

Nucléaire : déni de réalité, risque de fuite en avant

Même si cette question ne doit jamais faire perdre de vue la question énergétique dans son ensemble, la trajectoire nucléaire est au cœur de toutes les réflexions sur l'évolution du système électrique. L'objectif de baisse de sa part dans la production nationale, inscrit dans la loi, coïncide avec une crise sans précédent de cette industrie. Faute d'accepter cette perspective, l'industrie nucléaire privilégie au contraire une stratégie de maintien au plus haut niveau possible du parc nucléaire existant à travers la prolongation de son fonctionnement.

→ 50 % : un objectif cohérent

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) de 2015 fixe dans ce domaine un objectif clair : passer d'environ 75 % aujourd'hui à 50 % à l'horizon 2025. Compte tenu des perspectives en matière de consommation, cet objectif signifie qu'un certain nombre des 58 réacteurs actuellement en exploitation doivent être définitivement arrêtés.

Cette réduction de la capacité nucléaire en service répond à plusieurs préoccupations :

- la nécessité de réduire la dépendance de l'approvisionnement électrique et, partant, de son coût à une seule technologie, le risque d'un problème de sûreté générique sur l'ensemble du parc étant d'autant plus grand que ce dernier est très standardisé ;
- le vieillissement du parc, dont les réacteurs conçus à l'origine sur la base d'une démonstration de sûreté à 40 ans comptent en moyenne 32 ans de fonctionnement, et les incertitudes sur les conditions de leur exploitation au-delà de cette échéance ;
- la volonté de diversification du mix de production électrique dont découle la nécessité de faire une place sur le marché aux énergies renouvelables afin qu'elles se développent et atteignent *a minima* une part de 40 % de la consommation en 2030,

La loi ne fixe pas d'orientation pour le nucléaire au-delà de l'atteinte de cette part de 50 % de la production. Pour autant, cette première étape dans la transformation du système électrique est en parfaite cohérence avec l'ensemble des objectifs fixés par une trajectoire énergétique qui repose sur une stratégie globale de sobriété, d'efficacité et de déploiement des renouvelables visant l'atteinte à long terme de la neutralité carbone.

→ Déni et obstruction

Dans l'immédiat, la mise en œuvre de cet objectif de réduction se heurte, avant toute autre considération, à l'impossibilité dans laquelle semble se trouver l'industrie nucléaire de se projeter dans une perspective de réduction de ses capacités de production. Dans le cadre de l'élaboration de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), un atelier distinct de celui sur le "mix électrique" a été consacré à la "filiale nucléaire". Tout en soulignant la nécessité d'une visibilité et d'un cadre clair sur le plan politique, **ni les services de l'État, ni les acteurs de la filière n'ont évoqué lors de cette réunion l'objectif de 50 %**, comme s'il était hors sujet lorsqu'il s'agit de réfléchir à la stratégie industrielle.

Dans l'atelier sur le "mix électrique", quelques jours plus tard, **seuls deux scénarios issus du Bilan prévisionnel développé par RTE ont été présentés aux participants**, au prétexte que seuls des scénarios conformes à l'objectif prioritaire de maîtrise des émissions de gaz à effet de serre méritaient de l'être. Cet argument, contestable par ailleurs, cache assez mal le fait que les deux scénarios retenus sont ceux dans lesquels la capacité nucléaire se maintient au plus près de son niveau actuel :

- le scénario AMPERE est construit autour d'une logique de fermeture des réacteurs au rythme auquel le développement des énergies renouvelables le permet sans recours à de nouveaux moyens thermiques. Cette logique se poursuit jusqu'à atteindre le seuil de 50 % de nucléaire, en 2030, après quoi plus aucune fermeture de réacteur n'est considérée. La capacité nucléaire installée est ainsi de 48 GWe en 2035, contre 63 GWe aujourd'hui (sachant que dans tous ses scénarios, RTE retient l'hypothèse d'une fermeture des deux réacteurs de Fessenheim et d'un démarrage de l'EPR de Flamanville en 2018-2019) ;
- le scénario VOLT, dans sa construction, ne vise même pas à atteindre à une échéance quelconque, par réduction, l'objectif de 50 % fixé par la loi. Il postule que les capacités nucléaires restent en service tant qu'elles trouvent un espace économique pour rentabiliser leur exploitation. Si cela se traduit dans tous les cas par une réduction de capacité, le scénario VOLT maintient néanmoins 55 GWe à l'horizon 2035.

À l'inverse, les deux autres scénarios ont été écartés : WATT, dans lequel chaque réacteur est fermé à l'échéance de son quatrième examen décennal, ne laissant que 8 GWe nucléaires en service en 2035, et même HERTZ, où la capacité atteinte est 39 GWe.

