

QUELS ENJEUX ÉCONOMIQUES POUR L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE ?

Source : Alain Grandjean, économiste, Farah Hariri, physicienne nucléaire - Septembre 2020

Cette note, que nous reprenons ci-après, vise à proposer une orientation pour la stratégie nucléaire française. Après un rappel du contexte nucléaire global et de la décision de neutralité carbone à horizon 2050, elle fait le point sur le parc actuel, les extensions envisagées et conclut sur des propositions.

Introduction

Nombreux sont les usages de la technologie nucléaire dans notre vie quotidienne. Cette technologie a la particularité première d'avoir une finalité à la fois civile et militaire. Ainsi, les techniques nucléaires et radiologiques interviennent dans le domaine médical (ces applications ne sont pas évoquées dans la suite bien que très utile pour notre santé et assez consensuelle en France). L'utilisation pacifique comprend également la production d'électricité (dite nucléaire civil) avec des impératifs de non-prolifération. Enfin le nucléaire joue un rôle dans le domaine militaire (propulsion de grands navires de surface ou de sous-marins et fabrication d'armes nucléaires).

La France a fait (dans les années 1950-60 sous la présidence de Charles de Gaulle) deux grands choix : la production de combustibles (uranium-plutonium) permettant la réalisation d'armes nucléaires ; et celui d'une filière globale intégrée (qui jusqu'aujourd'hui peine à avoir un cycle fermé et durable) : réacteurs de générations 1 à 3 (Astrid surgénérateur de GEN4, ayant été arrêté en 2019), enrichissement, retraitement à la Hague, entreposage et stockage géologique profond).

La question du nucléaire civile est en forte relation avec celle du nucléaire militaire : d'une part parce que les deux problèmes principaux du nucléaire (le risque de prolifération¹ et le risque d'accident majeur²) sont fortement liés au choix du cycle du combustible. La fabrication des combustibles et leur retraitement correspondent à des processus intimement imbriqués. D'autre part parce que la crédibilité³ de la maîtrise de l'arme nucléaire au plan géopolitique est liée à la maîtrise industrielle du nucléaire civil de la France⁴. Il n'est donc pas facile de séparer, sans ambiguïté, le nucléaire civil des activités de fabrication d'armes.

¹ L'uranium naturel est le composé de base du nucléaire civil et militaire. Selon un même processus, des centrifugeuses enrichissent l'uranium en isotope U235 : au moins 3 % pour le civil et 90 % pour le militaire. Ce qui rend difficile les contrôles. Les centrales nucléaires actuelles produisent également du plutonium qui peut servir à la fabrication d'armes.

² En effet la technologie retenue y compris celle des EPR ne peut empêcher une fusion du cœur.

³ Sans prétendre être un spécialiste de la dissuasion nucléaire, il semble acquis que la communication et sa crédibilité sur ce sujet est aussi importante que la réalité factuelle.

⁴ Il est difficile (voire impossible) de savoir si la maîtrise intégrale de la bombe (dans ses aspects strictement scientifiques - modélisation des essais - et technologiques, balistiques etc.) peut être assurée sans la base de savoir-faire civil.

QUELS ENJEUX ÉCONOMIQUES POUR L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE ?

La place internationale de la France dans le nucléaire est importante : elle est considérée comme une des puissances nucléaires historiques et un des seuls États dotés d'armes nucléaires au moins officiellement (voir le traité sur la non-prolifération des armes nucléaires - TNP) ; elle a le deuxième plus gros parc nucléaire après celui des USA ; elle est présente dans tout le cycle, de l'extraction et l'enrichissement à l'entreposage et le stockage profond (en passant par le retraitement).

Il y a bien sûr un débat à instruire sur la nécessité de conserver l'arme nucléaire dans la configuration géostratégique actuelle : les moyens de la France sont-ils suffisants pour se payer cette arme, et est-elle adaptée aux risques militaires et géopolitiques actuels ? Nous ne traiterons pas de ces questions fondamentales dans la suite.

Enfin la place du nucléaire dans l'industrie française est importante (de l'ordre de 110 000 emplois directs et autant d'indirects¹) et se manifeste par sa capacité d'attraction et de formation d'ingénieurs et de chercheurs de haut niveau ; elle le restera en toute hypothèse du fait de la durée de vie des réacteurs et des programmes de démantèlement.

I. Le contexte : viser la neutralité carbone en 2050

Cette note tient un raisonnement dans le cadre suivant : il s'agit de fournir une électricité bas-carbone dans le cadre d'une France visant la neutralité carbone, donc l'abandon du pétrole puis du gaz (les centrales à charbon étant supposées fermées en 2023). Le mix énergétique de transition devrait donc évoluer uniquement en recourant aux énergies bas carbone, nucléaire et renouvelables (piloteables comme l'hydraulique de barrage ou non). À court terme si nous raisonnons en ordre d'urgence, ces sources d'énergies décarbonées s'avèrent à ce jour complémentaires en France, et la priorité absolue est l'arrêt du recours aux énergies fossiles (charbon, fioul et gaz).

