendue à 760 \$/tep_{élec} ce qui, avec un rendement thermodynamique de 33%, amène le prix de vente de la chaleur nucléaire à un peu plus de 250 \$/tep. Les coûts financiers de construction et de démantèlement d'une centrale seraient en comparaison plus importants. Tentons un calcul : une centrale de 1 GWe fonctionnant 40 ans à 77% de sa capacité en moyenne et dont la construction aurait coûté 1,5 G\$ - données approximatives actuelles - serait amortie avec une contribution de 60 \$/tep d'électricité (un peu plus en incluant le coût de démantèlement, mais probablement pas le double) ; le coût financier du combustible est donc plus faible, cependant il n'est plus si négligeable.

8.3 Scénario du développement du parc nucléaire et de l'exploitation de l'U

Examinons les perspectives d'exploitation des réserves actuelles de l'uranium. Si on estime un nombre d'années en prenant le ratio réserve par production actuelle, les réserves, prises de manière large, représenteraient 16 Mt/66 kt soit 240 ans d'approvisionnement (l'apport des arsenaux militaires et autres stocks est négligé...). La première hypothèse forte de ce modèle est de supposer que la production restera constante. Or l'énergie nucléaire présente de plus en plus d'intérêt face à la menace de pénuries pétrolière et gazière et face à la menace d'émissions excessives de CO₂ par la combustion du charbon (encore que certains pays ne semblent pas effrayés par ce problème, voir bulletin n°2 d'ASPO-F).

Envisageons un scénario de développement accéléré de l'énergie nucléaire à l'image de ce qui s'est fait en France à partir de 1973, stimulé comme par le passé par une crise pétrolière (par exemple un déclin irréversible de production dès 2012, amplifié par des événements politiques et économiques suite à la prise de conscience de ce déclin). On suppose que le programme bénéficie du soutien des Etats, et d'au moins une partie de l'opinion publique. Ce développement s'étend

jusqu'en 2050, de manière concomitante avec celui de la production électrique pour compenser une partie de la production manquante des combustibles fossiles (développement du transport électrique...). On peut envisager que l'énergie nucléaire serve aussi à produire de la chaleur sous forme de vapeur à différentes températures pour différents usages (résidentielles, industrielles...). Son énergie primaire, chaleur de fission, serait ainsi mieux valorisée. Pressés par le temps, les industriels choisissent la technique éprouvée des réacteurs à neutrons thermiques.

Ce scénario doit tenir compte de plusieurs contraintes. La première est le délai de construction d'une centrale d'au moins 5 ans, plus en incluant les temps pour les demandes de licences et les études préliminaires – ce qui donne une certaine inertie –. De plus une partie du développement servira à renouveler les centrales actuelles, i.e. avec un effet nul sur l'évolution de la consommation de U. Le parc de 350 GWe construit avant 2000, une très grande partie durant les années 1970 et 1980, devra être arrêté progressivement d'ici 2050, après une durée de vie des centrales entre 40 et 50 ans. Certaines centrales pourraient voir leur durée prolonger au delà de 50 ans, comme cela commence à se voir aux EUd'A (C. Bataille et C. Birraux, *Rapport sur la durée de vie des centrales ...*, OPECST, 2003). D'autres contraintes (logistiques...) limitent le taux de croissance et le nombre de centrales construites par an à une valeur maximale. On peut s'inspirer de valeurs atteintes lors du développement électronucléaire passé. Entre 1970 et 1975 la capacité mondiale installée augmentait de presque 30% par an. Entre 1980 et 1985 25 GWe net étaient ajoutés chaque année, installation dans des pays limités à une partie de ceux de l'OCDE et de l'exURSS. La France elle-même construisait plus de 3 GWe par an sur 15 ans, avec plus de 6 GWe vers 1980. En extrapolant pour le monde – à l'aide des PIB pour la France et le monde – on peut envisager que l'industrie nucléaire soit capable d'installer 150 GWe par an. La Chine seule réalise une performance de 100 GWe par an avec des centrales à charbon, certes plus faciles à construire. La consommation d'acier, env. 65 kt/GWe (d'après Storm & Smith 2005), serait de 10 Mt par an, très faible par rapport à la consommation actuelle, plus de 1000 Mt par an (US Geological Survey, 2005).