→ Un postulat de compétitivité du nucléaire

L'enjeu principal pour l'industrie nucléaire est précisément de plaider l'espace économique qui existerait pour le maintien de la capacité nucléaire, sachant pertinemment que ce maintien prive à son tour de toute leur place économique les efforts d'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables.

En regard de cette stratégie, les deux scénarios AMPERE et VOLT reposent globalement sur des postulats communs :

- la prolongation du fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans est considérée comme maîtrisable techniquement et financièrement et constitue à ce titre l'option de référence pour la gestion du parc nucléaire ;
- pour permettre un développement soutenu des énergies renouvelables sans contraindre la capacité nucléaire, ils s'appuient sur des trajectoires de consommation qui, bien qu'en légère baisse ou en reprise pour revenir à 2035 au niveau actuel, sont parmi les plus hautes retenues par RTE ;
- surtout, dans la mesure où ces débouchés s'avèrent rapidement insuffisants, ces scénarios modélisent une très forte augmentation des exportations d'électricité : le solde exportateur

correspond respectivement à l'équivalent de 20 et 24 réacteurs de 900 MWe fonctionnant pour les besoins des pays voisins ;

- le maintien des capacités nucléaires correspondantes et de leur débouché économique sur le marché domestique et à l'export, repose sur des hypothèses de coût de production extrêmement favorables, plaçant le parc nucléaire prolongé comme durablement plus compétitif que les énergies renouvelables ;
- enfin, ces hypothèses de coût, fondées sur des données fournies par EDF sans le détail nécessaire à leur examen indépendant, reposent à leur tour sur des hypothèses très optimistes sur les conditions de poursuite de l'exploitation et de prolongation au-delà des 40 ans de l'ensemble du parc.

→ Des coûts contestables et non vérifiables

La prolongation des réacteurs au-delà de 40 ans est généralement présentée comme une option plus naturelle et moins risquée que l'arrêt des réacteurs à cette échéance. Les scénarios de RTE apportent en creux une alerte sur les risques associés à cette prolongation.

Le chiffre avancé par EDF est celui d'un coût "restant à engager" de 32 €/MWh en valeur centrale (avec une fourchette de 30 à 35 €/MWh, en fonction notamment du volume de production). EDF a également déclaré lors de l'atelier "filiale nucléaire" que le coût correspondant à la maintenance lourde pour atteindre 40 ans, au renforcement post-Fukushima et à la prolongation au-delà de 40 ans s'élevait à 10 €/MWh sur la période 2018-2025 (compris dans les 32 €/MWh précédents), dont 2,5 €/MWh spécifiquement pour la prolongation.

Ces chiffres, contradictoires notamment avec les analyses menées par la Cour des Comptes, sont invérifiables en l'état actuel des informations fournies par EDF. L'exploitant se refuse par exemple à détailler les postes de travaux pris en compte pour la prolongation en regard des points de discussion évoqués par l'Autorité de sûreté nucléaire, alors même que celle-ci n'a pas encore remis son avis générique sur les opérations nécessaires pour atteindre l'exigence qu'elle a formulée : s'approcher autant que possible, après la prolongation, du niveau de sûreté de réacteurs de nouvelle génération, tels que l'EPR¹.

De plus, plusieurs facteurs d'influence à la hausse sur ces coûts semblent systématiquement négligés par EDF, et donc insuffisamment pris en compte dans les scénarios de RTE :

- l'impact possible du suivi de charge sur le coût de production : même si d'importantes limites techniques s'opposent à la généralisation de la modulation de puissance des réacteurs envisagée par EDF, cette modulation peut apparaître comme un levier de complémentarité entre nucléaire et énergies renouvelables. **La modulation s'accompagne cependant inévitablement d'une baisse de productivité** qui dégrade très rapidement le coût de production nucléaire ;
- le coût indirect de l'indisponibilité associée aux travaux de maintenance, de renforcement et de prolongation, qui peut rapidement augmenter si, comme l'indique le retour d'expérience, les durées d'arrêt associées à ces opérations sont mal maîtrisées. **L'ASN a indiqué, dans le cadre des consultations mises en place par RTE, que l'hypothèse centrale de 6 mois retenue par RTE pour la 4^{ème} visite décennale s'avérerait très probablement insuffisante ;**
- les coûts fixes associés au fonctionnement du parc nucléaire, notamment à l'exploitation des usines du "cycle" du combustible (et dans certains cas, également à la maintenance lourde et au réinvestissement dans ces installations). Ces coûts, supportés par moins de réacteurs,

¹ Ce qui inclut par exemple des sujets tels que la mise en œuvre dans chaque réacteur d'un récupérateur de corium, ou des dispositifs de renforcement du confinement.

augmenteront en effet nécessairement du fait d'un fonctionnement bien en-deçà du dimensionnement de ces installations.

