

EXCLUSIF

Ce que comient le rapport confidentiel d'EDF sur la modulation du parc nucléaire

Dans un rapport interne, l'électricien alerte sur les conséquences de l'intensification des variations de puissance de ses réacteurs atomiques, liée à l'essor du solaire et à une consommation électrique en berne. Surcoûts pour la collectivité, tensions industrielles et organisation des centrales bouleversée... *La Tribune* révèle les conclusions de ce document jugé explosif.

MARINE GODELIER ET JULIETTE RAYNAL

C'est un rapport que l'État préfère garder dans ses tiroirs. Quels sont les effets des variations de la puissance des réacteurs nucléaires, de plus en plus fréquentes avec l'essor des énergies renouvelables ? Dans une étude interne très attendue, EDF s'est penché sur la question. Car l'énergéticien affirme devoir brider ses centrales de plus en plus souvent pour éviter de produire trop d'électricité en journée, lorsque la consommation est faible et que les panneaux photovoltaïques prennent le relais. Avant de les relancer pour absorber la pointe du soir, quand le soleil disparaît.

Prévue pour décembre, l'étude sur ces « stop-and-go » n'a jamais été publiée. En cause, selon plusieurs sources concordantes : le risque de « mettre le feu aux poudres ». Dans un contexte de tensions exacerbées entre pro-nucléaires et pro-renouvelables, beaucoup redoutent que les conclusions ne soient instrumentalisées dans le débat sur la compatibilité, ou non, entre nucléaire et développement massif des éoliennes et des panneaux solaires.

Car le document, que *La Tribune* a pu consulter, tombe à un moment clé : le gouvernement prépare toujours la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), appelée à fixer les grandes orientations du mix énergétique français pour les prochaines années.

pour la collectivité »

D'abord, l'impact identifié par EDF sur le coût du système, et donc sur les prix de l'électricité, promet d'agiter les débats. « C'est la partie la plus explosive », estime une source proche du dossier.

L'entreprise retient comme hypothèse centrale une stagnation de la consommation électrique à 450 térawattheures (TWh) à l'horizon 2030. Un niveau inférieur à ceux projetés par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE), même dans son scénario le plus pessimiste. Dans ce contexte, l'expansion de la production renouvelable liée aux seuls projets déjà engagés engendrerait « des risques économiques majeurs pour la collectivité » française, prévient EDF. Or, c'est justement l'un des scénarios qui pourrait être privilégié dans la tant attendue PPE et que redoute la filière du solaire. Il correspondrait à une cible de 42 gigawatts (GW) de capacités photovoltaïques à l'horizon 2030. Un objectif qui peut être atteint sans lancer de nouveaux appels d'offres puisque la France compte actuellement 30 GW de capacités solaires installées et 10 GW déjà approuvés.

EDF concentre toutefois son analyse sur un scénario bien plus allant sur les énergies renouvelables, hérité de la première ver-

sion de la feuille de route énergétique, dont la publication avait été annulée *in extremis* à l'été dernier. Le groupe alerte ainsi sur les conséquences économiques « directes et sévères » qu'aurait un déploiement des capacités solaires tel que prévu à l'origine.

Baptisé Orange, ce scénario repose sur une cible de 54 GW de capacités photovoltaïques en 2030. Une option qui n'est désormais plus envisagée par l'exécutif : le ministre de l'Économie, Roland Lescure, a confirmé mardi, sur BFMTV, qu'il y aurait « moins » de solaire qu'« initialement prévu » invoquant une consommation électrique plus faible qu'attendu. Une inflexion qui fait écho aux mises en garde d'EDF.

Le scénario Orange engendrerait un effondrement des prix de marché et des revenus de l'ensemble des actifs français ne bénéficiant pas d'un dispositif de soutien, remettant en question leur viabilité.

Selon l'électricien, le scénario Orange se traduirait par près de 4 milliards d'euros de surcoûts annuels pour le système électrique, par rapport à une trajectoire plus modérée de développement des renouvelables en France et en Europe. La modulation du parc nucléaire triplerait par rapport à 2024, pour atteindre environ 90 TWh par an. Les écrêtements (c'est-à-dire la part



Un agent EDF devant une centrale nucléaire AFP

Des « risques économiques majeurs

d'électricité renouvelable volontairement non injectée sur le réseau faute de débouchés) grimperaient jusqu'à 5% de la production. Soit un doublement par rapport à 2024, après un triplement l'année précédente.