Ce scénario accéléré doit permettre de faire jouer un rôle important à cette énergie dans le bilan de 2050 (le total d'énergies primaires serait alors compris entre 18 et 27 Gtep, voir bulletin n°1). Il ne s'agit pas d'un manifeste en faveur du développement nucléaire. Pour tenir compte de toutes les contraintes, ce programme de construction peut se décomposer suivant trois périodes (voir fig. 1) :

2006 – 2015 : du fait des délais, les jeux sont déjà faits. D'après la liste des centrales en construction et commandées (World Nuclear Association, déc. 2007) env. 4 GWe/an seront ajoutés en moyenne jusqu'à 2010 inclus, puis 9 GWe/an. Dans le même temps environ 40 GWe devront être retirés, en commençant par 2 GWe pour 2006,

2016 – 2025 : montée en puissance pour passer de 10 à 150 GWe/an correspondant à une croissance de l'ordre de 30% par an. Environ 60 GWe devront être retirés,

2026 – 2050 : chaque année 150 GWe/an sont construits. Environ 250 GWe devront être retirés, avec un maximum de retraits entre 2035 et 2040.

Le taux d'utilisation des centrales est pris à 85%, leur rendement thermodynamique à 1/3. La consommation d'U naturel serait améliorée avec 80 t par $M_{tep_{th}}$ produit grâce aux faibles rejets de U235 lors de l'enrichissement (en passant de 0,3% à 0,2%). L'U provenant des divers stocks est négligé (équivalent à 200 à

300 kt d'U naturel). Il faudrait aussi envisager à terme une généralisation des économies de l'U telles que pratiquées en France (grâce au retraitement du combustible et à l'utilisation du MOX). Le calcul complet a été mené à l'aide d'un programme informatique (pour la suite il pourrait inclure des données comme le volume de déchets produits suivant leur nature ; pour faire vite seules ont été examinées les quantités d'U consommées en fonction des centrales installées).

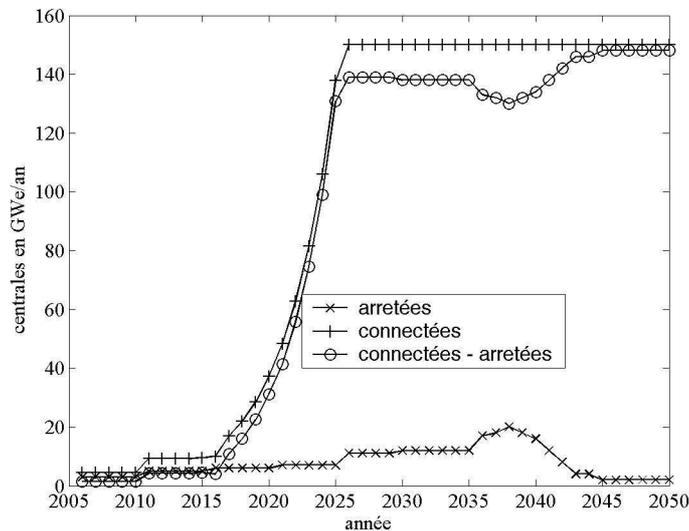


Fig. 1 : puissances électriques nominales nettes arrêtées et connectées annuellement, ainsi que la différence (GWe/an).

