

EDF au cœur des contradictions de l'Etat

L'éviction de son PDG Luc Rémont début mars illustre les difficultés de l'énergéticien à défendre sa viabilité économique, pris en tenailles entre un gouvernement sans cap clair et la pression des industriels.

Par Justin Delépine

Le casting change, mais la problématique demeure. Le limogeage par l'Elysée fin mars du patron d'EDF, Luc Rémont, témoigne des contradictions de l'entreprise publique. La nomination du candidat désigné par l'exécutif pour prendre la suite, Bernard Fontana, auditionné par l'Assemblée le 30 avril, ne devrait pas, à elle seule, régler la question de fond.

Pour résumer, les causes de l'éviction du dirigeant sont de deux ordres. Premièrement, l'entreprise tarde à finaliser le design et le devis des six nouveaux réacteurs de nouvelle génération, les fameux EPR, comme annoncé par le président de la République lors du discours de Belfort début 2022. Deuxièmement, la relation avec les industriels « électro-intensifs » du pays, les gros consommateurs d'électrons qui négocient leurs factures d'électricité avec l'entreprise publique, s'est tendue à cause des prix avancés par l'énergéticien. Le patron du producteur de verre Saint-Gobain, Benoit Bazin, a ainsi comparé les tarifs proposés par EDF à « un bras d'honneur à l'industrie française ».

Pour comprendre les raisons de ce conflit, il faut resituer le contexte. Le 31 décembre prochain prendra fin le mécanisme de l'Arenh, dispositif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique. Celui-ci permettait depuis 2011 aux industriels – comme aux consommateurs particuliers via des fournisseurs alternatifs – d'avoir accès à un certain volume d'électrons d'origine nucléaire à un prix abordable et fixé par l'Etat. EDF devait ainsi céder à ses concurrents et aux gros industriels un volume de 100 TWh à un tarif de 42 euros le MWh.

L'ARENH, BÊTE NOIRE D'EDF

L'Arenh est depuis plus d'une décennie la bête noire d'EDF, vu comme un mécanisme grevant ses finances. Pour d'autres, c'est un dispositif qui permet à l'ensemble des consommateurs de profiter des coûts de production des centrales nucléaires, dont le prix de la construction a été amorti et financé par ces mêmes consommateurs.

Le gouvernement a négocié fin 2023 avec EDF un nouveau cadre afin de prendre la suite de ce mécanisme le 1^{er} janvier 2026 ^[1]. Plutôt qu'un prix

régulé et fixé à l'avance, l'accord anticipe un prix de marché aux alentours de 70 euros, mais que rien ne garantit. Il instaure uniquement un prélèvement sur les recettes d'EDF si le prix s'envole. Concrètement, si le tarif de vente d'EDF sur les marchés, auquel les producteurs et fournisseurs s'échangent des électrons, dépasse 78 euros le mégawattheure (MWh), l'Etat prélèvera 50 % des recettes de l'entreprise et même 90 % s'il franchit la barre des 110 euros le MWh.

Si ce cadre suppose des contrats de long terme entre l'énergéticien et les industries énergivores, il laisse de fait la part belle aux mécanismes de marché pour fixer le prix de l'électricité. Très peu de contrats de long terme ont jusqu'à présent été signés et EDF joue à fond la logique du marché pour restaurer ses comptes en proposant des enchères. Alors que la France mise sur une électricité abondante et à un coût compétitif pour œuvrer à la réindustrialisation, c'est une mauvaise nouvelle pour le « Made in France ».

Mais cela pose surtout la question des missions d'EDF. « Les PDG se succèdent, mais l'équation reste insoluble car les

L'ex-PDG d'EDF Luc Rémont à Gravelines, le 15 janvier 2024. Sous sa direction, l'entreprise a privilégié l'assainissement de ses finances plutôt que les gros consommateurs industriels.
© VINCENT ISORE - IP3 PRESS/MAXPPP