Côté producteurs, ce scénario engendrerait, selon EDF, un effondrement des prix de marché et des revenus de l'ensemble des actifs français ne bénéficiant pas d'un dispositif de soutien. Remettant ainsi en question leur viabilité. L'électricien anticipe ainsi un prix moyen annuel en 2030 inférieur au plus bas niveau jamais observé historiquement sur le marché, y compris lors de la crise sanitaire, sans toutefois divulguer un prix précis.

L'importance des choix allemands

Dans ce contexte, EDF redoute une forte dégradation de la rentabilité de son parc nucléaire et hydraulique. Et aucun avantage pour les ménages : ces derniers supporteraient, grâce à des prélèvements directs ou indirects, le coût global d'un système électrique suréquipé, estime le groupe.

À périmètre constant, le coût du soutien public aux énergies renouvelables pourrait s'alourdir de près de 5 milliards d'euros. En cause : le mécanisme de complément de rémunération, qui oblige l'État à compenser l'écart entre le prix de marché et le tarif contractuel lorsque le premier est inférieur au second.

Le rapport alerte enfin sur une nécessaire coordination à l'échelle européenne. Et l'illustre par un scénario Rouge, qui reprend les hypothèses du scénario Orange tout en intégrant un déploiement accéléré du solaire en Allemagne, conformément au Plan intégré énergie-climat (Piéc). Lequel vise 215 GW de capacités photovoltaïques en 2030. Soit, peu ou prou, le double de la puissance installée actuellement. Dans ce scénario, la modulation augmenterait encore de 10 TWh, selon les projections d'EDF.

Plusieurs limites à ne pas dépasser

Au-delà des prix, l'exploitant du parc atomique met en garde contre les conséquences industrielles de cette modulation accrue, avec des risques d'usure prématurée. Le cœur du problème réside dans la multiplication des « situations ». Dans le jargon nucléaire, une situation correspond à un état de fonctionnement transitoire du réacteur : variation de pression, de température, de débit ou de puissance. Concrètement, tout ce qui fait sortir l'installation de son régime stable nominal et sollicite mécaniquement les équipements de la chaudière nucléaire. « Quand vous faites varier la puissance, vous modifiez la température de la cuve, des générateurs de vapeur, des tuyauteries », résume un spécialiste.

Dès la conception des réacteurs, un nombre maximal admissible de ces sollicitations a été défini. Or, dans l'hypothèse d'une modulation supérieure à 80 TWh par an, certains réacteurs atteindraient ces limites avant la sixième visite décennale (VD6), prévue autour de 2040-2045. Une contrainte dite « dimensionnante », susceptible de remettre en question la durée d'exploitation de certaines tranches.

« C'est comme une petite cuillère que l'on tord sans cesse, illustre l'expert. À force, des microfissures peuvent apparaître, notamment au niveau des coudes ou des soudures. »

Des leviers existent pour limiter ces effets, note le rapport, sans en détailler la nature. Le groupe reconnaît toutefois que certains seraient « coûteux », en raison notamment des arrêts prolongés de réacteurs nécessaires à des opérations lourdes. « Il peut y avoir un coût matériel pour les pièces à remplacer, mais surtout de non-production pendant les travaux, commente un connaisseur du dossier. Dix mois d'arrêt, ce sont des centaines de millions d'euros perdus. »

Des contraintes industrielles « fortes »

EDF identifie ainsi des « contraintes fortes » sur plusieurs équipements. C'est notamment le cas de la turbopompe alimentaire (TPA), essentielle à l'alimentation en eau des générateurs de vapeur. Selon l'exploitant, le maintien en fonctionnement à faible puissance des réacteurs accroît « significativement » les risques d'usure prématurée.

« Les pompes sont conçues pour fonctionner à puissance nominale. Dès que vous vous en écarter, des phénomènes parasites liés à l'écoulement des fluides apparaissent. Ce qui génère des vibrations, et donc un phénomène de fatigue accélérée », explique un spécialiste. Cependant, ces équipements peuvent être remplacés relativement vite, mais à un coût « non négligeable », précise-t-il. Là encore, EDF ne chiffre pas le problème.

Autre point de vigilance : les effluents. Pour moduler la puissance, EDF ajoute du bore dans l'eau du circuit primaire, un minéral qui étouffe la réaction nucléaire. Mais il doit le diluer lors de la remontée en charge. Résultat : des volumes accrus d'eau borée, légèrement radioactive, à stocker et à traiter. À terme, les capacités actuelles pourraient atteindre leurs limites, nécessitant des « investissements importants » dans les filières de traitement et une consommation d'eau accrue.

