

Les enjeux du renouvellement du parc nucléaire

Par Valérie FAUDON
SFEN

Entre 2030 et 2050, la France devra renouveler une partie de son parc nucléaire actuel par de nouveaux moyens de production, dont des moyens nucléaires de nouvelle génération. Ce renouvellement recouvre plusieurs enjeux :

- des enjeux énergétiques : compte tenu du calendrier historique extrêmement rapide de la construction des tranches dans les années 1980, la France peut être confrontée à un effet falaise dans la décennie 2040 ;
- des enjeux économiques : des leviers existent pour réduire les coûts du nouveau nucléaire dans le cadre d'un programme optimisé, où la compétitivité doit être évaluée au regard des services rendus au système électrique ;
- des enjeux industriels : les compétences nécessaires pour la construction du nouveau nucléaire sont spécifiques. Reconstituées en partie dans le cadre de la construction de l'EPR Flamanville, elles sont aujourd'hui fragiles et risquent d'être perdues à nouveau si la filière, qui a du mal à recruter aujourd'hui, ne dispose pas rapidement d'une visibilité sur les chantiers à venir.

La France s'appuie aujourd'hui sur son parc nucléaire, aux côtés des énergies renouvelables, pour assurer son approvisionnement en électricité bas carbone, et ce à des prix qui sont parmi les plus compétitifs d'Europe. La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) détermine une trajectoire de diversification du mix électrique pour atteindre une part de nucléaire représentant 50 % du mix électrique en 2035. Elle précise aussi que « le gouvernement conduira avec la filière, d'ici à 2021, un programme de travail permettant d'instruire, entre autres, l'option de construire de nouveaux réacteurs nucléaires ».

Les enjeux énergétiques

La nécessité de disposer d'un socle nucléaire en 2050

À l'horizon 2050, la France aura besoin d'électricité décarbonée pour tenir ses engagements climatiques. La nouvelle loi relative à l'énergie et au climat adoptée à l'automne 2019 a fixé l'objectif d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Selon la future Stratégie nationale Bas-Carbone (SNBC⁽¹⁾), cela nécessitera une totale décarbonation du secteur énergétique, obtenue, entre autres, grâce à une part croissante d'électricité décarbonée. Ainsi, la SNBC prévoit une croissance de la consommation électrique qui atteindra 600-650 TWh à l'horizon

2050 (contre 474 TWh en 2018⁽²⁾), pour permettre de décarboner les transports, l'industrie et d'autres vecteurs d'énergie finale (par exemple, l'hydrogène et le gaz).

La nouvelle loi fixe la part des renouvelables à 50 % de la production en 2035. Au-delà, et même si des progrès techniques et économiques sont attendus, on ne connaît aujourd'hui ni la faisabilité, ni la robustesse, ni le coût, ni les limites exactes d'un système combinant exclusivement, et dans de très grandes quantités, des énergies renouvelables variables, des technologies de stockage, du biogaz et/ou des énergies fossiles associées à des dispositifs de capture et de séquestration du carbone. Ainsi, dans ses scénarios de décarbonation⁽³⁾, l'Agence internationale de l'énergie (AIE-OCDE) indique un doublement de la capacité mondiale du nucléaire, qui est présenté comme nécessaire et complémentaire des énergies renouvelables à l'horizon 2060.

On voit difficilement pourquoi il en serait autrement en France, qui est une référence mondiale sur le plan de l'utilisation et de la maîtrise industrielle de cette technologie. La question n'est pas de savoir si la France aura besoin d'un socle nucléaire en 2050, mais plutôt de quelle taille sera ce socle – une question à laquelle il est difficile aujourd'hui de répondre. Les scénarios de décarbonation de la Commission européenne (scénarios EUCO30 du mo-

(1) MTES-SNBC, dans sa version projet, décembre 2018.

(2) RTE, Bilan 2018.

