

L'avenir économique du nucléaire : leçons mondiales et françaises d'une décennie

Laurent Joudon*

@ 44679

Nous écrivions en 2014 [Joudon, 2014] que le développement et le renouvellement des moyens de production nucléaire étaient des leviers indispensables pour décarboner l'électricité et que le coût de ceux-ci n'était pas un obstacle, moyennant un effort de maîtrise industrielle et de régulation économique. Les dix dernières années ont renforcé cette assertion. Toutefois, le rythme que requièrent des scénarios de réelle lutte contre le changement climatique n'est pas encore atteint. Sur le plan européen — et spécialement français, des gestes récents améliorent le cadre institutionnel et politique, mais les perspectives resteront fragiles tant que les leçons de la décennie écoulée, notamment en matière de gouvernance économique et industrielle, n'auront pas été tirées.

Une nécessité mondiale confirmée, mais le régime de croisière n'est pas encore atteint

Plus encore qu'il y a dix ans, la lutte contre le changement climatique demande un effort mondial de développement de la production nucléaire, en complément et non en substitution de la nécessaire maximisation de l'électricité renouvelable et de la sobriété énergétique. La raison tient au rôle, réévalué ces dernières années, de l'électrification pour décarboner les usages de l'énergie : directement, mais aussi via la production d'hydrogène et de carburants de synthèse. Ainsi, la production d'électricité en 2035, telle que vue dans les travaux prospectifs 2023 de l'AIE comparés à ceux de 2013, est accrue de 16 % dans le scénario d'ambition minimale et de 47 % dans le scénario compatible avec moins de 2 °C de réchauffement climatique.

Dans ce cadre, un rythme annuel moyen de 18 à 24 GW de nouveaux réacteurs, sur les trente

ans à venir, est requis pour maintenir la part du nucléaire à 8-9 % dans le bouquet électrique mondial [AIE, 2023] : ce pourcentage semble modeste, mais il est à la fois précieux et volontariste. Où en est-on ? Les réalisations de la décennie écoulée en sont loin : les mises en service ont atteint quelque 7 GW par an, et les 64 GW en construction [AIEA] ne vont pas accroître ce rythme dans les dix ans à venir. Sont planifiés 92 GW supplémentaires dont les démarrages n'interviendront guère avant 2035.

Les contrastes géographiques demeurent, mais l'Union européenne commence à évoluer

Autre point resté invariant, voire accentué par rapport au tableau de 2014 : environ 90 % des réacteurs connectés depuis ou en chantier à ce jour se situent en Asie et en Russie, y compris dans des pays « primo-accédants » (tels la Turquie ou les Émirats arabes unis). Les coûts de construction qu'on a pu observer se situent dans la zone qu'on évoquait il y a dix ans, typiquement 3 000-4 000 \$ par kilowatt. Les questions de capacité industrielle, d'acceptabilité, de sûreté et

* Les propos tenus ici reflètent les vues de l'auteur et n'engagent aucune organisation.

de cycle du combustible (deux points sur lesquels la communauté internationale doit rester vigilante), de financement, de relations diplomatiques conditionnent le développement quantitatif bien plus que la compétitivité.

Le constat est le même si l'on regarde les modèles de réacteurs «avancés» : le paysage est dominé par les réacteurs Hualong-1 (ou HPR-1000), avec 6 réalisations et 13 tranches en construction, le VVER-1200 ou son avatar VVER-TOI (6 et 17) et l'APR-1400 coréen (6 et 4). Les développements de l'EPR (3 et 3) ou de l'AP-1000 de Westinghouse (6 réalisations) sont plus modestes et leur construction dans les pays occidentaux a connu de lourdes dérives de coûts et de délais. Constaté que les deux champions sont russe et chinois n'est pas un confort pour les pays démocratiques. L'essor des petits réacteurs modulaires reste une piste à valider, comme l'illustre en France la récente décision d'EDF de remettre à plat la conception de son projet NUWARD [SFEN, 2024].

Il est vrai que l'Europe et les États-Unis (encore la moitié du parc mondial) ont connu depuis dix ans une moindre croissance de la demande d'électricité et se sont focalisés, avec des efforts en voie de succès, sur la prolongation de durée d'exploitation de leurs réacteurs, tandis que le Japon remet progressivement en service des réacteurs arrêtés après Fukushima. Cette décennie a-t-elle permis de bien préparer l'avenir, d'allumer des feux verts pour relancer des programmes de construction afin de remplacer une partie significative des tranches qui fermeront à partir de 2035?