→ Un risque important de non rentabilité

En tout état de cause, ces coûts, comparés par EDF au coût complet de nouveaux moyens de production pour justifier de donner la priorité d'investissement à la prolongation du parc, ne sauraient garantir la rentabilité de cette opération. Pour cela, il faudrait en effet comparer ces coûts restant à engager avec les coûts marginaux d'autres moyens de production installés aujourd'hui et dans les années qui viennent en Europe, dans le contexte d'une surcapacité globale tirant vers le bas les prix de marché.

En outre, toute perte de compétitivité du nucléaire par rapport à l'hypothèse affichée par EDF risque d'entraîner une spirale de dégradation de ses coûts : la perte de débouchés entraîne en effet, à capacité constante, une diminution du facteur de charge du parc qui conduit très rapidement à une hausse des coûts de production, essentiellement constitués de coûts fixes. Il est dès lors vraiment très hasardeux de construire la stratégie d'évolution du système électrique sur le postulat que le parc nucléaire prolongé trouvera facilement un débouché sur le marché européen sans vendre à perte.

Reposant sur ce pari risqué, les scénarios AMPÈRE et VOLT misent implicitement, dans le cas probable où le coût de production du parc nucléaire prolongé serait durablement supérieur aux prix de marché, sur une garantie de compensation des pertes assimilable à un tarif d'achat garanti, ce qui constituerait évidemment une subvention massive aux dépens du développement d'autres options en France comme en Europe.

→ Un risque sur la sécurité d'approvisionnement et sur les émissions de CO₂

Au vu de l'évolution du marché européen de l'électricité et des baisses attendues du coût des énergies renouvelables, le risque est grand que les capacités nucléaires perdent leur compétitivité dans les prochaines années. Dans cette hypothèse, les coûts échoués associés aux scénarios misant sur le maintien d'un grand nombre de réacteurs s'avèreraient extrêmement très lourds.

Les conséquences potentielles d'une stratégie de maintien d'une capacité nucléaire importante ne sont pas qu'économiques. Les conditions d'exploitation et de maintenance en service de ce parc, si elles s'éloignent des hypothèses d'EDF pour se rapprocher d'hypothèses plus réalistes au vu du retour d'expérience, ont des conséquences immédiates sur la sécurité du système électrique et sur ses émissions de gaz à effet de serre.

Le risque est essentiellement celui d'une indisponibilité plus forte que prévue des réacteurs, qui peut être liée à des délais allongés d'arrêt pour travaux lors de la 4^{ème} visite décennale (VD4) - voire à la non obtention de l'autorisation de prolongation attendue, sans avoir mis de solutions alternatives en place -, mais aussi à la nécessité de mise à l'arrêt simultanée d'une partie significative du parc en cas de découverte d'un nouveau problème générique de sûreté. Dans tous les cas, la perte de capacité correspondante se traduirait par un risque de rupture d'approvisionnement et par un recours à des moyens thermiques carbonés pour y faire face.

Dans son Bilan prévisionnel, RTE met en évidence ce risque en testant l'hypothèse d'une durée moyenne d'arrêt pour la VD4 d'un an au lieu de 6 mois. Ceci conduit mécaniquement à ne plus pouvoir programmer ces arrêts hors saison hivernale, où la consommation est plus élevée du fait notamment du chauffage électrique. Au pic du programme de prolongation, ce sont ainsi jusqu'à cinq ou six réacteurs qui peuvent manquer dans cette période cruciale, faisant peser une contrainte très importante sur le système.

Ce risque, comme le met bien en évidence le Bilan prévisionnel, est d'autant plus grand que le niveau de consommation et le recours au nucléaire restent élevés. Les scénarios de RTE ne traduisent toutefois que très partiellement le risque associé à ce type de trajectoire : en effet, ils modélisent l'évolution du parc comme si l'obtention des autorisations de prolongation et les durées d'indisponibilité associées pouvaient être décidées à l'avance. **Ils ne reflètent donc en aucune façon l'incertitude qui pèse inévitablement sur ces facteurs.** En pratique, la mise en œuvre d'une stratégie reposant sur le maintien en fonctionnement de réacteurs devra :

- soit s'accompagner de la mise en place des moyens de réserve thermique destinés à couvrir cette incertitude, dégradant leur bilan sur tous les plans (énergie, gaz à effet de serre, coûts, ...)
- soit s'exposer au risque de rupture de la sécurité d'approvisionnement.