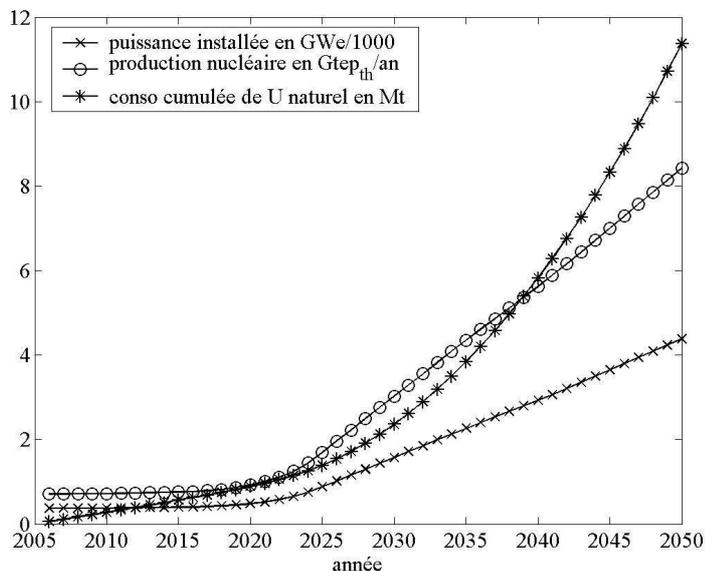


Fig. 2 : puissance nucléaire totale, production annuelle et consommation cumulée depuis 2005 de l'U naturel.

Grâce à ce développement optimal l'énergie nucléaire peut jouer un rôle important en 2050, mais tout juste. Il faudra recourir à d'autres énergies pour parvenir à 18 ou 27 Gtep (ou à des économies). En outre il sera nécessaire d'utiliser toutes les réserves de U connues en 2004, hors spéculatives. Certes on sera loin d'avoir épuisé le contenu théorique de la croûte terrestre en U ; mais d'autres limites pourraient être atteintes avant. En particulier un critère ultime est celui de la rentabilité énergétique de l'exploitation des différents gisements. Les coûts

énergétiques d'exploitation d'une mine d'U dépendent de plusieurs caractéristiques du gisement – teneur en U, profondeur dans le sol, dureté de la roche... – et des techniques utilisées. Mais quelque soit la technique utilisée la plus grande partie des coûts énergétiques est proportionnelle à la masse de roches du gisement à traiter. Le coût par U extrait, ou taux de dépenses énergétiques, est donc d'autant plus élevé que la roche est pauvre en U, tout autre paramètre jouant sur le coût d'extraction étant égal par ailleurs (ce résultat est probablement vrai aussi pour la méthode la plus économique, la lixiviation in situ, même si cela demande à être confirmé). Estimer le seuil à partir duquel il n'est plus rentable énergétiquement d'extraire et de traiter l'U d'un gisement très pauvre nécessite de connaître les autres coûts dans la filière nucléaire et donc de faire un bilan énergétique complet depuis la mine jusqu'à la gestion des déchets et au démantèlement des centrales. La seule étude détaillée et exhaustive actuellement disponible est celle qui a été menée par J. W. Storm Van Leeuwen et P. Smith pour la filière à U235 et neutrons thermiques (les autres filières étant quasi inexistantes, les données techniques concernent surtout cette filière). Ils estiment le seuil de rentabilité énergétique de la concentration des gisements à 0,03% d'U pour des gisements en roche dure et 0,01% pour ceux en roche tendre. Les détracteurs de cette étude font remarquer que les coûts des procédés les plus économiques (lixiviation in situ pour l'extraction minière, la centrifugation pour l'enrichissement...) sont très surévalués. Les coûts de construction et de démantèlement des centrales, le poste de dépense le plus élevé de la filière avec les teneurs actuelles en U des mines, seraient aussi très surestimés, de même que ceux des mines. L'économie énergétique faite par le retraitement du combustible irradié et la réutilisation du Pu récupéré n'est pas prise en compte. L'étude mériterait donc d'être refaite. Cependant, comme les coûts d'extraction du minerai et de séparation de l'U au niveau des mines augmentent vite avec la diminution de la teneur en U dans la roche et finissent par l'emporter sur les autres, le principe du raisonnement de MM. Storm Van Leeuwen et Smith devraient rester valable, même si les valeurs limites seront probablement beaucoup plus faibles. Les conditions d'application de la lixiviation in situ (roche sédimentaire suffisamment perméable...) pourraient faire qu'elle se limite à une partie faible des réserves. Parmi les gisements classés comme réserves par l'AIEA/AEN et actuellement exploités, figurent des mines avec des teneurs en U proches, voire en dessous, des teneurs indiqués comme limites par MM. Storm et Smith, comme en Australie (mine d'Olympic Dam) et en Afrique du Sud. Ces mines sont financièrement rentables car d'autres éléments plus abondants et/ou plus recherchés sont présents (Cuivre, Or...). Une réserve de 16 Mt pourrait représenter, du fait de cette limite énergétique, une estimation haute des réserves restantes. Encore une fois en l'absence d'une étude suffisamment exhaustive et détaillée (en particulier une estimation plus précise des caractéristiques des réserves), il est difficile d'être affirmatif. Par ailleurs il existerait des procédés pour récupérer l'U dans l'eau de mer, mais aucune estimation de son coût énergétique n'est donnée.