La question énergétique nécessite une anticipation de très long terme. Plusieurs scénarios à horizon 2050 sont discutés² avec une part du nucléaire dans le mix électrique variant de 50 % à 0 %³. Il faut avoir à l'esprit que les scénarios atteignant 100 % ou presque d'ENR en 2050 reposent sur une hypothèse de maîtrise de la consommation d'électricité d'autant plus forte et difficile à réaliser qu'ils reposent aussi sur un report modal vers l'électricité de plusieurs usages (dont mobilité et chauffage). Cet article suppose acquise cette hypothèse qui n'est pas mince : elle repose sur un volontarisme politique sur la rénovation énergétique des bâtiments et de l'efficacité énergétique et un effort d'investissements important et continu, qui à ce stade ne sont pas au rendez-vous. Enfin la crédibilité technico-économique de ces scénarios n'est pas non plus acquise : les questions de potentiels atteignables en matière d'ENR, de gestion d'intermittence et de stockage inter saisonnier, de coût et de gestion du réseau (et au total de coût de l'électricité) sont difficiles et ce d'autant plus quand la part des ENR dépasse 90 %⁴.

Par ailleurs, la gestion de l'électricité en France se fait, en réalité, sur la plaque ouest-européenne, interconnectée. Un défaut peut donc se propager d'un pays à l'autre. Or il y a des incertitudes sur l'évolution du mix européen (nos voisins vont fermer d'ici 2050 toutes leurs centrales à charbon, qui contribuent à la base électrique européenne et vont les remplacer par des ENR variables). À ce stade il serait encore aventureux de prétendre qu'il est possible dans tous les cas de se passer entièrement du nucléaire en 2050 en France, mais excessif de dire que c'est impossible⁵. Dès lors, le calendrier de décision est déterminant et il est important de se ménager le plus d'options possibles.

¹ Voir https://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/calcul_des_emplois_de_la_filiere_nucleaire_par_region_-_note_methodologique.pdf.

² RTE a reçu la commande du MTEs d'étudier des scénarios ainsi définis. L'ADEME a lancé un exercice de prospective en 2020.

³ La réduction de la part du nucléaire à 50 % en 2035 est prévue dans la loi de transition énergétique de 2015

⁴ Les coûts de gestion du réseau et du stockage ne croissent pas linéairement. Au-delà de 90 % de part d'ENR variables dans le réseau ils pourraient devenir très élevés.

⁵ Voir Peut-on se passer en France d'énergie nucléaire Alain Grandjean, François Lempérière et Cédric Philibert, *Enerpresse* (N°12491, 16/01/20) et Alain Grandjean, Philippe Quirion, Behrang Shirizadeh, La montée en puissance des énergies renouvelables électriques ne nous mettra pas sur la paille, bien au contraire ». *Enerpresse* (N°12498, 27/01/2020).

QUELS ENJEUX ÉCONOMIQUES POUR L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE ?**II. Les réacteurs actuels entre défis et perspectives de prolongations**

Les 56¹ réacteurs de GEN2 fonctionnent convenablement sous la réglementation et le contrôle qu'assurent l'Autorité de Sûreté Nucléaire au nom de l'État. Celle-ci est reconnue pour son indépendance, son professionnalisme et sa transparence.

EDF a lancé un programme de révision lourde (= grand carénage) pour mettre une partie d'entre eux en conformité aux règles « post-Fukushima » et pour les faire durer au moins jusqu'à 60 ans²; en ordre de grandeur le coût de la « révision » d'un réacteur est de l'ordre du milliard d'euros³.

Même si la technologie de GEN2 connaît des limites que l'on discutera un peu plus loin, il est difficilement envisageable d'arrêter ces réacteurs maintenant pour des raisons évidentes : on a besoin d'électricité et ils en produisent les $\frac{3}{4}$.

Par ailleurs, leur durée de vie est finie; ils ont en outre été construits sur une période très courte et on ne pourra pas les arrêter ni les démanteler en translatant simplement leur date de construction. C'est ce qu'on appelle l'effet falaise. Il faudra bien étaler la réalisation de ces opérations lourdes et difficiles. Le débat porte donc sur le calendrier d'arrêt et de démantèlement (et par conséquent sur le programme de grand carénage).

À ce stade, ils seront tous prolongés jusqu'à 50 ans (il y arrivent tous à partir de 2028). La loi prévoit qu'ils représentent 50 % de la production électrique en 2035, ce qui à cette date suppose l'arrêt d'au moins 14 réacteurs⁴ (qui auront alors 50 ans, ce qui évite la procédure de visite décennale). Au-delà, EDF souhaite maintenir cette part de 50% jusqu'à 2050 en commençant par lancer la construction de 6 nouveaux EPR de GEN3; Un dossier d'analyse plus complet semble nécessaire pour guider la décision du président de la République⁵, qui est donc repoussée après les présidentielles de 2022. De ce fait, la question sera l'un des enjeux de la campagne électorale.