Le contexte politique et réglementaire s'est amélioré dans l'UE, sous les aiguillons de l'ambition climatique du *Green Deal* et de la récente crise énergétique. Après d'âpres débats sur la taxonomie et le *market design*, le nucléaire est reconnu comme une technologie qu'on peut soutenir [Commission européenne, 2022], tandis que la possibilité de recourir à des contrats long terme (dits «pour différence») entre puissance publique et opérateur a été ouverte — sous quelques conditions — pour toutes les filières décarbonées,

dont le nucléaire¹. Le modèle du marché électrique européen reste certes basé sur la primauté des prix de court terme et sur la concurrence comme fin en soi, mais c'est un premier pas utile vers une meilleure prévisibilité pour les producteurs et les consommateurs, vers un partage plus efficace des risques et vers la possibilité de piloter les trajectoires vers la neutralité carbone.

La France renoue avec la programmation, mais des questions restent à traiter

En France, une politique énergétique affirmant clairement le rôle de l'électrification et du nucléaire, avec une programmation pour ce dernier, s'est affirmée depuis trois ans : discours de Belfort², tenu par le président de la République à peine plus d'un an après la décision de son gouvernement de fermer la centrale de Fessenheim³, loi de «facilitation» du nouveau nucléaire⁴, projet de stratégie française énergie-climat⁵. Trois paires de tranches EPR2 sont engagées, avec des sites désignés (Penly, Gravelines, Bugey) pour des mises en service espérées à partir de 2036, tandis que l'option d'en construire huit de plus est posée. Cet effort, joint à la prolongation de durée de fonctionnement du parc existant, permettrait à la production nucléaire d'apporter en 2050 environ un tiers d'une offre électrique de l'ordre de 800 TWh, nécessaire à la neutralité carbone, à la souveraineté énergétique et à la pérennité de notre industrie.

L'ambition d'un nouveau programme nucléaire français reste cependant exposée à des questions encore pendantes sur la gouvernance de celui-ci : maîtrise et organisation industrielles, modèle économique et relation entre l'État et EDF. Nous les examinons maintenant.

Questions industrielles

Dix ans n'auront pas tout à fait suffi pour produire, en profitant du retour d'expérience des EPR d'Olkiluoto et de Flamanville, un modèle amélioré (l'EPR2), plus facile à construire et prêt pour une mise en chantier, avec des plans d'exécution consolidés. Or, le plan de conception

(*basic design*) de cet EPR2 a lui-même pris du retard, comme annoncé par EDF début 2024 [AEF, 2024]. Corrélativement, le coût prévisionnel de ces réacteurs ne semble pas stabilisé : estimé à 51,7 milliards d'euros (Md€) par le gouvernement en 2021 (pour les six tranches), celui-ci a été réévalué à 67,4 Md€ il y a quelques mois [Les Échos, 2024] (les deux chiffres sont en monnaie 2020). En euros d'aujourd'hui et en arrondissant, on peut retenir près de 8000 €/kW.

Un tel chiffre n'est pas disqualifiant, comme nous le montrons plus loin. L'essentiel réside dans la qualité des études et de la conception détaillée, dans l'éradication des facteurs qui ont conduit aux dérives de Flamanville. Jean-Martin Folz évoque clairement ceux-ci dans son rapport de 2019 [Folz, 2019] : « Sans doute soumis à une forte pression hiérarchique et médiatique, les responsables du projet ont longtemps été dans le déni puis n'ont pu que repousser au rythme des mauvaises nouvelles la date espérée de mise en service tout en s'efforçant toujours de minimiser le retard annoncé ». Le management par des objectifs de coûts et de rentabilité des capitaux selon une norme d'entreprise privée conduit en effet à des biais d'optimisme coûteux. De plus, le souhait d'exporter le modèle EPR, réussi en Chine mais lourdement sanctionné par la dérive des coûts de Hinkley Point (de 18 Md£ initiaux à 31 voire 34 Md£₂₀₁₅ selon la dernière estimation d'EDF [EDF, 2024]) après un engagement téméraire en 2016, a compliqué le travail de l'ingénierie, pris entre la préparation d'offres internationales et le patient travail de stabilisation du design d'un EPR amélioré.

