

Nucléaire : déclin, prolongation ou renouveau ?

Nicolas Goldberg

Dans un contexte international toujours sous le choc de Fukushima et à l'heure où la France s'engage dans une transition énergétique dont les modalités restent à définir, l'avenir du nucléaire dans le monde suscite des débats intenses et contradictoires. Faut-il s'attendre à un déclin, un simple prolongement ou à un renouveau de la filière sur toute sa chaîne de valeur ? Éléments de réponse avec une analyse de Columbus Consulting.

L'hiver nucléaire post-Fukushima aura-t-il lieu ? Les centrales pourront-elles être exploitées pendant 50 ans ? L'EPR et la génération IV du nucléaire seront-ils les prochains fleurons technologiques de l'industrie ? La difficulté d'apporter une réponse claire à ces questions réside notamment dans la disparité géographique du rapport à l'atome : là où certains pays émergents misent sur le nucléaire, les pays historiquement nucléarisés souhaitent tester leurs nouvelles technologies pour capter de nouveaux marchés, mais développent une stratégie plus prudente, voire attentiste. Dans ce contexte, Columbus Consulting propose de faire un point sur la situation mondiale du nucléaire et les conditions de son renouveau.

Un développement hétérogène : prolongation chez les « historiques » et création chez les BRIC

Avec 66 réacteurs en construction dans le monde, le nucléaire apparaît comme une énergie toujours incontournable, sur un rythme de développement hétérogène. Les BRIC le développent et pourront solliciter l'expertise des pays développés. Face à une demande énergétique grimpanç en flèche, la Chine, l'Inde mais également la Russie misent fortement sur

l'atome, avec à eux seuls plus de 40 réacteurs en construction. Inspirés par le modèle d'Areva, « intégré verticalement », ces pays disposeront de champions nationaux maîtrisant l'intégralité du cycle de vie du combustible, de l'extraction du minerai jusqu'au retraitement, et pourront même proposer des prestations intégrées, de la conception d'un modèle à son exploitation. Dans un monde devenu fortement concurrentiel, les besoins en technologie de pointe, comme la fabrication du MOX par exemple, pourraient laisser une place de choix aux opérateurs présents de longue date sur le marché du nucléaire, notamment dans la partie fourniture de combustible où certains, comme Areva, réalisent la majorité de leur marge.

Les pays historiquement nucléarisés construisent ponctuellement des centrales de nouvelle génération, mais privilégient la prolongation des anciennes. En Europe et aux États-Unis, la construction rencontre des difficultés : les retards de l'EPR font régulièrement l'actualité et l'AP-1000 de Westinghouse, aux USA, affiche également des problèmes en série. Pourtant, les projets de construction en Chine, mobilisant l'une ou l'autre des technologies, ne rencontrent pas d'anomalie majeure. Les économies d'échelle réalisées en Asie grâce aux constructions en série expliquent cette différence : les pièces sont déjà normalisées et les

prestataires disposent d'un retour d'expérience récent et directement exploitable, là où nos savoir-faire sont à renouveler en raison de l'affaiblissement de compétences non sollicitées depuis plusieurs années et capitalisées de façon incomplète. Pour y faire face, des constructions sont lancées afin de disposer rapidement des têtes de série qui permettront de renouveler les compétences de construction, de normaliser les outils et de développer une indispensable vitrine technologique pour attaquer de nouveaux marchés. Les premiers bénéfices de ces investissements commencent d'ailleurs à émerger : outre les 2 EPR en construction en Chine et les 2 autres validés au Royaume-Uni, 4 EPR supplémentaires pourraient être construits au Royaume-Uni et d'autres contrats sont attendus en Arabie Saoudite, en Turquie et au Brésil.