→ Des enjeux de sûreté négligés

Le risque de dégradation des conditions de maintenance et de prolongation des réacteurs n'est pas théorique, mais bien réel. L'industrie nucléaire n'apporte aujourd'hui aucune des garanties nécessaires sur sa capacité à maîtriser le chantier que représente un programme de cette ampleur. Au contraire, sa situation actuelle, et le constat des nombreux problèmes auxquels elle doit faire face incitent à la plus grande réserve.

L'industrie nucléaire est en grande difficulté financière. Sa réorganisation récente et l'injection de 7,5 milliards d'euros de capital en 2017 n'apportent aucune solution structurelle à ses problèmes : cash flow négatif, pertes cumulées, dette élevée, charges à long terme insuffisamment provisionnées, actifs survalorisés et besoins d'investissement dépassant très largement ses capacités propres. De plus, en l'absence de réorientation stratégique, cette pseudo-restructuration pérennise de fait un modèle organisé autour de l'EPR et du retraitement du combustible usé à La Hague – activités dont les perspectives à l'international sont très compromises.

La filière nucléaire française a par ailleurs fourni récemment une démonstration de plus en plus claire de ses difficultés à maîtriser les enjeux fondamentaux de sûreté. Les non conformités découvertes sur la tenue au séisme de tuyauteries ou d'éléments de groupes diesel de secours² illustrent l'état de vétusté de certains équipements découlant d'un défaut de surveillance et de maintenance appropriées. Les problèmes de fabrication découverts à l'usine Creusot-Forge, qui a fabriqué la grande majorité des équipements lourds des réacteurs français, illustrent une perte de qualité qui conduit notamment à autoriser par dérogation une cuve non conforme aux exigences de qualité sur l'EPR de Flamanville. Les pratiques de falsification mises à jour à grande échelle dans cette usine, et chez au moins deux autres fournisseurs nucléaires en France, indiquent qu'aucune confiance ne peut plus être donnée, ni aux industriels ni même à la chaîne de contrôle.

Dans ce contexte, il y a fort à craindre que la prolongation du parc ne se déroule pas dans des conditions de maîtrise industrielle permettant d'éviter les risques évoqués précédemment en termes de coût, de sécurité d'approvisionnement ou d'émissions de CO₂.

Il est aussi vraisemblable que la nécessité de disposer des capacités nucléaires conformément à une trajectoire prévue exerce une pression à la baisse sur les exigences de sûreté.

En d'autres termes, toutes les conditions sont réunies pour qu'une stratégie de maintien en service d'une part importante du parc existant, loin de s'approcher de l'objectif affiché de tirer le parc vers le niveau de sûreté de l'EPR, augmente de fait le risque d'un accident majeur.

² Soit plus de 40 réacteurs se trouvant, depuis une durée indéterminée, en risque de perte totale d'alimentation électrique et/ou de refroidissement en cas de séisme aggravé.

→ Face à cette situation, que faire ?

1. Il n'est pas possible de construire une stratégie et de prendre une décision aussi structurante pour l'avenir du système électrique sur la base d'hypothèses systématiquement favorables à la prolongation du parc fournies par EDF sans que l'on puisse les vérifier ni les objectiver : un processus transparent et pluraliste d'examen de ces hypothèses, notamment du coût "restant à engager" sur le nucléaire et du réalisme des exportations, est un préalable indispensable au débat.
2. L'analyse de la situation et celle des scénarios RTE confortent au contraire l'idée que les risques associés au maintien d'une forte capacité sont élevés et qu'à l'inverse de la stratégie actuelle, **la fermeture des réacteurs à l'horizon de leur 4^{ème} réexamen décennal doit être la règle, et la prolongation l'exception.**
3. Outre la mise en œuvre des actions sans regret d'efficacité énergétique et développement des renouvelables qui doivent permettre de donner la priorité à ces fermetures, il est essentiel que **la trajectoire nucléaire soit précisée de manière transparente et volontariste**, avec notamment un nombre de fermetures inscrites dans la seconde PPE.
4. Cette trajectoire doit s'appuyer sur des éléments d'appréciation partagés en termes de priorité de fermeture du point de vue de la sûreté, de la rentabilité et des risques sur le réseau. Par conséquent, des processus d'évaluation pluraliste de ces facteurs doivent être mis en place et alimenter le débat. Cet exercice doit notamment permettre d'anticiper les besoins de reconversion afin d'accompagner les territoires concernés vers des projets territoriaux de transition énergétique.