Selon la réalité de la consommation d'électricité et la durée de vie effective des GEN2 il n'est pas sûr que cela suffise pour atteindre les 50% ; à l'inverse il n'est pas certain à ce jour qu'on ait besoin des nouveaux EPR pour le faire. Au plan de l'approvisionnement énergétique, la décision de lancer un nouvel EPR n'a pas à être prise avant 2025. En 2035, nous ne manquerons pas d'électricité avec le parc actuel, et dans le cas le pire (insuffisance d'ENR et de la maîtrise de la demande d'électricité), il pourra être envisagé de reporter les fermetures envisagées à ce jour, sous réserve de l'avis de l'ASN.

Les défis du parc actuel de GEN2

Le parc actuel ne permet pas une fermeture du cycle du combustible et peine à adresser plusieurs préoccupations qui se résument comme suit :

- les réacteurs actuels ne sont pas faits pour brûler les déchets à vie longue
- la disponibilité des ressources en Uranium sur le long terme est limitée
- les risques de sécurité sur toute la chaîne (y c transports des déchets)

¹ Après l'arrêt des deux de Fessenheim. Les premiers réacteurs (graphite-gaz, GEN1) sont en cours de démantèlement qui s'avère très difficile, les réacteurs de GEN2 (design Westinghouse francisé) seront sans doute moins difficiles à démanteler mais le coût du démantèlement reste incertain.

² La possibilité parfois évoquée de prolonger les réacteurs nucléaires à 80 ans comme aux USA semble très théorique.

³ Le rapport 2016 de la Cour des comptes sur le grand carénage (cf <https://www.sfen.org/rgn/grand-carenage-cour-comptes-interroge>) évoque le chiffre de 74,73 milliards d'euros d'investissements sur la période 2014-2030 (et ce pour 56 réacteurs). Ce chiffre est à réévaluer aujourd'hui au vu des réalisations effectives.

⁴ La PPE précise qu'EDF a proposé au Gouvernement d'étudier la mise à l'arrêt de paires de réacteurs sur les sites de Blayais, Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Tricastin.

⁵ Voir https://www.lemonde.fr/politique/article/2020/07/17/la-construction-de-nouveaux-reacteurs-ne-sera-pas-tranchee-avant-la-presidentielle_6046465_823448.html

QUELS ENJEUX ÉCONOMIQUES POUR L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE ?

- le risque d'accident majeur, surtout au plan économique et politique, pour les centrales proches des grandes villes (Paris, Lyon, Bordeaux); c'est aussi ce qui crée le problème spécifique lié à l'acceptabilité sociale de cette filière.
- le besoin d'une technologie sûre n'est pas nécessairement garanti dans un monde futur éventuellement déstabilisé au plan géopolitique
- son caractère centralisé qui rend les conséquences de l'éventuel arrêt de quelques tranches très problématiques

III. La perspective d'un parc EPR

Deux réacteurs EPR de GEN3 sont en marche (en Chine¹), deux sont en construction avancée (Olkiluoto en Finlande et Flamanville FLA3 dans la suite en France) et deux sont lancés (Hinkley Point (HPC dans la suite), en Grande Bretagne). Mais le déploiement de cette technologie EPR est en difficulté et pose plusieurs problèmes :

1. ces réacteurs fonctionnent au combustible uranium-plutonium (éventuellement au MOX²) et ne résolvent pas le problème central de la filière, celui de la fermeture du cycle et de sa durabilité. Ainsi, le problème des déchets à vie longue ne sera pas résolu. Il est indispensable que les seuls déchets hautement radioactifs ne soient que les produits de fission (qui sont incontournables) mais cela ne sera pas le cas avec des EPR.
2. dans le design d'un réacteur à eau pressurisé REP, tous les risques de sur-accidents ne sont pas éliminés. Même si l'on peut comprendre qu'il ne soit pas possible d'avoir une technologie à 100 % sûre car il y a toujours un risque qui peut être dû à une erreur humaine ou une catastrophe naturelle, il serait préférable et plus simple de ne pas avoir de possibilité de production d'hydrogène dans un réacteur nucléaire³.
3. les premiers chantiers connaissent des retards et surcoûts considérables : FLA3, commencé en 2007 pour une mise en service initialement prévue en 2012, ne sera pas en production avant 2023⁴ ; d'Olkiluoto en Finlande, initié en 2003, qui, 17 ans après, n'est pas mis en service. Les réacteurs chinois sont certes opérationnels, mais il est difficile de savoir dans quelles conditions ils ont été réalisés et comment l'autorité de sûreté fonctionne vraiment.
4. dans leur design de la version actuelle des EPR ce sont des réacteurs énormes, d'une puissance de 1,65 GW. Et dans tous les cas de figure, longs et difficiles à construire et à financer ; leur marché n'est pas acquis.
5. le marché international du nucléaire civil ne permet pas de croire à une place significative pour la version actuelle de l'EPR français : la Chine a de fait acquis la technologie EPR et sera mieux placée que la France (parce qu'elle a deux références démontrée et apportera des financements).