La modulation bouleverse également l'organisation des centrales. Comme nous le révélions le 7 janvier dernier, le passage d'une baisse de charge nocturne à deux baisses quotidiennes complique le placement des opérations de maintenance et des tests réglementaires « tranche en marche ».



Nucléaire LUKÁŠ LEHOTSKÝ - UNSPLASH

Certaines opérations doivent être reportées, alourdissant les coûts et fragilisant les plannings.

« Une analyse sur l'organisation du personnel de conduite montre que, même si des leviers d'optimisation du placement des arrêts existent, les conséquences sur l'organisation du programme des arrêts sont profondes », note EDF dans son rapport.

Point de vigilance sur les turbines

L'entreprise retient aussi des « contraintes modérées », mais cumulatives, sur les turbines et les alternateurs. Selon l'énergéticien, la modulation entraîne une « fatigue thermique et mécanique accrue » de ces composants. Sur certains paliers (CP2 et 1 300), les attaches des ailettes des rotors, qui fixent les pales de la partie tournante, font déjà l'objet d'opérations d'usinage à chaque visite décennale. « Si le nombre d'arrêts pour modulation augmente, il serait nécessaire de réexaminer cette périodicité de maintenance », pointe EDF.

Par ailleurs, lorsqu'un réacteur module fortement sa puissance, l'écoulement de la vapeur dans la turbine se dégrade, provoquant des vibrations et accentuant les phénomènes d'érosion.

Autre problème : « l'augmentation des arrêts pour modulation pourrait conduire à devoir remplacer plus vite les rotors » eux-mêmes. Car les phases de « virage », c'est-à-dire lorsque les turbines tournent lentement, sont plus fréquentes. ●●●

Or, le retour d'expérience montre que « les fissures de rotors des paliers CP0 et CP1 se propagent surtout durant ces phases ». À terme, il existe même un risque pour les grandes ailettes, souligne EDF.

Au global, les « risques d'usure prématurée » peuvent « conduire à une hausse des volumes de maintenance » sur les turbines. Ce qui « doit être anticipé, car les délais d'approvisionnement sont longs et coûteux », affirme l'exploitant. Ainsi, sur le palier 1 300 MW, le remplacement des corps haute pression et basse pression est d'ores et déjà en cours d'étude.

Les alternateurs ne sont pas épargnés. Les dilatations et contractions répétées des barres de cuivre génèrent des contraintes mécaniques supplémentaires, susceptibles d'accélérer les besoins de rebobinage ou de remplacement, avertit EDF.

Pas de lien entre modulation et corrosion sous contrainte

Enfin, sur la corrosion sous contrainte (CSC), qui a lourdement affecté le parc nucléaire ces dernières années, le rapport se veut cette fois rassurant. « EDF n'a pas identifié de lien direct entre variation de charge et apparition de CSC, et ne retient donc pas de dispositions particulières à ce stade », peut-on lire.

Une position qui surprend certains experts. « La modulation n'est pas une cause directe de la corrosion sous contrainte, mais elle peut jouer un rôle de catalyseur en augmentant les contraintes mécaniques », estime l'un d'eux.

Surtout, le document laisse sur leur faim ceux qui attendaient des éléments précis. « La version qui a circulé à l'exécutif comporte trop peu de chiffres », confie une source proche du dossier. « Impossible d'évaluer clairement le lien entre modulation et multiplication des incidents. C'est insuffisant pour un calcul économique robuste, mais assez flou pour être instrumentalisé dans le débat public, notamment par les anti-renouvelables ».

Or, au-delà des panneaux solaires et des éoliennes, c'est aussi à cause de la demande atone qu'EDF choisit de plus en plus de modular. L'énergéticien a d'ailleurs étudié deux autres trajectoires, où seul le paramètre de la consommation d'électricité varie à la hausse. Ces scénarios, assure-t-il, minimisent le coût du système électrique, réduisent le coût du soutien public aux renouvelables et améliorent la rentabilité du parc nucléaire. Le groupe appelle ainsi à une approche « proactive » de l'électrification des usages. De son côté, Roland Lescure a promis un vaste plan en ce sens d'ici les prochaines semaines. Peut-être l'un des rares terrains d'entente dans ces débats électriques. **LT**

BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ

Belfort veut profiter de la relance du nucléaire en Europe

AMANDINE IBLED

Après plus d'une décennie d'hésitations, l'Europe nucléaire change de tempo. Sous l'effet combiné des objectifs climatiques, de la sécurité d'approvisionnement et de la volatilité des prix de l'énergie, plusieurs États membres assument désormais un retour au nucléaire civil.