8.4 La régénération de matière fissile

Une autre critique qui peut être faite à l'étude de MM. Storm et Smith est de ne pas considérer les réacteurs régénérateurs de matières fissiles. Dès 1945, les physiciens s'étaient aperçus de la sous utilisation de l'U naturel à cause de sa faible concentration en noyaux fissiles, U235. Ils avaient constaté aussi que des noyaux lourds beaucoup plus abondants comme U238 et Th232 donnaient par capture d'un neutron des noyaux fissiles, respectivement, Pu239 et U233. Ils les ont appelé

noyaux fertiles. Le physicien E. Fermi a conçu un réacteur capable pour une fission d'un noyau fissile de produire un nouveau noyau fissile – régénération – et même d'en produire un peu plus - surrégénération. La régénération nécessite un équilibre entre le nombre de captures et le nombre de fissions qui n'est réalisable que dans certaines conditions de fonctionnement (gamme de vitesse des neutrons au moment de l'absorption, faibles captures parasites, concentration élevée de matière fissile dans le combustible...), dépendant du couple fertile/fissile utilisé. Pour le couple U238/Pu239, ces conditions imposent d'utiliser des neutrons rapides avec un flux bien plus important que dans un réacteur classique impliquant une concentration importante de noyaux fissiles. Au démarrage du réacteur elle doit être d'au moins 11% ; elle se maintient ensuite, voire augmente, avec la régénération. Le couple U238/Pu239 a été privilégié car le Pu239 est un sous-produit des réacteurs à U naturel ou à U enrichi (ce couple produit aussi des noyaux moins radioactifs et donc moins difficiles à manipuler que le couple Th232/U233). Les neutrons ne devant pas être ralentis, il n'y a pas de modérateur et le caloporteur choisi doit peu interférer avec les neutrons. Il doit avoir de bonnes propriétés hydrauliques (faible viscosité), thermiques (bonnes conductivité et capacité) et être relativement peu corrosif vis à vis des structures du réacteur dans les conditions normales de fonctionnement. Le sodium, liquide au dessus de 98°C sous 1 atm, s'est imposé très rapidement comme le fluide le plus intéressant malgré sa réactivité avec l'eau (risque d'explosion) et avec l'air (inflammable). L'intérêt d'un réacteur surrégénérateur U238/Pu239 au sodium était tel que le premier réacteur nucléaire produisant de l'électricité construit fut de ce type (à partir de 1951 à Arco aux EUd'A). D'énormes espoirs reposaient sur cette technologie, ce dont se fait l'écho M. K. Hubbert dans son article de 1956.