¹ Dans son rapport sur la filière nucléaire, sorti en juillet 2020, la Cour mentionne deux éléments significatifs. « Les réacteurs EPR de Taishan 1 et Taishan 2 ont été mis en service avec succès en Chine en 2018 et 2019, mais avec un retard de cinq ans sur le calendrier prévu lors de la commande et un surcoût de 60 % par rapport au budget prévisionnel. Des interrogations demeurent quant à la fixation du tarif d'achat de l'électricité produite par ces réacteurs et sur la rentabilité du projet pour EDF. » Voir <https://www.ccomptes.fr/fr/publications/la-filiere-epr>

² Combustible issu du cycle français, qui pose de nombreux problèmes, dans lequel cette note ne rentre pas ; les EPR ne sont pas conçus de base pour « être moxés » ni pour détruire les déchets à vie longue. Le problème des déchets ne sera donc pas résolu avec les EPR.

³ La production d'hydrogène dans un REP est due à une réaction exothermique de dissociation de l'eau sur le zirconium des gaines lorsque la température est très élevée. Cette production d'hydrogène est la face visible de l'accident de Fukushima (le vrai problème a été la montée en pression à cause de la vaporisation de l'eau). Dans les réacteurs français, et à fortiori les EPR, il y a des récupérateurs passifs d'hydrogène installés dans le bâtiment réacteur. A priori ces systèmes devraient très bien fonctionner et on ne devrait pas avoir d'explosion hydrogène dans ces réacteurs. Ceci dit, il serait clairement plus sûr de ne pas avoir de production d'hydrogène.

⁴ La Cour des comptes dans le rapport, cité ci-dessus (note 16) mentionne un délai de 187 mois, hors impact de la COVID qui ralentit tout le programme de travaux d'EDF (pour un délai initial de 54 mois).

QUELS ENJEUX ÉCONOMIQUES POUR L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE ?

Les discussions avec l'Inde relatives au projet de Jaitapur semblent laborieuses si ce n'est compromises¹, notamment en raison des coûts relatifs de l'EPR face aux alternatives renouvelables. Au total les grands pays nucléaires (Chine, Russie, Inde, USA) se passeront probablement de nos services. Le marché semble à court terme plus ouvert à des réacteurs plus petits et modulaires (les « SMR », voir plus loin).

6. ils produisent un MWh cher.

Le nucléaire actuel produit un MWh à 50/60 euros²; le LCOE de FLA3 s'élève, après la réévaluation du coût complet d'investissement faite par la Cour des comptes à environ 150 euros le MWh³, HPC au moins à 110. Il est difficile d'imaginer que les 6 EPR français seront beaucoup moins coûteux. EDF⁴ (relayé par la SFEN⁵) a l'ambition de baisser substantiellement les coûts en bénéficiant du retour d'expérience de Flamanville et en lançant un EPR2 optimisé. Le rapport Folz⁶ sur l'état de la filière nucléaire et sa capacité à construire les nouveaux EPR recommande fortement de ne pas modifier le design, pour cesser le syndrome « prototype » qui obère les possibilités d'économie d'échelle. Malgré cette recommandation, c'est bien un nouvel EPR qui est envisagé avec un design simplifié.

La conception de l'EPR de Flamanville, lancé par le couple franco-allemand, a pâti en effet d'un alourdissement de la prise en compte des enjeux de sécurité lié à la dualité des cultures en la matière. Mais les gains envisagés procèdent surtout de la manière dont le projet est mené (il est en particulier conçu entièrement numériquement). Tout ceci rend peu crédibles des baisses très fortes du coût. Le premier EPR2 sera clairement, si ce n'est un prototype, une tête de série qui subira les aléas du genre. La Cour reste d'ailleurs prudente sur les chiffres avancés par EDF : « Les éléments de coût de l'EPR2 reposent sur des hypothèses techniques, de délais, de risques, de politique industrielle et de stratégie d'achats, qui restent à confirmer par des études de conception et de préparation » (page 101).

Le coût du MWh pour Flamanville 3

Pour permettre des comparaisons entre les diverses technologies de production de l'électricité, les économistes ont l'habitude de calculer un *Levelized Cost of Electricity* (LCOE)⁷, qui repose sur des hypothèses en partie conventionnelles et peut se discuter⁸. Il permet cependant de faire des comparaisons utiles sur les coûts de production.