Ainsi, le monde de la construction nucléaire restera divisé entre les nouveaux entrants, tels la Chine et l'Inde où les constructions portent sans ambiguïté le renouveau du nucléaire, et les pays historiquement nucléarisés où les prolongations seront légion. Il y a fort à parier qu'en dehors du Royaume-Uni, friand d'une décarbonisation massive de son électricité, les pays historiquement nucléarisés miseront dans un premier temps sur les prolongations. Les constructions ne concerneront que les têtes de série en vue de préparer le renouveau du nucléaire des années 2030. L'exemple de la France illustre cette tendance : seule une tête de série EPR est en construction pendant que les réacteurs historiques attendent leur autorisation de prolongation jusqu'à 50 ans d'exploitation.

En France, prolonger les centrales jusqu'à 50 ans : une nécessité

En France, dans un mix électrique dominé à 80 % par la production nucléaire, la question du prolongement du parc peut se poser, mais trouve rapidement une réponse à la lumière des faits : si les prolongations d'exploitation du parc nucléaire jusqu'à 50 ans sont refusées, 90% de la puissance nucléaire installée aujourd'hui sera fermée d'ici 2035. En attendant un mix énergétique renouvelé à horizon 2030, le prolongement de l'exploitation du parc nucléaire paraît incontournable pour la France qui, en cas de

refus, devra investir massivement pour remplacer la puissance dont elle sera privée. Les coûts à répercuter sur les consommateurs seraient alors colossaux pour construire l'équivalent de 35 EPR (ou de 20 000 éoliennes), sans oublier le démantèlement des installations qui auront été amorties sur 40 ans au lieu de 50.

Cependant, pour être accepté de tous, le prolongement des réacteurs nucléaires devra se faire avec des exigences de sûreté accrues : les études complémentaires de sûreté menées par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et les mesures d'urgence post-Fukushima devront être prises en compte. Parmi elles, figure le symbolique « bunker d'urgence » pour la coordination logistique sur site en cas d'incident majeur. Les prolongations et le renforcement de la sécurité nucléaire devraient ainsi approcher le milliard d'euros par réacteur. Rapporté à l'énergie produite pour 10, voire 20 années supplémentaires, le coût du nucléaire historique se rapprocherait ainsi des 50 €/MWh selon la Cour des comptes¹, à comparer aux 80 €/MWh des éoliennes terrestres. Le jeu pourrait en valoir la chandelle pour s'affranchir d'investissements coûteux en période de crise financière tout en préservant le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises électro-intensives, qui dépend fortement des coûts de l'électricité.

Tous les regards se portent actuellement sur la centrale de Fessenheim, autorisée à fonctionner jusqu'à 40 ans par l'ASN. Elle aura 39 ans en 2017 et son statut de doyenne des centrales nucléaires, ainsi que sa situation en zone à faible risque sismique, en font un symbole pour les partisans d'une sortie du nucléaire. Cependant, d'autres centrales atteindront cet âge dans les années à venir : les réacteurs de Bugey fêteront leurs 40 ans en 2019 et les premiers du Tricastin suivront seulement un an après. D'ici là, les recommandations de l'ASN devront être appliquées pour envisager des prolongations : outre les mesures de sécurité post-Fukushima, la résistance des équipements permanents, tels que la cuve et l'enceinte de confinement du réacteur, devra être rigoureusement testée ; de même, les générateurs de

1. Rapport de la Cour des comptes, « Les coûts de la filière électronucléaire », janvier 2012.

vapeurs devront « faire peau neuve ». Le marché de la maintenance nucléaire devrait ainsi faire un bond significatif en France, compte tenu du périmètre des travaux et du budget mis à disposition, sans oublier que la durée des travaux sera contrôlée par EDF afin de garantir les taux de disponibilité (Kd) compétitifs des centrales nucléaires.