“

Il y a urgence à se poser la question du dimensionnement du parc de production et de savoir si nous avons vraiment besoin de ces EPR très chers

paramètres alignés sont antagonistes, pointe Amélie Henri, déléguée syndicale centrale CFE-CGC à EDF. Il faut faire des prix bas avec quasiment pas de marge, mais remonter du dividende à l'Etat actionnaire, désendetter l'entreprise mais investir massivement dans le réseau et se préparer à construire de nouveaux EPR, etc. »

La direction, sous Luc Rémond, a donc choisi de privilégier l'assainissement des finances de l'entreprise au détriment des consommateurs industriels. L'ex-dirigeant l'assume d'ailleurs dans un entretien au *Figaro* [2] donné quelques jours après son éviction : « Une entreprise publique n'est pas là pour faire des subventions à un petit club privé. (...) Notre prix de vente doit permettre à l'entreprise de soutenir [l'effort d'investissement dans le parc existant], sans quoi la situation favorable que nous connaissons aujourd'hui s'arrêtera très vite. »

FINI LE NUCLÉAIRE PAS CHER

« Il s'agit de faire le deuil du nucléaire pas cher. Or, personne, ni l'Etat ni EDF, ne veut admettre que le nucléaire peu onéreux, c'est fini depuis des années », tranche Hélène Gassin, présidente de NegaWatt.

Le niveau de prix de l'Arenh, à 42 euros le MWh, correspondait au coût de production estimé en 2010, mais la volonté de prolonger la durée de vie des centrales nécessite de nombreux et onéreux investissements sur ces dernières, faisant grimper le coût. Le rapport rendu par la Commission de régulation de l'énergie à l'été 2023 [3] estimait celui-ci aux alentours de 60 euros le MWh, quand EDF avançait des niveaux encore plus élevés.

Au-delà de l'équilibre économique dans le parc existant, se présente le cas de celui du parc futur. La facture prévisionnelle de la construction des six EPR pourrait s'approcher des 100 milliards d'euros alors même que les précédents chantiers ont multiplié les surcoûts et retards. Celui de Flamanville accuse treize ans de retard et un surcoût d'environ 20 milliards d'euros, pour une facture originelle de 3 milliards d'euros. La construction par EDF des réacteurs d'Hinkley Point au Royaume-Uni suit le même chemin.

Or, le modèle économique du nucléaire repose sur un coût de construction des centrales élevé mais un coût de fonctionnement peu onéreux. Autrement dit, la facture du chantier est déterminante

pour le coût de production *in fine*. Avec de tels montants, le coût de production de l'électricité des EPR [4] va mécaniquement être poussé à la hausse. La Cour des comptes estime, dans un rapport [5] paru début 2025, que le coût de production de l'électricité des futurs EPR pourrait s'élever à 92,9 euros le MWh. Raison pour laquelle l'institution appelle à la prudence et à la patience dans la décision finale d'investissement dans le programme EPR2.

Ce débat s'insère aussi dans un autre, plus vaste : celui d'une surcapacité du parc français. En 2024, alors que la production nucléaire nationale a retrouvé son niveau d'avant-crise, la France a battu son record d'exportation d'électricité. Tendanciellement, la demande d'électricité stagne depuis vingt ans : l'électrification attendue des usages n'est aujourd'hui pas au rendez-vous. De quoi poser la question du dimensionnement du parc de production. Et en conséquence du choix technologique : avons-nous vraiment besoin de ces EPR très chers ? Ou bien le nucléaire permet-il de faire l'économie du déploiement des renouvelables ? Des interrogations qui vont animer les discussions autour de la nomination du nouveau dirigeant, alors qu'elles devraient plutôt faire l'objet d'un débat et de choix démocratiques. ■

[1] Lire « Le gouvernement s'en remet davantage au marché pour fixer le prix de l'électricité », par Justin Delépine, alternatives-economiques.fr, 19 décembre 2023, cutt.ly/4rdXGqjR

[2] Accessible sur cutt.ly/PrdX2a2k

[3] A consulter sur cutt.ly/lrdX3v4q

[4] Lire « L'inquiétante dérive des coûts du nouveau nucléaire », par Alain Grandjean, alternatives-economiques.fr, 16 janvier 2025, cutt.ly/7rdX6DZR

[5] Accessible sur cutt.ly/GrdCq8Fq