La formule la plus générale est la suivante :

¹ La Cour écrit dans son dernier rapport (page 93) : « On peut s'interroger sur la possibilité de rentabiliser un projet de ce type en Inde. Une note de la Direction générale du Trésor, du 10 décembre 2010 (n° GIN 010/03904), indique que « le coût de base unitaire de l'électricité exprimée en roupies par kilowattheure est considéré par les Indiens comme l'indicateur central pour les EPR. (...) En Inde, le « *Levelized Cost Of Energy* » moyen des nouveaux projets de centrales photovoltaïques en 2018 avoisine 63 €/MWh selon l'International Renewable Energy Agency (Irena). Si l'on prend comme référence le prix garanti accordé par le gouvernement britannique au projet Hinkley Point, soit 120 €/MWh, on constate que le principal problème auquel se heurte le projet de Jaitapur est son manque de compétitivité.

² Cf. Cour des comptes, Les coûts de la filière électronucléaire, Rapport public thématique, Cour des comptes, janvier 2012, Le coût de production de l'électricité nucléaire (actualisation 2014), rapport public thématique, mai 2014 et Cour des comptes, L'aval du cycle du combustible nucléaire, les matières et déchets radioactifs, de la sortie du réacteur au stockage, Rapport public thématique, juillet 2019.

³ LCOE calculé avec un taux d'actualisation de 8%. La Cour, dans le rapport cité évoque un coût au MWh de 110 à 120 euros le MWh mais avec un taux d'actualisation de 8 % pour les 30 premières années et 3% pour les 30 suivantes. Voir rapport cité. Les détails du calcul ne sont pas fournis.

⁴ EDF vise un coût d'investissement de 7,5 milliards d'euros par réacteur (celui de Flamanville 3 étant aujourd'hui de 12, 4 milliards d'euros) ce qui correspond à un coût du MWh d'environ 100 euros le MWh, pour un taux d'actualisation de 8 %.

https://www.lemonde.fr/economie/article/2019/11/09/nucleaire-le-programme-de-futurs-epr-pourrait-couter-au-moins-46-milliards-d-euros_6018571_3234.html

⁵ https://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/les_couts_de_production_du_nouveau_nucleaire_francais.pdf

⁶ <https://www.vie-publique.fr/sites/default/files/rapport/pdf/271429.pdf>

⁷ Voir par exemple cette publication de l'OCDE qui définit les termes et donnent de nombreux chiffres.

<https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2010/6820-couts-previsionnels.pdf>

⁸ En particulier, le LCOE ne tient pas compte du fait qu'une électricité intermittente n'offre pas le même service qu'une électricité « en base ».

QUELS ENJEUX ÉCONOMIQUES POUR L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE ?

Le coût du MWh pour Flamanville 3

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{t=N} \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{t=N} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

avec N la durée de vie, C_t l'ensemble des coûts, E_t la production nette d'énergie annuelle et r le taux d'actualisation¹.

Nous allons faire ici un calcul simplifié, avec les hypothèses suivantes :

Durée de vie $N = 60$ ans. Pour les coûts, nous ne tenons compte que du coût complet d'investissement², I , et des coûts annuels d'exploitation et de combustible supposés constants, CEC ; nous prenons ici les chiffres fournis par le rapport de la Cour des comptes. La production E est supposée constante, égale au produit de la puissance nominale P par la durée annuelle de fonctionnement : $8760 * K$, où K est le facteur de charge. Nous le prenons égal à 85% (la Cour des comptes prend deux hypothèses 80 et 90%) alors que pour le parc actuel il se situe entre 70 et 75% et que, dans la pratique, il dépend de l'ordre de mérite économique des différentes sources d'électricité qui sont « appelées » en fonction de la demande et de nombreux paramètres d'exploitation. Nous prenons deux hypothèses pour le taux d'actualisation r . L'une à 8% sur 60 ans, qui correspond à la méthode retenue par EDF compte-tenu du coût moyen pondéré de son financement) et l'autre (faite par la Cour des comptes) à 8% pour les 30 premières années et 3% sur les 30 suivantes. Rappelons que, pour prendre en compte les choix intertemporels, le calcul économique conduit à choisir un ou plusieurs taux d'actualisation reflétant³ le degré de préférence du présent par rapport au futur. Le taux d'actualisation utilisé dans le calcul de rentabilité d'un investissement ramène en valeur d'aujourd'hui un montant dépensé ou reçu dans le futur. Le choix de ce taux d'actualisation conditionne fortement les choix d'investissements industriels tel que le nucléaire pour lequel les coûts et bénéfices engagent tant les générations présentes que futures.

Pour un taux constant et les hypothèses ci-dessus, la formule du calcul du LCOE s'écrit :

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^{t=N} \frac{CEC}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{t=N} \frac{E_t}{(1+r)^t}} = \frac{I}{E \times a} + CEC$$

En appelant a « le facteur d'actualisation », on obtient :

$$a = \sum_{t=1}^{t=N} \frac{1}{(1+r)^t} = \frac{1}{r} \times \left[\left(\frac{1}{1+r} \right)^N - 1 \right]$$

avec $r = 8\%$.

