

La modulation des réacteurs nucléaires pèse sur la rentabilité d'EDF

ÉNERGIE

L'électricien a publié lundi son très attendu rapport sur les effets des variations de puissance des réacteurs nucléaires, accentuée par les pics de production solaire.

Amélie Laurin

Annoncé pour novembre, puis décembre, avant d'être mis sous le tapis à la demande du gouvernement, le rapport sur la modulation des réacteurs nucléaires a enfin été publié lundi. EDF y présente ses conclusions sur « les impacts industriels, organisationnels et sociaux » des variations de puissance de ses centrales nucléaires, qui peuvent atteindre 80 % en 30 minutes, deux fois par jour.

Le jour de publication a été soigneusement choisi : quatre jours après la nouvelle Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3) de la France, qui consacre la priorité au nucléaire, tout en relançant les appels d'offres solaires et éoliens. Et quatre jours avant les résultats annuels d'EDF.

Coût de 360 millions d'euros par an

« La modulation conduit à amputer de manière importante la rentabilité du parc nucléaire français », estime une source proche du groupe. Le rapport égrène des coûts de maintenance et de remplacement de matériel de l'ordre de 360 millions d'euros par an. Mais il ne contient aucun chiffre global. L'étude inclut désormais le parc hydraulique et thermique (gaz, charbon et fioul) mais elle a été ramenée à 60 pages, et non 80 pages comme dans la version révélée par « La Tribune » qui évoquait un scénario d'effondrement des prix de l'électricité. RTE, gestionnaire des lignes à haute tension, chiffre à « 20 milliards d'euros par an » la perte de revenus potentielle pour l'ensemble des producteurs français, dans ses prévisions conservatrices.

Historiquement, la modulation est un choix délibéré lié au poids du nucléaire, qui assure les deux tiers de la production d'électricité dans l'Hexagone. Elle permet d'équilibrer l'offre et la demande entre la journée et la nuit, ou encore d'économiser

du combustible nucléaire avant un rechargement. Cela contribue à « optimiser les revenus » d'EDF, donc sa marge, a récemment souligné la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Mais l'année 2024 marque un tournant car le phénomène a changé de nature. Il est de plus en plus fréquent et subi, faute de « débouchés économiques » pendant les « cloches » de production solaire, qui provoquent des prix négatifs sur le marché de l'électricité.

Viellissement des turbines et alternateurs

Si la modulation reste loin du pic de 50 TWh de 1994, elle a doublé en cinq ans pour atteindre 33 TWh l'an dernier, ce qui équivaut à une perte de 9 % de la production nucléaire. Elle pourrait grimper encore de 10 TWh environ en 2028, « en considérant une hypothèse de hausse modérée de la consommation », estime EDF. Dans l'Hexagone, la demande électrique n'a pas retrouvé son niveau d'avant-Covid et reste stable depuis le début des années 2000. En parallèle, la disponibilité du parc nucléaire a augmenté (après la crise de la corrosion sous contrainte), et les mises en service de centrales solaires se sont accélérées. Pour utiliser les surcapacités actuelles et réduire le recours au gaz et au pétrole, le gouvernement promet un plan d'électrification des usages (voiture électrique, pompes à chaleur...).

En attendant, « la modulation n'a pas d'impact direct sur la sûreté nucléaire, mais des impacts industriels », assure Jean-Marie Boursier, directeur adjoint de la division production nucléaire d'EDF. Elle accélère le vieillissement des turbines, alternateurs et turbopompes et entraîne des besoins de maintenance accrue, donc des coûts supplémentaires sur la partie secondaire des réacteurs [hors cœur nucléaire, NDLR]. EDF chiffre par exemple le remplacement de 17 réchauffeurs à 136 millions d'euros, et le surcoût des contrôles de turbines tous les six ans (au lieu de dix) à 30 millions d'euros.

« Sur la chaudière nucléaire en revanche, on n'a pas d'accélération du vieillissement », pointe Jean-Marie Boursier. Dans tous les cas, EDF estime devoir garder au minimum 20 GW de matériel connecté, sur 63 GW. En raison de ses contraintes internes, mais aussi pour maintenir une tension et une fréquence suffisantes sur le réseau électrique. ■



Les variations de puissance du parc nucléaire ont doublé depuis 2019 (ici, la centrale du Bugey dans l'Ain).