Cependant, même si les centrales d'aujourd'hui sont exploitées jusqu'à 50 ans, la moitié de la puissance nucléaire actuelle sera tout de même fermée en 2035, en raison de son âge (voir Figure). Malgré l'augmentation à venir de la part des énergies non renouvelables dans le mix et l'émergence du pilotage des équilibres (*smart grids*, effacement...) limitant l'augmentation du besoin de capacité productive, la fermeture des centrales après prolongation amène nécessairement la question du renouvellement du parc. À l'horizon 2030, on peut s'attendre à la reprise des chantiers de construction de centrales, basés sur des compétences renouvelées grâce à une construction de réacteurs, certes en pointillés, mais toujours existante pour tester les nouvelles technologies. Les prolongations démontreront par ailleurs la longévité des centrales nucléaires, indispensables pour définir un amortissement des investissements et un coût non biaisé de l'électricité en sortie de centrale. Sur ce dernier point, la maîtrise technique du démantèlement d'un réacteur commercial reste à démontrer :

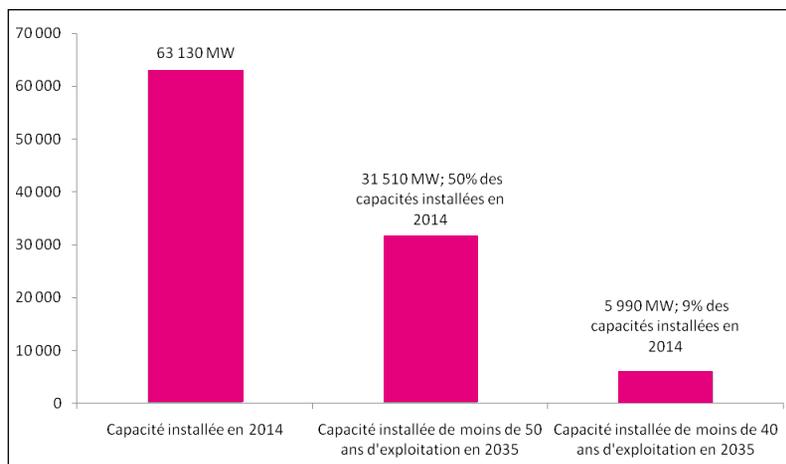
ce n'est qu'à condition d'avoir réussi un démantèlement jusqu'au « retour à l'herbe » que l'industrie donnera le sentiment de maîtriser l'ensemble de sa chaîne de valeur. Au-delà de la capacité à démanteler, la démonstration de la maîtrise du coût intégrant le démantèlement permettra de définir le coût du nucléaire sur la base d'un retour d'expérience complet.

Intégrer le véritable prix du démantèlement dans le coût du nucléaire

Si le prix du nucléaire est souvent un argument avancé par ses défenseurs, ses détracteurs lui opposent que ce qui est payé par le consommateur n'intègre pas certains coûts dits « cachés », notamment ceux du démantèlement. Dès lors, il est intéressant d'évaluer ces coûts pour les intégrer aux estimations. Plusieurs paramètres peuvent être pris en compte : le nombre d'années après la mise à l'arrêt définitif (MAD, c'est-à-dire quand le démantèlement peut commencer), la stratégie de stockage des déchets, les méthodes de financement ou la puissance du réacteur. Les comparatifs entre différents pays montrent des résultats assez hétérogènes, mais font émerger des points d'attention.

Le cas du Royaume-Uni et des États-Unis est révélateur de cette hétérogénéité. Au Royaume-Uni, pour seulement 35 réacteurs nucléaires et une puissance installée de 9 000 MW, les coûts

totaux du démantèlement sont estimés à 103 milliards d'euros, soit un coût moyen de 2,9 milliards par réacteur. Des chiffres à comparer à ceux des États-Unis où, pour les 104 réacteurs encore en activité, la *Nuclear Regulatory Commission* a estimé le coût moyen du démantèlement à 300 millions de dollars l'unité (210 millions d'euros). Une estimation éprouvée lors du démantèlement de la centrale de Yankee Rowe (Massachusetts) où, après 30 ans



Projection de la capacité nucléaire installée en 2014 à horizon 2035
 Source : WNA, Columbus Consulting

de travaux, le coût s'est finalement élevé à 350 millions de dollars (246 millions d'euros), près de 10 fois moins qu'au Royaume-Uni ! Neuf réacteurs américains commerciaux de plus de 600 MW sont ainsi entrés dans un processus complet de démantèlement.