(3) IEA, ETP 2017 report, scénarios 2DS et B2DS.

dèle PRIMES), s'ils montrent une forte montée en puissance des énergies renouvelables en France à l'horizon 2050, confirment dans le même temps un socle nucléaire de l'ordre de 35-40 GWe en France, et de 110 GWe pour l'ensemble de l'Europe.

Ce socle nucléaire doit être pensé à bien des égards comme une infrastructure stratégique, car il produira de l'électricité bas carbone et garantira notre sécurité énergétique. Pour disposer de ce socle, la France devra être prête à construire de manière cadencée de nouveaux réacteurs pour une mise en ligne entre 2030 et 2050.

Un calendrier contraint lié au risque d'effet falaise

Dans les années qui viennent, la sécurité de l'approvisionnement français sera assurée par la prolongation jusqu'à cinquante, voire soixante ans de la durée de vie des tranches existantes. Cependant, à l'horizon 2040, la France pourrait être confrontée à un important effet falaise, lié au calendrier historique extrêmement rapide de la construction des tranches dans les années 1980. La dynamique de baisse de la capacité nucléaire pourrait être particulièrement brutale dès 2039 ; en effet, l'arrêt des tranches ayant atteint l'âge de soixante ans se traduirait, en moyenne, par une baisse de 4 GWe par an jusqu'en 2050. En 2050, les réacteurs du parc actuel ayant pour la plupart atteint l'âge de soixante ans, la production nucléaire équivaldra à seulement une dizaine de GWe.

Il est nécessaire d'anticiper cette dynamique baissière du parc en préparant son renouvellement dès le début de la décennie 2030 avec de nouveaux moyens de production, nucléaire et renouvelables (associés à des moyens de stockage à grande échelle), dans un contexte où, comme le disait récemment le président⁽⁴⁾ du GIEC, « nous ne savons pas et ne pouvons pas savoir quelles technologies seront disponibles au cours des trente prochaines années, et quelles en seront les performances ».

L'absence d'anticipation pourrait avoir des conséquences importantes en matière de sécurité d'approvisionnement. Cette dernière ne pourrait alors être assurée qu'au prix d'une dépendance à nos importations en provenance de nos voisins (en supposant qu'ils aient une capacité disponible suffisante), sauf à bénéficier d'une hypothétique prolongation de la durée de vie des réacteurs nucléaires au-delà de soixante ans (avec des marges de manœuvre restreintes, car la décision reste basée sur les réexamens conduits par l'ASN) ou bien encore de la construction de cycles combinés gaz (une solution incompatible avec nos objectifs de décarbonation de l'électricité).

Concernant le futur socle nucléaire, il ne sera pas possible d'accélérer la réalisation d'un nouveau programme nucléaire à partir de 2040 à un rythme de trois à quatre paires de réacteurs par décennie, si l'on n'a pas développé au préalable, sur la décennie précédente 2030-2040, une capacité industrielle à même de construire en série, de manière performante et robuste, des réacteurs au rythme d'une paire tous les quatre-cinq ans.

(4) Discours à l'AIEA, 7 octobre 2019.

On estime aujourd'hui que pour permettre la mise en service d'un premier réacteur d'ici à 2035, la décision devrait être prise au plus tard en 2021 : en effet, il faut aussi prendre en compte, outre le temps nécessaire à la première construction, les délais générés par les différentes étapes réglementaires, dans un contexte où certaines procédures ont été récemment rallongées, par exemple l'autorisation du démarrage des travaux préparatoires.

Les enjeux économiques

Le projet PPE précise qu'il n'est pas possible « de déterminer avec certitude les technologies les plus compétitives pour assurer notre mix électrique ; [il est aujourd'hui difficile de distinguer] entre le nucléaire et les technologies renouvelables associées à du stockage, ou d'autres solutions de flexibilité ».