Avant de détailler plus en avant l'historique du programme et les difficultés rencontrées, il est important de bien saisir les enjeux concernant ce réacteur. Théoriquement, le procédé permet de récupérer 160 fois plus d'énergie d'une tonne d'U que le procédé actuel (du fait d'une température du caloporteur plus élevée, le rendement de conversion de la chaleur en électricité nette est aussi plus élevé, 40% au lieu de 33%. A notre niveau d'approximation, nous négligeons cet avantage). La matière actuellement considérée comme déchet deviendrait source d'énergie. A titre d'exemple, l'U appauvri et le Pu accumulés en France, de l'ordre de 250 kt, représente, avec le réacteur de surrégénération, un potentiel de 45 000 Mtep de chaleur nucléaire. Avec une production actuelle de 100 Mtep/an, *et à supposer que nous stabilisons notre consommation*, ces déchets représenteraient 450 ans de réserves. Du fait de cette valorisation de l'U, 160 fois plus élevée que dans un réacteur classique (sans doute moins en pratique), le taux total de dépenses énergétiques s'en trouve réduit d'autant, toute autre chose étant égale par ailleurs (en particulier celui des coûts d'extraction et de raffinage de l'U). Il serait alors envisageable d'exploiter les gisements de coûts plus élevés, jusqu'à 160 fois plus élevés, que ceux des gisements actuellement exploités, et qui ne seraient pas rentables énergétiquement avec les réacteurs actuels.

Ce serait donc probablement plusieurs siècles d'énergie assurée, même si l'énergie nucléaire devait suppléer la plus grande partie de la consommation actuelle d'énergies primaires, à condition encore une fois de stabiliser cette consommation à un niveau raisonnable (il y aurait évidemment des contraintes logistiques et donc un long délai pour construire suffisamment de centrales, comme vu précédemment). Toutes ces considérations ont motivé les responsables politiques pour soutenir un programme de réacteur régénérateur, du moins jusque dans les années 80. En

France, l'intérêt pour ce réacteur commence très tôt avec la construction, entre 1959 et 1967 d'un réacteur d'étude de 20 MW de puissance thermique, Rapsodie. En 1973, le réacteur Phénix – 233 MWe – diverge. Il fonctionne toujours actuellement, après un long arrêt entre 1995 et 2003 et même s'il sert surtout de réacteur d'étude avec une puissance de fonctionnement à 40% de sa puissance nominale. Dans les années 70, les débuts de Phénix ont été tellement prometteurs, et les craintes de pénurie énergétique tellement fortes, que la construction d'un grand réacteur industriel - 1 200 MWe - est décidée. Le réacteur Superphénix diverge en 1986, année peu propice pour lui avec l'accident du réacteur nucléaire 4 à Tchernobyl et la chute des prix des matières énergétiques, en particulier ceux de l'U. En outre, le passage de 250 MW à 1 200 MW a représenté un saut technologique trop important. Les difficultés techniques sont aussi à la hauteur du gain que peut apporter ce réacteur, ce qui explique la durée des tests et leurs coûts financiers. Le combustible riche en Pu (Superphénix contenait 16% de Pu, issu de réacteurs à neutrons lents) pose aussi un problème de prolifération nucléaire. Les temps de réponse du réacteur nucléaire à une modification de réactivité sont deux fois plus courts que dans un réacteur à U235 et les excursions de criticité de la réaction doivent être deux fois plus faibles pour éviter la surcriticité et le risque de fusion du réacteur, ce qui limite d'autant l'efficacité des mécanismes de contre-réactions naturelles (diminution du nombre de neutrons et/ou de leur efficacité de fission lors de tout échauffement du réacteur) et artificielles (barres de contrôle absorbantes de neutrons). Par ailleurs les contre-réactions naturelles sont plus faibles ; elles peuvent même amplifier la réaction : dans le cas de Superphénix l'échauffement amène une diminution des captures neutroniques et donc une augmentation de la densité des neutrons. Phénix est plus stable du fait de sa petite taille qui permet une plus grande fuite des neutrons à même nombre de n engendrés. Les craintes d'emballement ont poussé à augmenter les barrières de protection autour du cœur du réacteur et à prévoir un système de rétention du cœur en cas de fusion. Dans le cas de Superphénix, c'est la manipulation du sodium liquide qui a, en définitive, posé le plus de problèmes. Un métal liquide offre, par contre, certains avantages par rapport aux réacteurs actuels à eau ou à gaz pressurisés : absence de la surpression qui, en cas d'accident et de sa chute, fait perdre le caloporteur. Le caloporteur métallique permet l'évacuation de la chaleur à P atmosphérique. Il possède aussi une plus grande diffusivité thermique.