¹ Le coût du capital est un déterminant essentiel du coût du MWh et l'actualisation est faite en général avec un taux qui reflète ce coût. À titre d'exemple, le coût du MWh de HPC double quand le taux d'actualisation passe de 3% à 10% (valeur proche du taux retenu par EDF pour le projet). Une nationalisation du nucléaire permettrait en théorie de le réduire. Mais il restera quand même à financer l'ensemble du programme d'investissements et il n'est pas sûr que cela reste possible si la production nucléaire est vendue à trop bas prix.

² Qui intègre le coût d'investissement « overnight », les intérêts intercalaires et d'autres frais, mais pas les coûts liés à la préexploitation, au démantèlement ni au traitement des déchets. Les chiffres obtenus sont donc des minorants du LCOE. La Cour des comptes retient un total de 19,1 milliards d'euros.

³ Le taux d'actualisation peut s'interpréter aussi comme le taux d'intérêt du capital à engager, ou dit autrement le coût moyen pondéré de financement de l'entreprise. Pour EDF, ce coût est aujourd'hui de l'ordre de 8%. Le coût du capital est un déterminant essentiel du coût du MWh et l'actualisation est faite en général avec un taux qui reflète ce coût. À titre d'exemple, le coût du MWh de HPC double quand le taux d'actualisation passe de 3% à 10% (valeur proche du taux retenu par EDF pour le projet). Une nationalisation du nucléaire permettrait en théorie de le réduire. Mais il restera quand même à financer l'ensemble du programme d'investissements et il n'est pas sûr que cela reste possible si la production nucléaire est vendue à trop bas prix.

QUELS ENJEUX ÉCONOMIQUES POUR L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE ?

Le coût du MWh pour Flamanville 3

Pour deux taux la formule est la même mais le facteur d'actualisation a est alors égal à :

$$a = \sum_{t=1}^{t=30} \frac{1}{(1+r_1)^t} + \frac{1}{(1+r_1)^{30}} \times \sum_{t=1}^{t=30} \frac{1}{(1+r_2)^t}$$

Avec ici $r_1 = 8\%$ et $r_2 = 3\%$.

Le tableau ci-dessous montre les résultats avec un taux d'actualisation de 8 % (première colonne de chiffre) et deux taux : un taux d'actualisation de 8 % pour les 30 prochaines années et de 3 % au-delà¹, pour faire apparaître en quatrième colonne le coût actualisé avec ces deux taux.

Tableau 1 : Coût de revient de Flamanville 3; hors coût de préexploitation de déconstruction et de gestion des déchets

	60 ans	période 1	période 2	cumul
Taux d'actualisation réel (r)	0.08	0.08	0.03	
Durée de vie (années)	60	30	30	60
Facteur de charge (K)	0.85	0.85	0.85	0.85
Puissance de la tranche MW	1650	1650	1650	1650
Production annuelle (TWh) (P)	12.29	12.29	12.29	12.29
Coût d'une tranche overnight (M€)	12500	12500	12500	12500
Autres coûts dont frais intercalaires (M€)	6600	6600	6600	6600
Coût total d'une tranche (M€) (I)	19100	19100	19100	19100
Coût O&M&Combustible €/MWh (CEC)	37	37	37	37
Facteur d'actualisation (a)	12.38	11.26	19.60	13.21
LCOE €/MWh	162.61			154.72

Pour conclure le coût du MWh de Flamanville 3 dans ces hypothèses est situé entre 154 et 163 euros. Rappelons qu'il s'agit de minorants.

7. ce coût élevé demande à déroger au droit européen², car il faut, pour pouvoir financer l'EPR, un « contrat pour différence³ » qui subventionne l'écart entre le prix de gros de l'électricité (environ 50 euros le MWh) et le coût de production (de l'ordre du triple).

8. pour réduire le coût de financement du nucléaire, EDF a lancé le projet « Hercule⁴ » visant à séparer les activités nucléaires, à les nationaliser et à mettre sur le marché le reste (ENR et services énergétiques). Ce projet est majeur pour les français et les salariés de l'entreprise.

En conclusion nous pouvons citer une fois de plus la Cour des comptes⁵ :

¹ Ces deux taux ont été retenus par la Cour des comptes, dans le rapport cité.

² A noter que le design du marché électrique européen pose des problèmes quasi insurmontables ; il est à revoir en profondeur mais ce n'est pas l'objet de cette note.

³ Qui a été obtenu pour HPC après une grosse bataille avec la Commission européenne. La DGEC a lancé un appel d'offres sur cette question juridique dans le cadre envisagé du lancement de 6 EPR.

⁴ Présenté par EDF à l'Assemblée nationale en Janvier 2020, il s'agit du plan de réorganisation de l'entreprise en deux entités. EDF-Bleu serait 100 % public, et comprendrait les activités de production d'électricité nucléaires, hydrauliques et thermiques et de transports HT (RTE). EDF-Vert serait partiellement ouvert au privé et comprendrait les activités liées aux ENR et à la distribution. Ce projet est conditionné à l'autorisation par la Commission européenne du relèvement du tarif Arenh auquel EDF revend son électricité nucléaire à ses concurrents.