Si le parc nucléaire existant est aujourd'hui reconnu comme étant le moyen de production bas carbone le plus compétitif, la question de la compétitivité du nouveau nucléaire se pose après les dépassements de budgets constatés dans le cadre des premiers chantiers de construction des réacteurs de troisième génération, dont celui de Flamanville, en France. Pourtant, il existe plusieurs grands leviers de réduction du coût du nouveau nucléaire. Une réflexion reste à mener : c'est l'objet de l'instruction engagée par les pouvoirs publics d'ici à la mi-2021, visant à l'étude d'un montage industriel et financier d'un programme, qui permette de bénéficier pleinement de toutes les marges de réduction des coûts et d'atteindre l'objectif proposé par EDF d'une production de 65-70 MWh.

Plusieurs leviers pour réduire le coût du nouveau nucléaire

Il existe plusieurs pistes pour réduire les coûts du nouveau nucléaire, une fois passé le stade de la tête de série :

- Les effets de série : le retour d'expérience du programme français, documenté par la Cour des comptes, montre que pour réduire les coûts de construction, il faut construire les réacteurs par paire sur un même site (15 % de réduction) et s'engager sur la construction d'une série d'au moins trois paires (30 % de réduction).
- L'innovation : la filière nucléaire a annoncé de nombreuses actions visant à augmenter sa performance industrielle. Tout d'abord, la conception d'un EPR simplifié (EPR2) qui doit permettre, tout en gardant les mêmes exigences de sûreté, de le rendre plus facile et économique à construire. Mais aussi l'introduction dans l'industrie nucléaire des méthodes de *system engineering* utilisées aujourd'hui avec succès dans l'aéronautique et qui permettent à tous les acteurs, y compris les fournisseurs, de partager les mêmes données, de la conception jusqu'à la construction du réacteur.
- Le financement : dans le cas du projet Hinkley Point C au Royaume-Uni, la Cour des comptes britannique a montré le potentiel de gain très important sur les coûts financiers, *via* une meilleure répartition des risques entre les différentes parties prenantes. Par exemple, au Royaume-Uni, il serait nécessaire de faire passer la rémunération du capital (après impôt) de 9 % (valeur proche du taux

retenu par EDF pour le projet) à 6 %, en considérant le projet comme une infrastructure nationale et en lui faisant bénéficier du cadre d'investissement associé. Cette baisse du coût du capital permettrait de réduire d'un tiers le coût du kilowattheure pour le consommateur. Une réflexion reste à mener pour déterminer le montage permettant une meilleure répartition des risques entre les différents acteurs. Ainsi, les Britanniques ont proposé, pour le projet Wylfa, une participation directe du gouvernement couvrant un tiers du financement. Ils étudient actuellement, pour le projet Sizewell C, le mécanisme du Regulated Asset Based (RAB⁽⁵⁾) qui permet à la fois de répartir le risque de construction entre les investisseurs et les consommateurs, et de verser des revenus aux investisseurs, et ce dès la phase de construction.

La question de la compétitivité

La question de la compétitivité de chaque moyen de production sera de plus en plus impactée par le prix du CO₂, et ne pourra donc plus être posée de manière isolée : on devra tenir compte des interdépendances au sein du système électrique (part des sources non pilotables, limites des moyens de stockage et des autres sources de flexibilité) et de la structure du marché de l'électricité.

Le nouveau nucléaire, un moyen bas carbone pilotable 24h/24, 7j/7⁽⁶⁾ et offrant une grande flexibilité (variation possible de 5 % de la puissance nominale/min), ne peut en effet être comparé, au regard des services qu'il rend au système, qu'à d'autres moyens pilotables, comme l'hydroélectricité, ou à des moyens fossiles (charbon, gaz) équipés de systèmes de capture et de séquestration du carbone.

L'introduction des énergies renouvelables variables (éolien, solaire photovoltaïque) nécessite en effet de disposer de capacités de *back-up* et d'ajustement supplémentaires afin de garantir la qualité de l'électricité et l'équilibre offre-demande⁽⁷⁾. Elle implique également un renforcement des réseaux électriques. Ces effets conduisent à des coûts supplémentaires pour le système électrique qu'il faut intégrer lorsque l'on compare entre eux les coûts de production des différentes technologies. Une récente étude de l'OCDE montre ainsi que ces « coûts de système » progressent de 7 €/MWh à près de 45 €/MWh, lorsque la part des renouvelables variables passent de 10 à 75 % du mix électrique⁽⁸⁾.