La fission complète de U nécessite un déchargement, retraitement (séparation des produits de fission) et reconditionnement du combustible car les gaines et structures du combustible, sous l'effet de la radiation et des produits de fission gazeux, ont une durée de vie trop courte pour fonctionner jusqu'à fission totale (quelques dizaines de cycles de retraitement seraient nécessaires). L'industrie nucléaire française maîtrise bien l'ensemble de ces opérations.

Il semblerait que le réacteur Superphénix, malgré ses défauts de conception, ait prouvé la viabilité d'un tel type de réacteur (d'après la conclusion du rapport Castaing en 1996). A la fin des années 80, voire même dès la fin des années 70 aux EUd'A, les programmes de développement de ces réacteurs sont cependant remis en question, du fait des inquiétudes que suscitent l'énergie nucléaire, mais également sous la pression des économistes. Les économistes libéraux perçoivent de tels programmes comme nécessitant une gestion trop étatique, difficilement compatible avec un libre marché, et comme n'ayant pas d'avenir commercial (voir "l'échec des surgénérateurs" par D. Finon en 1986). Il faut remarquer que le coût financier de construction du réacteur est de 2 à 3 fois plus élevé que celui d'un réacteur à eau

pressurisée, et tant que le coût d'extraction de l'U reste faible, c'est le coût du réacteur qui prévaut. Mais faut-il attendre une pénurie de l'U et une hausse brutale de son cours pour relancer un programme qui demandera, sans doute, au minimum 20 ans pour avoir un impact (cf. infra) ?

Cependant de nombreux réacteurs expérimentaux U238/Pu239 ont fonctionné. Des réacteurs quasi industriels comme Phénix et le réacteur russe Beloyarsky 3 – 560 MW net – produisent de l'électricité depuis plus de 25 ans avec un taux de production proche des réacteurs classiques. Ils montrent que ce type de réacteur est opérationnel, au moins à cette puissance.

Depuis 2001, sous l'impulsion des EUd'A préoccupés par les questions d'énergie, sont relancés des projets de réacteurs surrégénérateurs, parmi les différents prototypes retenus pour un programme de recherche international, dit « Génération IV ». Parmi tous ces prototypes, le surrégénérateur de type Phénix est celui qui a, de loin, bénéficié le plus d'essais et le plus d'avancés. Les autres représentent des concepts déduits de tests sur des petits réacteurs expérimentaux n'ayant jamais fonctionné en mode surrégénérateur et qui ont tous été arrêtés à la fin des années 80. L'un des projets, soutenu par l'Union Européenne, consiste à remplacer le sodium par du plomb fondu, moins réactif chimiquement, mais qui a une température de fusion plus élevée. Beaucoup d'espoirs et de simulations numériques (à défaut de vrais réacteurs) portent aussi sur un réacteur fonctionnant avec le couple Th232/U233. Sa conception est très différente des autres puisque le combustible mélangé au caloporteur se déplace avec lui sous forme de sel fondu. Ce couple offre certains avantages (abondance du Th, fonctionnement surrégénérateur en neutron thermique, moins de noyaux lourds parasites produits...), mais le programme n'en est qu'à ses débuts comme pouvait l'être le programme de réacteur U238/Pu239 au sodium fondu dans les années 50.