⁵ Rapport cité plus haut.

QUELS ENJEUX ÉCONOMIQUES POUR L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE ?

« C'est pourquoi une analyse complète du mix électrique à l'horizon 2050, présentant les enjeux et les solutions en termes de sécurité d'approvisionnement, d'adaptation des réseaux de transport et de distribution d'électricité, de gestion des déchets radioactifs, de démantèlement des centrales aujourd'hui en fonctionnement, et bien sûr de coût de fonctionnement du système du électrique devrait être conduite avant toute prise de décision concernant le développement d'un nouveau parc de réacteurs électronucléaires. »

IV. Les options

Le développement d'une énergie nucléaire socialement acceptable exige que celle-ci soit sûre, propre, sobre, économique et durable. Il est donc impératif de repenser dès à présent notre parc et notre cycle du combustible d'une façon globale. Les réacteurs actuels (GEN2 & GEN3+) ne sont pas capables de détruire les déchets à vie longue, car il s'agit d'éléments qui ne fissionnent pas dans un flux de neutrons thermiques. La fermeture du cycle du combustible n'est donc pas garantie. Ceci implique que non seulement le coût mais également la durabilité soient examinés parmi l'ensemble des facteurs fondant les décisions à venir.

Nous avons vu ci-dessus que le coût du MWh produit par Flamanville sera très élevé (supérieur à 150 euros le MWh), et que celui des EPR éventuels le sera très probablement aussi, malgré des progrès possibles. De plus, la durabilité du cycle du combustible n'est pas garantie avec ces EPR. Ceci devrait être un des enjeux majeurs qu'il faudra prendre en compte dans la prise de décision pour reconstruire un parc.

Pour la production d'électricité, dans tous les cas, il faut poursuivre la montée en puissance des ENR électriques (viser de l'ordre de 4 GW par an à terme, contre environ 2GW actuellement). Pour la demande il faut poursuivre l'effort de maîtrise de l'énergie. Comme on l'a dit plus haut ce n'est pas gagné et cela nécessite des programmes d'investissement publics et privés lourds et constants.

Il y a ensuite trois options :

1- ne pas installer de nouveaux EPR¹, miser sur les ENR et le renforcement des réseaux et du stockage, en acceptant si nécessaire un peu de gaz fossile dans un premier temps, jusqu'à ce que les solutions à base de biogaz ou de gaz de synthèse soient assez performantes économiquement. Prolonger l'activité des réacteurs actuels en attendant, si nécessaire.

2- lancer de 2² à 6 EPR (une analyse approfondie du délai restant pour leur déploiement et du coût à long terme de l'aval de la filière est nécessaire).

3- accélérer un programme alternatif et préparer un nouveau cycle du combustible.

Précisons cette dernière option. Une optimisation de la technologie des réacteurs à eau pressurisée (REP) a été lancée à travers un projet français de petit réacteur modulaire nommé SMR (*Small Modular Reactor*)³ avec pour but principal de valider (ou non, car ce n'est pas acquis) que des réacteurs plus petits sont moins coûteux et peuvent cibler le marché de l'exportation.

On peut également envisager d'autres technologies (les réacteurs à sels fondus en sont un exemple) voire avec d'autres combustibles : thorium-uranium comme candidat alternatif présentant de nombreux avantages (même si les premiers réacteurs à sels fondus seraient en cycle uranium-plutonium car on dispose d'un stock considérable⁴ d'uranium appauvri dont il va falloir se débarrasser).

¹ Voir <https://alaingrandjean.fr/2020/02/28/nucleaire-enr-electriques-termes-debat/>

² Il semble établi qu'une paire permet des gains par rapport à une installation unitaire. Même si EDF appuie ses chiffres de gains de coûts sur 3 paires, il apparaît peu de gains d'échelles sur les 2 dernières paires.

³ <https://www.sfen.org/rgn/nuward-futur-smr-francais>

⁴ Il est envisageable d'utiliser les très grands stocks d'uranium appauvri actuellement disponibles dans le monde et s'élevant à plus de 2 millions de tonnes. Il ne serait donc pas nécessaire d'extraire des minerais pendant au moins plusieurs centaines d'années.

QUELS ENJEUX ÉCONOMIQUES POUR L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE ?

Ces réacteurs rapides aux sels fondus nommés MSFR (*Molten Salt Fast Reactor*, voir article de référence¹), ont les avantages suivants :

- Pas de risques de fusion du cœur
- Transmutation de déchets radioactifs : le MSFR, quel que soit le cycle (Thorium-Uranium ou Uranium-Plutonium), peut incinérer l'ensemble des actinides mineurs non encore vitrifiés du cycle actuel.
- Économie de ressources : il ne consomme qu'environ une tonne de matière (uranium ou thorium) par an et par GW
- Simplicité : de par sa conception et surtout grâce à sa sûreté intrinsèque, le MSFR est simple, ce qui est gage de réduction des coûts.
- Granularité : La taille réduite des composants permet d'envisager une construction simplifiée. Un développement par des SMR est donc possible.