Les enjeux industriels

En octobre 2019, EDF annonçait un nouveau retard à Flamanville lié à l'exigence, posée en juin par l'ASN, de reprendre des soudures non conformes au cahier des charges.

On annonçait, un mois avant, le démarrage du second EPR de Taishan en Chine. Les deux EPR chinois sont aujourd'hui en exploitation commerciale, dont l'un depuis plus d'un an, avec un prix de vente de l'électricité publié à 55 €/MWh⁽⁹⁾. Le chantier de Taishan, parce qu'il a démarré après les chantiers français et finlandais, a pu bénéficier de leur retour d'expérience. Mais surtout, la Chine a mis en ligne plus de trente nouveaux réacteurs depuis 2010, alors que la France n'a pas lancé de grand chantier de constructions neuves depuis le début des années 1990.

Les nouvelles constructions requièrent des compétences spécifiques, différentes de celles qu'exige la maintenance. Grâce à Flamanville, la filière a reconstitué ces compétences, mais les avancées en la matière restent fragiles.

Des compétences spécifiques

La construction de nouveaux réacteurs nucléaires demandent des métiers qui diffèrent de beaucoup de ceux des chantiers de maintenance, et se caractérisent par des exigences très strictes en matière de gestion de grands projets, d'études de sûreté, d'assurance qualité, en pureté des matériaux, en comportement des équipements sous irradiation, en tenue à long terme, etc. Il a donc fallu reconstituer l'ensemble de cette chaîne industrielle spécifique pour construire les EPR d'Olkiluoto 3 et de Flamanville 3, dans un contexte d'évolution des référentiels réglementaires.

Dans le cadre de ces deux projets, EDF et Framatome ont qualifié plus de six cents fournisseurs d'équipements et services et obtenu des progrès sensibles sur la qualité et le calendrier des fournitures. La totalité de la chaîne industrielle – systèmes, services et composants – a été qualifiée au niveau « qualité nucléaire », un *process* qui peut prendre jusqu'à deux ans. Pour bien des prestataires, il a fallu investir en compétences, par recrutements ou par programmes internes de formation, dans des domaines spécifiques au nucléaire.

Des compétences fragiles

Alors que le chantier de Flamanville se termine, dans une étude réalisée en octobre 2018 pour la SFEN⁽¹⁰⁾ par le BCG auprès de soixante-dix-neuf entreprises de la filière, 40 % des personnes interrogées ont indiqué qu'elles sont en dessous ou en limite du seuil d'activité souhaitable. Certaines entreprises peuvent reporter en partie et à court terme les compétences qu'elles ont développées pour l'EPR sur le chantier britannique d'Hinkley Point C (HPC), sur ITER ou sur des chantiers de Rosatom, mais ces différents chantiers ne mobilisent pas nécessairement toutes leurs compétences. Plus de la moitié des responsables interrogés déclarent qu'ils peuvent être amenés à redéployer leurs effectifs vers d'autres filières, dans l'industrie pétrolière et le naval de Défense, avec le risque important que ces redéploiements s'avèrent définitifs. 58 % déclarent que, sans intervention d'une

(5) CORDIER P.-Y. (2019), « Financement du nouveau nucléaire britannique : qui veut du RAB ? », *RGN*, mars.

(6) Insérer le taux de disponibilité du parc français (demande de la Cour des comptes à RTE – En attente de concrétisation de cette demande).