Cette primauté de la maîtrise industrielle sur l'annonce du coût est illustrée par la récente décision du gouvernement tchèque. Pour construire deux tranches à Dukovany (avec une option sur deux autres), l'offre de KHNP (un modèle de 1000 MW dérivé de l'APR-1400) a été préférée à celle d'EDF en raison notamment de la capacité des Coréens à s'engager sur un coût (qui avoisine 8000 €/kW) et un délai. Regarder d'autres modèles que l'EPR2 semble stratégique pour conduire un programme nucléaire en France : tant que la performance, en conception et en réalisation, n'est

pas démontrée — ce qui attendra au moins un premier retour d'expérience de l'aménagement de Penly 3-4, il sera bon d'ouvrir un choix pour les décisions futures. Dans le même ordre d'idées, la Cour des comptes relevait en 2020 que « la seule hypothèse actuellement mise à l'étude par les pouvoirs publics en matière de nouveau nucléaire est celle de la construction de six réacteurs de type EPR2 » [Cour des comptes, 2020].

Questions économiques

Quel sera le coût de revient de la production nucléaire ? Retenons, à titre heuristique, un coût de construction de 12,5 Md€ par tranche EPR (presque 8000 €/kW), une construction en 9 ans et un taux d'actualisation de 3,5 % (en termes réels). Avec quelques hypothèses annexes, on obtient 86 €/MWh : sans doute comparable au coût de développement des filières renouvelables, en tenant compte des coûts d'insertion d'une production variable dans le système électrique. Avec une construction à 15 Md€ sur 12 ans, on monte à 98 €/MWh : encore acceptable dans un contexte où l'objectif premier est de pouvoir développer toutes les filières décarbonées.

Ce taux de 3,5 % est inférieur à la rentabilité du capital généralement attendue par les entreprises du secteur électrique. En revanche, il est pertinent, voire même un peu majorant, dans une optique d'emploi efficace des ressources pour la collectivité, une optique appropriée pour un programme d'investissement d'au moins 100 Md€. Les services de l'État évaluent ce taux à 3,2 % pour un risque moyen [France Stratégie et Direction générale du Trésor, 2023]. Le risque dont on parle ici est celui dit systémique, c'est-à-dire portant sur la valeur sociale des fruits de l'investissement selon les aléas macroéconomiques : un tel risque est modéré pour des installations de production électrique décarbonée, car il faudra de toute façon remplacer les capacités existantes. Le risque spécifique au projet (aléas de réalisation) est bien sûr significatif, mais il est assez indépendant de l'environnement économique et peut être réparti sur des dizaines de millions de consommateurs et contribuables, de sorte que son coût social est faible.

L'enjeu d'une convergence entre ce taux d'actualisation et les conditions de financement du nucléaire est donc majeur. Refaire les calculs ci-dessus avec un taux de 6 %, par exemple, et trouver respectivement 125 et 150 €/MWh, soit des niveaux qui condamnent le nouveau nucléaire, suffit à s'en convaincre. Un contrat de long terme entre l'investisseur et l'État, prévoyant la couverture du coût de construction tel que réalisé (avec quelques dispositions incitatives) via le prix de cession de l'énergie, permet cette convergence : faible coût de capital et partage efficace des risques spécifiques au projet. Cette architecture, dite « base d'actifs régulée », a été étudiée par des économistes britanniques [Newbery et al., 2019]. Mise en pratique pour le vaste chantier de génie civil souterrain du Thames Tideway Tunnel, elle a conduit, à l'issue d'un processus concurrentiel, à un coût de capital d'environ 3,5 % ; elle est envisagée pour la future centrale nucléaire de Sizewell C.

Questions institutionnelles

De nouveaux leviers de gouvernance économique du nucléaire sont apparus en 2022-2023 : la montée de l'État à 100 % du capital d'EDF et les latitudes concédées par l'UE aux États membres qui souhaitent instituer des contrats de long terme et intervenir davantage dans la formation des prix de l'électricité pour le consommateur final. Le gouvernement français s'y était largement employé, proposant un mécanisme reposant notamment sur des contrats de long terme pour le nucléaire nouveau et existant et incluant des transferts entre l'État et les consommateurs, visant à transmettre à ceux-ci les coûts contractuels (par des compensations, positives ou négatives, par rapport au prix de marché ; un véhicule de type fiscal est possible). Cela répond à la double idée de répartir les risques sur les coûts d'investissement et de réduire la volatilité sur les prix finals. La Commission européenne demanderait sans doute des contreparties pour accepter ce modèle, notamment pour garantir une concurrence à l'aval, mais cela ne signifie pas le retour au projet Hercule : le contexte a bien changé.

Refonder une relation État-EDF pourrait ainsi s'appuyer sur ces instruments de régulation et prévoir les engagements qui sécurisent les trajectoires financières : apports de capital et rémunération de l'actionnaire, plans d'investissement, contrats long terme (typiquement base régulée d'actifs pour le nouveau nucléaire), incitations et performance d'EDF, recette régulée du nucléaire, couverture des risques et évolution de l'endettement de l'entreprise. Cette cohérence globale faciliterait notamment la convergence entre coût de financement et taux d'actualisation évoquée plus haut, et plus généralement la conduite d'un programme nucléaire de grande ampleur.