Par rapport à une décision immédiate, il est clair que cette gamme de la GEN4 n'est pas encore assez mature au point d'être déployée tout de suite à l'échelle industrielle (il reste notamment des défis à relever au niveau des matériaux). Il est cependant important de prendre en considération et d'accélérer ces voies technologiques alternatives à l'échelle industrielle. En première phase (jusqu'à 2050), cette filière de GEN4 peut servir comme machine dédiée à brûler les déchets. Un « brûleur » de déchets sera de toute façon nécessaire que l'on veuille rendre le cycle plus durable ou que l'on veuille sortir du nucléaire. À terme, il existe donc des voies alternatives pour répondre aux inquiétudes des citoyens vis-à-vis du nucléaire développé jusqu'à présent et qui apporteraient une perspective plus durable à la stratégie énergétique française.

Conclusion

Nous concluons que l'ensemble des éléments techniques et économiques sur le nucléaire et les scénarios renouvelables ne permettent pas à ce stade de trancher sur une seule feuille de route énergétique en France. Il est donc important de prendre le temps d'examiner tous les scénarios sans a priori en ayant un seul objectif en tête : une production d'électricité décarbonée à un coût abordable.

Une étude économique de l'ensemble de la filière, notamment la gestion de l'amont et de l'aval du cycle du combustible nucléaire, y compris le retraitement est nécessaire avant toute prise de décision. Les comparaisons économiques pourront ensuite être effectuées dans cette perspective au regard des autres sources d'énergie. La place à accorder aux EPR doit être étudiée dans le contexte d'une amélioration du cycle du combustible à l'horizon 2050 afin de le rendre plus durable. Cela implique des choix technologiques en amont et en aval et des coûts à examiner minutieusement avant toute prise de décision.

Les réacteurs de GEN2 et de GEN3 peinent à résoudre le problème de durabilité du cycle et ne semblent pas répondre aux inquiétudes des citoyens vis-à-vis du nucléaire. Même si la décision de lancer un parc de 6 EPR est reportée à 2022, le retour d'expérience du projet de l'EPR de Flamanville contribue à préparer la filière à relever les défis d'aujourd'hui pour préparer la renaissance d'une filière nucléaire plus durable. Il nous faut des solutions innovantes dans ce domaine.

¹ Aucun accident de type Fukushima ou Tchernobyl n'est possible par conception initiale, et cela a été prouvé par le projet de recherche européen SAMOFAR (voir <http://samofar.eu/samofar-final-meeting/>; <https://samosafer.eu/>). La très forte stabilité du réacteur le ramène presque systématiquement et très rapidement vers son état normal de fonctionnement. Dans les cas, extrêmement rares où le réacteur sortirait de son état d'équilibre, une vidange d'urgence du combustible se déclencherait passivement pour placer ce dernier dans une configuration tout aussi passivement sûr. Voir article Enerpresse, 26 mai 2020 : Réacteurs à sels fondus: <https://g2etere.org/g2e-tere-explore-un-nouveau-nucleaire-durable-pour-la-transition-energetique/G2E-TERE> (Grenoble Europe Énergie pour une Transition Énergétique Rapide En Europe).

QUELS ENJEUX ÉCONOMIQUES POUR L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE ?

Le renouvellement des compétences¹ sera assuré d'autant que le travail ne manque pas avec : le grand carénage, le démantèlement et la préparation des extensions de stockage (agrandir et repenser nos usines de retraitement de la Hague, construire des piscines, poursuivre Cigéo, et éventuellement accélérer le développement d'un projet industriel de brûleur de déchets par transmutation - la transmutation des éléments transuraniens permettrait de réduire considérablement l'impact environnemental de l'enfouissement géologique profond en réduisant les volumes et le temps de stockage des déchets).

La prolongation de la durée de vie d'une partie du parc actuel pour satisfaire la demande est une possibilité à considérer le temps de trouver une voie sûre, économique et durable. Par ailleurs, chaque année doit être mise à profit pour accélérer les ENR, mieux maîtriser la demande d'énergie et améliorer la prise en compte technologique des enjeux de sécurité et de stabilité du réseau. En 2021 nous disposerons en outre d'études prospectives approfondies (RTE, ADEME et probablement EDF). Il est bien clair que si dans quelques années la demande d'électricité n'est toujours pas maîtrisée ou que les ENR ne se développent pas suffisamment, il faudra dans ce cas réévaluer les différentes options.

¹ <https://www.sfen.org/rgn/note-sfen-decider-renouvellement-parc-nucleaire-francais>