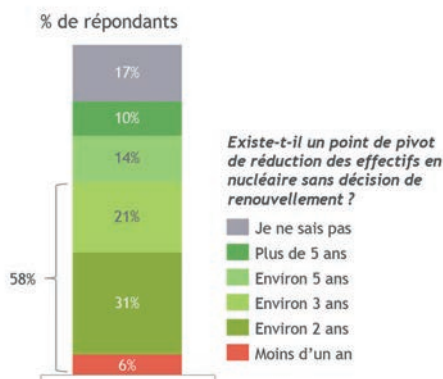
(7) La flexibilité de la demande contribue également à cet équilibre en fonction des incitations tarifaires.

(8) <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2019/7299-system-costs.pdf>

(9) REUTERS, *UPDATE 1-China sets floor prices for 3rd gen nuclear projects*, 2 avril 2019.

(10) SFEN, note technique « Quand décider du renouvellement du parc nucléaire ? », mai 2019.

Sans renouvellement, risque à ≤ 3 ans sur les effectifs pour 58% des répondants



Note : N = 101 répondants.

Figure 1.

décision sur le renouvellement du parc nucléaire dans les trois ans, ils commenceront à réduire leurs effectifs.

La filière sera donc bientôt face au risque de perdre l'expérience regagnée grâce à l'EPR de Flamanville. Au-delà du risque de perte des pures compétences techniques, les personnes interrogées mettent en garde contre le risque d'une perte de la culture de sûreté. « Il faut des années pour construire une culture de sûreté au sein de votre collectif, mais si vous ne la maintenez pas avec une activité pérenne et sur laquelle vos effectifs peuvent se projeter, vous pouvez la perdre très rapidement », explique un dirigeant.

L'absence de visibilité au-delà de cinq ans fait peser des menaces sérieuses sur la filière nucléaire française, à la fois au niveau de ses compétences et de ses perspectives à l'exportation. La filière souffre déjà, au même titre que tous les autres secteurs industriels en France, du manque de personnels formés dans les métiers techniques et est donc confrontée à de graves difficultés de recrutement (voir la Figure 2 ci-dessous). Si les dirigeants interrogés s'accordent à dire que ces difficultés sont pour partie

Difficulté généralisée à attirer des candidats qualifiés, et particulièrement en Soudage

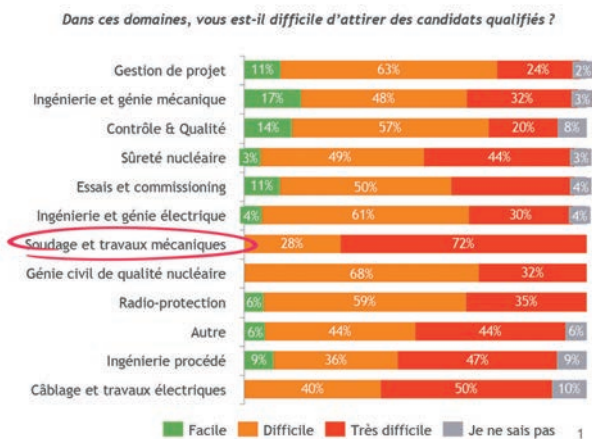


Figure 2.

liées à des facteurs structurels qui affectent également les autres industries nationales, ils se posent cependant des questions sur l'avenir de la filière en raison du manque de visibilité : « Nous avons de plus en plus de *turnover*, car les jeunes voient leur avenir bouché. »

Sans projet d'avenir, la filière ne sera pas en situation, face aux autres secteurs, d'attirer les talents dont elle aura besoin. Sans projet domestique, elle risque en outre de perdre sa crédibilité sur les marchés internationaux. Le compteur tourne déjà.

Bibliographie

SFEN (2018), « Les coûts de production du nouveau nucléaire français », mars.

SFEN (2018), « Le nucléaire français dans le système énergétique européen », mai.

SFEN (2019), « Quand décider d'un renouvellement du parc nucléaire français ? », avril.

OCDE-AIE (2019), "Nuclear power in a Clean Energy System", may.

OCDE-NEA (2019), "The costs of decarbonization: systems costs with high shares of nuclear and renewables".

IPCC (2018), "Special report: global warming of 1,5C", october.