La filière hydrolienne française respire enfin

En Normandie, les industriels attendent maintenant d'en savoir plus sur l'appel d'offres de 250 MW promis par le gouvernement au raz Blanchard, dans la Manche. En attendant, les projets pilotes vont pouvoir être installés.

Philippe Leguettel
— Correspondant à Caen

C'était l'un des enjeux de la publication de la troisième programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Depuis la fin de semaine dernière, le soulagement est de mise chez les industriels de la filière hydrolienne. Cette source d'énergie, qui utilise la puissance des courants marins, a trouvé sa place dans la PPE3 après une mobilisation politique intense.

« Il y avait un risque qu'elle passe à la trappe. Alerté de cette menace, je suis intervenu auprès des cabinets de Bercy et de Matignon », note Hervé Morin, président Les Centristes de la région Normandie, très engagée aux côtés de la filière pour abriter, au large des côtes du département de la Manche, le site

retenu pour le futur appel d'offres de 250 MW d'ici à 2030.

« On a effectivement connu une période d'ascenseur émotionnel lors des négociations ces dernières semaines », confirme Marc Lafosse, président de la commission énergies marines renouvelables au Syndicat des énergies renouvelables (SER).

Passage à l'échelle

Désormais rassurée, la filière va pouvoir installer les premières fermes pilotes au raz Blanchard, entre le cap de La Hague et l'île d'Aurigny, au nord-ouest du département de la Manche, qui ont déjà reçu les autorisations administratives pour utiliser les courants marins réputés pour être les plus forts d'Europe. « Cette PPE est la confirmation que des filières innovantes comme l'hydrolien vont enfin pouvoir passer à la phase commerciale avec ce premier appel d'offres qui donne de la visibilité aux turbiniens », ajoute Marc Lafosse.

En Normandie, les deux porteurs de projets, déjà soutenus financièrement par l'Europe au printemps 2025, ont retrouvé le sourire. « Nous sommes satisfaits par cette PPE qui apporte le cadre

indispensable pour permettre d'engager le passage à l'échelle industrielle », indique Guillaume Gréau, directeur du développement d'HydroQuest, l'un des pionniers de l'hydrolien marin. « On attendait cela depuis 2023 et nous sommes ravis de cette avancée, mais il faudra d'autres appels d'offres », réclame déjà Katia Gautier, directrice de Normandie hydroliennes.

Leurs deux projets, totalisant dix machines, vont maintenant pouvoir être positionnés au fond de l'eau. Le premier, porté par HydroQuest, filiale du chantier naval de Cherbourg, Construc-tions mécaniques de Normandie

« Des filières innovantes comme l'hydrolien vont enfin pouvoir passer à la phase commerciale. »

MARC LAFOSSE
Président de la commission énergies marines renouvelables au Syndicat des énergies renouvelables (SER).

(CMN) et l'énergéticien Qair, prévoit l'implantation d'une ferme hydrolienne d'une puissance de 17 MW avec 6 turbines à axe vertical construites dans les ateliers des CMN. Baptisé « Flowatt », il nécessiterait un investissement de plus de 150 millions d'euros.

Dix machines sous l'eau en 2028

L'autre projet, formé par Normandie hydroliennes, sous le nom de NH1, réunit Proteus Marine Renewables, actionnaire britannique majoritaire, Normandie Participations pour la région Normandie et l'industriel normand Efinor, racheté récemment par l'ensemble industriel Groupe M. D'un montant évalué à 90 millions d'euros, il comprendra une ferme pilote de quatre machines sous-marines AR3000 de 3 MW, assemblées chez Efinor à Cherbourg, pour une puissance totale de 12 MW.

La mise en service des deux fermes est maintenant prévue pour la fin 2028, soit deux ans avant le lancement du premier appel d'offres. Celui-ci devra préciser les objectifs. En fonction, d'autres candidats pourraient se déclarer. ■

L'Allemagne face à un affaiblissement de ses réserves de gaz

ÉNERGIE

Le taux de remplissage des sites de stockage de gaz y est tombé à 23,5 %.

La ministre de l'Économie et de l'Énergie doit s'exprimer ce mardi devant les députés sur la situation.

