2025, un tournant pour le marché français de l'électricité

Elsa Bembaron

En raison de la fin de l'Arenh, ce sera la dernière année pour l'électricité nucléaire à 42 euros du mégawattheure.

L'an prochain, le marché fait ses adieux à l'Arenh. Au 31 décembre 2025, c'en sera fini de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique. Ce dispositif, mis en place dans le cadre de la loi Nome (nouvelle organisation du marché de l'électricité) en 2010, s'éteindra comme prévu par cette même loi. Après quatorze ans, on avait presque oublié qu'il n'était que transitoire. Pour la dernière fois, les fournisseurs alternatifs et certains grands industriels « électro-intensifs » réunis dans le cadre du contrat Exeltium vont se voir attribuer 100 térawattheures (TWh) d'électricité – soit environ un quart de la production française d'électricité nucléaire – à 42 euros du mégawattheure (MWh). À cela s'ajoutent les volumes mis sur le marché au même tarif par EDF pour répliquer les offres de ses concurrents. L'énergéticien ne communique pas sur ces chiffres, tenus jalousement secrets pour des raisons commerciales, alors que ses rivaux estiment cette enveloppe à plus de 100 TWh. Au total plus de la moitié de la production d'électricité nucléaire française est donc concernée.

Le dispositif est strictement encadré par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Elle étudie les demandes d'Arenh des alternatifs et y sursoit dans la limite de l'enveloppe disponible. Les volumes attribués reflètent les parts de marché de chacun. Les alternatifs ont demandé 134,93 TWh au titre de 2025. Pour cette dernière année d'Arenh, la demande a augmenté de 3,5 %, en ligne avec la hausse de 3,3 % des parts de marché des fournisseurs alternatifs. Ils ont été 107 à déposer des demandes contre 104 fin 2023, avec six nouveaux entrants. Mais tous n'obtiendront pas les volumes demandés. La CRE veille en effet à ce que les demandes formulées soient cohérentes avec les besoins réels de chacun pour servir ses clients. Pour 2025, le « taux d'attrition » atteint 74,12 %, a fait savoir la CRE. Autrement dit, les demandeurs n'obtiendront pas 100 % des volumes demandés mais en moyenne 74,12 %.

Aujourd'hui, les fournisseurs alternatifs peuvent construire leur offre de prix pour les clients finaux en s'appuyant sur une base d'Arenh, puis en complétant par de l'électricité achetée sur le marché de gros. Après avoir flambé en 2022, ces derniers sont en constante baisse. L'année prochaine, les particuliers qui ont opté pour des contrats aux tarifs réglementés de vente (TRV) verront leur facture baisser de 14 %, comme annoncé par le précédent gouvernement, et ce en prenant en compte les taxes qui représentent les deux tiers de la note finale. C'est pour la suite que cela se corse.

« La fin de l'Arenh, c'est la fin de la redistribution de la rente historique aux Français, tranche Julien Tchernia, président de l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (Anode). *L'impact va être considérable pour la compétitivité de notre industrie, pour notre vie quotidienne »,* alerte-t-il. Il faut dire que la période est cruciale pour tous les acteurs et qu'un bras de fer continue de se jouer entre EDF et ses grands clients. Le premier ne veut plus entendre parler d'une quelconque régulation du marché, rappelant volontiers qu'une partie seulement des volumes d'électricité nucléaires étaient vendus à 42 euros, le solde étant écoulé sur le marché. Cette année, la production d'électricité nucléaire d'EDF en France avoisinera 360 TWh. Après 2025, toute sa production sera mise sur le marché.

« L'impact va être considérable pour la compétitivité de notre industrie, pour notre vie quotidienne »

Julien Tchernia Président de l'Anode

L'accord passé avec l'État en novembre 2023 prévoit un prix moyen de 70 euros sur quinze ans… Mais les modalités de fonctionnement de cet accord dépendent en grande partie de l'adoption de la loi de finances, qui n'a pas été votée. À 70 euros en moyenne du MWh , EDF estime pouvoir couvrir ses coûts de production, estimés à 60 euros par la CRE, et dégager une marge suffisante pour financer ses investissements futurs. Sachant que les 70 euros sont un prix moyen et qu'il peut être inférieur, notamment pour les acheteurs qui s'engagent sur des volumes importants et des durées de quatre, cinq ans, voire quinze ans.

« L'État voudrait que nous signions des contrats à long terme avec EDF, mais nos propres clients ne veulent pas s'engager sur de longues périodes ! Quand un produit ne se vend pas, il faut baisser les prix. Mais EDF ne veut pas », fustige Julien Tchernia. *« Le bon prix, pour certains, c'est zéro. Il ne faut pas exagérer dans la négociation »,* s'énerve un haut responsable du producteur d'électricité, bien décidé à défendre ses marges, destinées à *« financer les investissements pour l'avenir ».* D'autant plus qu'à l'heure actuelle, la production d'électricité nucléaire d'EDF remonte, alors que la demande stagne. Les prix de gros sont orientés à la baisse, au grand dam d'EDF, qui peine à convaincre ses grands clients de contractualiser sur le long terme.

Pour l'heure, seule une demi-douzaine d'industriels ont opté pour la signature de contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN). Ce dispositif leur garantit un volume d'électricité à un prix donné, pendant quinze ans, moyennant une avance versée à EDF. Devant ce succès très relatif, ce dernier envisage de lancer des enchères sur des CAPN au mois de mai… À condition que le nouveau gouvernement lui donne son accord. ■