La France a relancé son programme de nouveaux réacteurs, le Royaume-Uni avance sur Sizewell C, et l'Europe centrale s'engage à son tour. La Pologne, jusqu'ici dépourvue de centrale nucléaire, a fait un choix : bâtir sa première installation atomique sur le site de Choczewo, en Poméranie, avec la technologie américaine AP1000 de Westinghouse.

Dans ce paysage en recomposition, l'annonce faite le 13 janvier dernier marque une étape clé pour Belfort. L'entreprise locale, Arabelle Solutions, a été sélectionnée pour fournir les équipements de l'îlot turbine des trois unités de la centrale. Pour rappel, Arabelle Solutions est une filiale à 100 % d'EDF, issue de la reprise par le groupe, en mai 2024, des activités nucléaires jusqu'à détenues par General Electric, plaçant ainsi ce savoir-faire stratégique sous contrôle direct du groupe public.

« Le projet AP1000 polonais, c'est le premier de ce type en Europe. Pour nous, c'était très important d'être présents », souligne Cédric Couffignal, vice-président exécutif en charge des nouvelles constructions. Leader mondial des technologies de l'îlot conventionnel, Arabelle Solutions équipe déjà plus d'un tiers du parc nucléaire mondial, avec des turbines conçues et assemblées à Belfort.

L'emploi et l'outil industriel belfortain

Au-delà de sa dimension internationale, le contrat polonais s'inscrit dans une trajectoire industrielle de long terme pour le territoire. Il sécurise le plan de charge du site de Belfort pour plusieurs années et accompagne la montée en cadence de la production. « Ce projet contribue directement à alimenter notre activité à Belfort, où nous visons la construction de deux unités par an », explique Cédric Couffignal. Cette dynamique se traduit par des investissements lourds. Arabelle Solutions a engagé un plan de 350 millions d'euros sur le site belfortain, combinant réinternalisation de composants stratégiques - turbine Arabelle et alternateur Gigatop - et modernisation de l'outil in-

dustriel. « Maîtriser ces composants, c'est à la fois une question de performance et de souveraineté industrielle », résume-t-il.

Pour la ville, les retombées sont concrètes. « Dans les cinq ans, Arabelle Solutions aura besoin de recruter 500 personnes, de l'ingénieur au soudeur. C'est un projet d'ampleur pour Belfort », confirme Damien Meslot, maire de Belfort. La municipalité travaille avec l'État, l'agglomération et les services industriels pour accompagner l'extension du site du Techn'hom, où pourraient être construits plus de 20 000 m² de nouveaux bâtiments.

« Aujourd'hui, l'enjeu, ce n'est plus le carnet de commandes, c'est d'adapter l'outil industriel et de trouver la main-d'œuvre », insiste l'élu.

Du travail pour 15 ans

À l'échelle européenne, ce contrat illustre le rôle stratégique de la filière nucléaire et des territoires industriels qui la portent. « Il y a un momentum mondial pour le nucléaire. D'ici à 2050, la production nucléaire européenne va augmenter de 50 % », rappelle Christophe Grudler, eurodéputé et rapporteur des questions industrielles et candidat à la mairie de Belfort.

Selon lui, Belfort est directement concernée par cette dynamique : « Les turbines Arabelle ont cette force unique de pouvoir s'adapter à tous les types de réacteurs. Cela garantit du travail pour le site belfortain sur quinze ans au moins. » Le projet polonais ouvre également des perspectives en matière de chaînes d'approvisionnement européennes, tout en renforçant l'ancrage local. « Ce sont des emplois qualifiés, bien rémunérés, qui irriguent directement le territoire », souligne l'eurodéputé, qui plaide pour une mobilisation accrue des outils européens de financement, notamment pour la formation et la reconversion.

Pour Belfort, le nucléaire demeure un marqueur identitaire autant qu'un moteur économique. « Ici, quand une turbine sort de l'usine, les gens applaudissent. Il y a une vraie fierté industrielle », témoigne Damien Meslot. **LT**



ARABELLE SOLUTIONS