Emmanuel Grasland
— Bureau de Berlin

C'est une convocation qui témoigne d'une certaine nervosité en Allemagne. Ce mardi à 17h30, la ministre allemande de l'Économie et de l'Énergie, Katherina Reiche, va devoir répondre aux interrogations des députés sur les stocks actuels de gaz, lors d'une réunion

de la commission de l'Économie, organisée à la demande des Verts.

Alors que le froid se maintient et que la neige tombe à Berlin, les sites de stockage de gaz se vident de plus en plus outre-Rhin. Ils ont atteint lundi un taux de remplissage de seulement 23,5 %, selon l'association des exploitants allemands de sites de stockage de gaz et d'hydrogène (INES), contre 42 % il y a douze mois à la même époque. Voilà quatre ans, en février 2022, quelques jours avant le début de la guerre en Ukraine, le niveau de remplissage était d'environ 32 %.

Un défi pour le prochain remplissage

« Compte tenu des conditions météorologiques et de la demande constante en gaz, nous verrons dans quelques jours le niveau de stockage passer sous la barre des 20 % », estime Michael Kellner, porte-parole des Verts au Parlement sur la politique énergétique. « Cela repré-

sente un défi, notamment en vue du prochain remplissage. »

Katherina Reiche balaye de son côté ces inquiétudes. « Nous suivons la situation au jour le jour [...] Il n'y a pas lieu de se faire du souci », a déclaré la dirigeante conservatrice début février. Pour le gouvernement allemand, les sites de stockage en gaz gazeux ne sont plus

En France, le taux de remplissage des stocks est actuellement de 24,5 %, en Italie de 51,5 % et aux Pays-Bas de 15,6 %.

Dans l'ensemble de l'UE, le chiffre est inférieur à 34 %.

aussi essentiels depuis la mise en place de quatre sites d'importation en gaz naturel liquéfié (GNL), que l'on peut solliciter rapidement. Elle s'est dite convaincue que le pays passerait l'hiver sans encombre. En France, le taux de remplissage des stocks est actuellement de 24,5 %, en Italie de 51,5 % et aux Pays-Bas de 15,6 %. Dans l'ensemble de l'Union européenne, le chiffre est inférieur à 34 %, le plus bas niveau depuis la crise de 2022.

L'intervention de l'Etat en question

A quoi est due cette baisse spectaculaire du taux de remplissage en Allemagne ? Principalement à l'intervention de l'Etat, estiment les experts. Jusqu'en 2021, le remplissage des sites de stockage était réalisé par des acteurs privés, sur la base des mécanismes du marché. Grosso modo, les négociants en gaz achetaient l'été quand les prix étaient bas et vendaient celui-ci en

hiver quand ils étaient hauts, ce qui permettait de payer le coût de stockage tout en assurant de la marge.

Les choses ont changé avec la guerre en Ukraine et la crise énergétique qui a suivi. L'Etat allemand (ainsi que l'Union européenne) a imposé en mars 2022 l'obligation d'atteindre des niveaux de remplissage à certaines dates de l'année. « Le maintien de ces mesures a toutefois conduit à des distorsions du marché, car les acteurs anticipent les interventions attendues de l'Etat et en tiennent compte dans leurs décisions », analyse le cabinet Frontier Economics, dans un rapport réalisé à la demande du ministère de l'Économie.

Les négociants en gaz spéculent sur les achats à venir et sont moins incités à acheter et à stocker du gaz à l'avance. Bilan des courses ? Un écart moyen de prix entre l'été et l'hiver d'environ 2 euros par mégawattheure (MWh), bien inférieur à ce qui existait auparavant.

Le système s'est déréglé et avec lui la rentabilité de certains des 48 sites de stockage de gaz du pays.

Dans ce contexte, deux possibilités existent pour assainir la situation, estime Frontier Economics : supprimer ces obligations ou bien créer des réserves stratégiques comme en France pour le pétrole. Le cabinet ne tranche pas entre les deux options. La première approche évite « les distorsions de prix, minimise les interventions de l'Etat et permet une allocation rentable des ressources ».

Mais elle n'offre pas d'amortisseur en cas de crise géopolitique surprise, alors même que l'approvisionnement allemand en GNL dépend beaucoup des Américains. La seconde garantit une sécurité stratégique mais nécessite de bien dimensionner ces réserves, si on ne veut pas encore plus dérégler le marché. L'Allemagne va avoir à trancher entre efficacité et résilience. ■