Qu'on le veuille ou non, le surrégénérateur représente une des quelques réponses possibles sur le long terme à une pénurie d'énergie sans augmenter le taux d'émission de CO₂ dans l'atmosphère. La compagnie Framatome/AREVA a d'ailleurs un plan de surrégénérateur au sodium, The European Fast Reactor. Il n'est cependant pas envisageable de se passer d'un démonstrateur avant de lancer une production de série, comme lors du programme de réacteurs à eau pressurisée, REP, dans les années 70 en France. Le temps de construction et d'étude du démonstrateur peut prendre au moins 10 ans (ce qui correspond à peu près à celui de Superphénix, si on retire les attentes d'autorisation de redémarrage). Même si tout va bien, la phase de développement à grande échelle nécessitera aussi à peu près 10 ans, comme dans les années 70, pour avoir un impact sur la production électrique. Pour des raisons de sûreté de réacteur et de maîtrise technologique un réacteur de la taille de Phénix ou un peu plus élevé serait choisi. Cela aurait aussi le mérite de contraindre le développement nucléaire, permettant une gestion plus saine des déchets de la filière, et de forcer à des actions parallèles comme la réduction de la consommation énergétique et le développement d'autres énergies primaires (solaire...).

La deuxième difficulté est de fournir à ces réacteurs suffisamment de Pu. Superphénix, réacteur de 1200 MW à environ 80% de sa capacité, fonctionnait avec 5,5 t de Pu dans son cœur, tandis qu'environ la même quantité devait être entreposée dans les piscines du réacteur après irradiation dans le cœur et en attendant de perdre la plus grande partie de sa radioactivité avant son retraitement. Pour un réacteur de 250 MW, on peut supposer une quantité dans le cœur

légèrement plus élevée en proportion en raison de ses pertes, 1,2 à 1,3 t. 2,5 tonnes de Pu (issus des REP) sont donc nécessaires pour le fonctionnement d'un tel réacteur. Entreposé dans ses piscines (hors piscines des réacteurs et hors arsenaux militaires), AREVA disposerait de combustible usé contenant presque 100 t de Pu fissile à 65-70% (H. Doubre, gestion de déchets nucléaire, école d'été de physique, Caen, août 2001). Il y aurait donc suffisamment de matière fissile pour démarrer presque 40 réacteurs de type Phénix. Par ailleurs, chaque année, le parc de REP fournit, par le combustible usé sorti des piscines des réacteurs, env. 9 t de Pu. La grande majorité est actuellement retraitée et recyclée dans les REP en remplacement d'une partie de U235 (combustible dit MOX pour mélanges d'oxydes UO_2 et PuO_2). Ce plutonium pourrait aider au démarrage de 3 à 4 réacteurs type Phénix par an (à condition que les REP soient toujours fournis en combustible, c'est à dire que la France puisse continuer à se fournir en U naturel). Le programme MOX serait alors arrêté (le combustible MOX irradié contient beaucoup plus de Pu non fissile et imposerait des masses de Pu plus élevées pour faire démarrer un réacteur surrégénérateur). Un complément de matière fissile pourrait être apporté par les réacteurs surrégénérateurs. En mode surrégénérateur, Superphénix aurait fourni 120 kg de Pu supplémentaire par an. Il sera en fait plus intéressant de les faire fonctionner en mode régénérateur pour transmuter les isotopes radioactifs de vie longue.

En conclusion, théoriquement - c'est à dire sans graves problèmes techniques surtout dans la phase test du prototype - la France peut envisager de déployer plus d'une quarantaine de réacteurs surrégénérateurs de 250 MW ou une vingtaine de 500 MW, 10 GW de capacité totale (un peu plus avec des compléments entre temps), lui assurant une partie réelle d'indépendance énergétique (même au niveau du minerai d'U), mais pas avant au moins 20 ans, et plutôt 30 ans.