Pourtant, tournant le dos à ces leviers de gouvernance, un accord entre l'État et EDF, inséré dans un projet de loi sur la souveraineté énergétique non encore débattu à ce jour, est intervenu fin 2023⁶. Il prévoit pour l'essentiel, après la fin de l'ARENH en 2025, un accrochage des recettes du nucléaire aux prix de marché (ou aux anticipations qu'en ont les clients qui négocient des contrats pluriannuels privés), assorti de formules d'écêtement de la recette si les prix de marché atteignent des niveaux élevés. L'accord postule une espérance de recette de 70 €/MWh, qui donnerait « les moyens à EDF d'assurer son développement et de réaliser les investissements attendus nécessaires à la réussite de la transition énergétique ». L'économie de cet accord semble fragile : mettre des recettes frappées des aléas du prix de marché européen en face de dépenses exposées à d'autres aléas n'assure pas l'équilibre dans la durée et ne dit pas ce qu'il advient en cas de déséquilibre aigu.

L'avenir du nucléaire est-il bien ancré en France ? La qualité des réponses, à apporter désormais sans délai, pour s'assurer la maîtrise du modèle de réacteur à développer, un coût de financement en ligne avec l'intérêt socio-économique et un cadre cohérent et pérenne pour la relation État-EDF sera cruciale.

NOTES

1. Directive 2014/1711 et règlement 2014/1747 du 13 juin 2014.

2. Déclaration du président de la République sur la politique de l'énergie, Belfort le 10 février 2012.

3. Décret n° 2020-129 du 18 février 2020 portant abrogation de l'autorisation d'exploiter la centrale nucléaire de Fessenheim.

4. Loi n° 2023-491 du 22 juin 2023 relative à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes.

5. Consultation publique sur la Stratégie française énergie-climat, ministère de la Transition écologique, 29 novembre 2023.

6. Accord entre l'État et EDF sur le futur cadre de régulation du prix de l'électricité nucléaire, présenté par le ministre de l'Économie et des Finances le 14 novembre 2023 et projet de loi relatif à la souveraineté énergétique (NOR : ENER2335611L/Rose-1).

BIBLIOGRAPHIE

AEF, 2024. «EDF confirme des retards sur les plans de conception de l'EPR2», 20 février 2024.

AIE, 2023. World Energy Outlook 2023.

AIEA. Base de données PRIS (Power Reactor Information System).

Commission européenne, 2022. EU taxonomy : Complementary Climate Delegated Act to accelerate decarbonisation, JOUE du 15 juillet 2022.

Cour des comptes, 2020. Rapport public thématique « La filière EPR », 29 juin 2020.

EDF, 2024. «Point d'actualité sur le projet Hinkley Point C», communiqué de presse, 23 janvier 2024.

Folz J.-M., 2019. Rapport sur la construction de l'EPR de Flamanville au ministre de l'Économie et des Finances et au président d'EDF, 28 octobre 2019.

France Stratégie et Direction générale du Trésor, 2023. Guide de l'évaluation socioéconomique des investissements publics, sous la présidence de R. Guesnerie, janvier 2023. Voir p. 157 sq.

Joudon L., 2014. «Le nucléaire a-t-il un avenir économique dans le monde?», *La Revue de l'Énergie*, n° 621, septembre-octobre 2014.

Les Échos, 2024. «Nucléaire : la facture prévisionnelle des futurs EPR grimpe de 30 %», 4 mars 2024.

Newbery D. et al., 2019. "Financing low-carbon generation in the UK: The hybrid RAB model", Energy Policy Research Group – University of Cambridge, 31 juillet 2019.

SFEN, 2024. «Nuward : EDF va faire évoluer le design de son SMR européen», communiqué, 2 juillet 2024.

BIOGRAPHIE

Ingénieur et économiste de l'énergie, **LAURENT JOUDON** s'est intéressé, depuis les débats sur l'ouverture des marchés de l'électricité dans les années 1990 jusqu'aux actuels enjeux français et européens de la politique énergétique, aux questions d'efficacité et de choix d'investissement, de stratégie industrielle et d'entreprise, de régulation, d'organisation et de politiques publiques du secteur. Ancien directeur d'études économiques à EDF, il est également enseignant à Sciences Po Paris. Il est diplômé de l'École polytechnique et ingénieur civil des ponts et chaussées.