Le Royaume-Uni a opté pour une stratégie de démantèlement sur le très long terme alors que les États-Unis, pour des coûts moins élevés, ont décidé d'attendre 30 ans après la MAD des centrales pour commencer. Ces différences de scénarios ont plusieurs explications : la gestion des déchets est probablement plus délicate pour le Royaume-Uni qui ne dispose pas de grandes étendues de stockage comme les États-Unis. Par ailleurs, les centrales nucléaires aux États-Unis, plus récentes, produisent moins de déchets et leur démantèlement avait été anticipé au moment de leur construction, ce qui réduit inévitablement les coûts. Ce retour d'expérience montre que donner une estimation des coûts de démantèlement simplement en fonction de la puissance ou du nombre de réacteurs est un indicateur imprécis car il dépend fortement de la stratégie de démantèlement. Il faut prendre en compte les éléments essentiels de cette estimation : historique du pays concerné, ancienneté du parc, capacité à stocker les déchets et à recycler un maximum de matières.

Toutefois, à eux seuls, ces deux exemples extrêmes peuvent justifier les inquiétudes du grand public en France. Avec une productivité plus élevée et une soixantaine de réacteurs en activité, comment les coûts du nucléaire sont-ils évalués dans notre pays et quel sera le scénario adopté pour notre parc vieillissant ? Selon différentes sources (AEN, AIEA, Areva), le coût du démantèlement est évalué à 15 % de l'investissement initial. Si l'on prend pour référence les derniers réacteurs à eau pressurisée, les coûts de démantèlement se situeraient, pour la plupart, autour de 400 millions d'euros. Sur la base des devis fournis par des sociétés externes, la Cour des comptes avait estimé le démantèlement complet de tous les réacteurs français à 18,4 milliards d'euros, sans compter le démantèlement d'autres installations comme la Hague ou Super Phénix qu'EDF intègre dans ses prévisions. EDF ajoute chaque année

500 millions d'euros au fonds de 15 milliards d'euros provisionné pour le démantèlement. On peut donc penser que la maîtrise des fonds nécessaires à la fin de vie des centrales est placée en France sous contrôle.

Si les coûts semblent maîtrisés, il restera néanmoins à prouver que l'expertise technique est au niveau du défi : après un retour d'expérience concernant les centrales de Saint-Laurent et Chooz, le secteur devrait se mettre en marche pour s'atteler au démantèlement, dont le pic arrivera dans les années 2020. Du succès de ces chantiers dépendra l'acceptation du grand public et la fixation d'un coût complet de l'électricité nucléaire basé sur un retour d'expérience éprouvé.

Des innovations qui pourraient faire émerger d'autres filières

Dynamique et international, le marché du nucléaire mobilise un grand nombre d'acteurs sur l'ensemble de sa chaîne de valeur, de la construction aux démantèlements qui se profilent dans les 10 ans à venir, sans oublier les incontournables opérations de maintenance liées ou non aux prolongations. Rappelons qu'en France le nucléaire génère, directement ou indirectement, près de 400 000 emplois...

Par ailleurs, la recherche bat son plein pour imaginer les réacteurs de demain. Les innovations sont à soutenir : elles trouveront à coup sûr des applications et serviront les grands du secteur dans leurs recherches d'alliances pour attaquer les nouveaux marchés. En particulier, pour la génération IV, 6 modèles ont été retenus afin de devenir les figures de proues des réacteurs qui seront construits à l'horizon 2020-2030. Parmi eux, plusieurs proposent une production conjointe d'électricité et d'hydrogène. Si elle se confirme, cette avancée technologique permettrait de stocker et de transporter facilement de l'électricité à grande échelle, sans oublier les réseaux de piles à combustibles qui pourraient être alimentés sur les marchés résidentiels. Un symbole fort qui montrerait encore que le nucléaire et les énergies renouvelables ne doivent pas s'opposer, mais marcher de concert pour obtenir un mix équilibré sans CO₂. ■