

EDF pénalisé par des prix trop bas de l'électricité

Elsa Bembaron

L'énergéticien est en quête de nouveaux clients pour soutenir le marché.

L'équation semble impossible à résoudre. D'un côté, la France veut avoir davantage de capacités de production d'électricité décarbonée, ce qui implique des investissements massifs ; de l'autre, elle souhaite que cette même électricité soit peu chère pour préserver le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité des entreprises, tout en prônant l'efficacité et la sobriété énergétique. Et ce alors que les règles de fixation des prix évoluent. EDF a mis en place une nouvelle stratégie commerciale pour tenter d'apporter une réponse à ce problème.

Aujourd'hui, le prix de l'électricité en France oscille dans la zone des 63 euros du mégawattheure (MWh) bien en deçà de 70,22 euros du MWh, le prix moyen ciblé par l'État et EDF l'année dernière, dans le cadre de l'accord conclu pour préparer l'après-Arenh. Pour mémoire, l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, ce système qui permet l'allocation de 100 TWh à un prix de 42 euros du MWh, prend fin au 1^{er} janvier 2026. Oubliés donc les pics des prix de gros atteints en août 2022, à 1 000 euros du MWh.

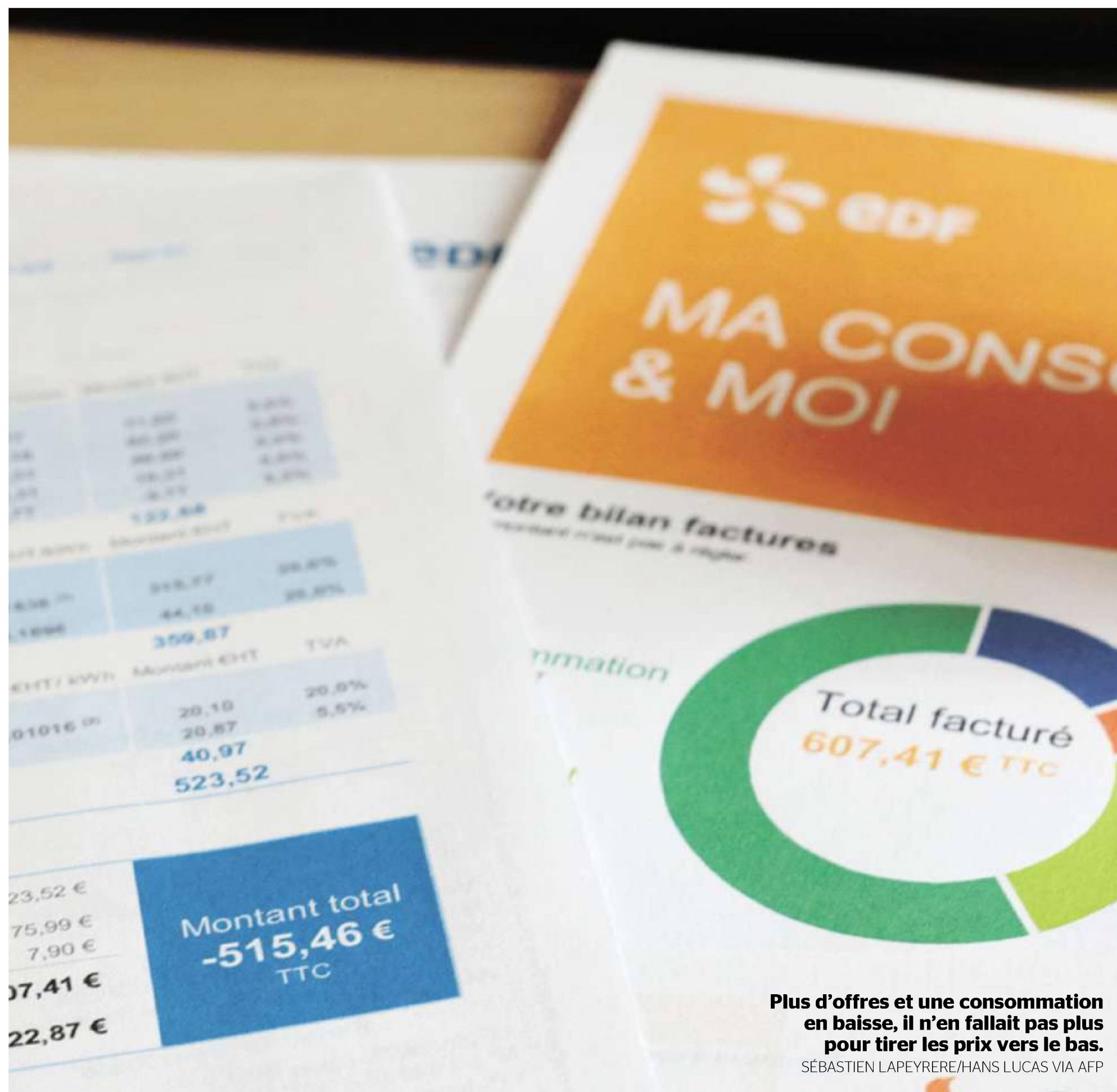
Le PDG d'EDF, Luc Rémont, a tiré la sonnette d'alarme à plusieurs reprises : à moins de 60 euros du MWh, le modèle économique de son entreprise sera fragilisé, alors qu'elle doit faire face à un double mur de l'investissement. Il y a d'une part, celui lié au financement de la construction de six réacteurs EPR 2, avec un budget qui oscillerait entre 60 milliards et 70 milliards d'euros, et d'autre part, celui lié aux réseaux de distribution et de transport d'Enedis et de RTE qui ont besoin de près de 200 milliards d'euros d'investissement d'ici 2040. Ces investissements se justifient en partie par la nécessité de décarboner notre consumma-

tion énergétique, donc de transférer certains usages du pétrole et du gaz vers l'électron. À terme, la demande en électricité devrait donc augmenter, pour atteindre, selon certains scénarios, 650 TWh. Or, pour le moment, il n'en est rien. La demande finale devrait s'établir aux alentours de 400 TWh cette année, contre 430 avant crise, tirant les prix vers le bas. Que s'est-il passé ?

Tout d'abord, la production nucléaire a bondi. Après la crise de la corrosion sous contrainte qui l'a fait chuter à 279 TWh en 2022, elle devrait être comprise entre 340 TWh et 360 TWh cette année. Par ailleurs, celle des barrages hydroélectriques a augmenté de près de 20 %. Dans le même temps, les efforts de sobriété et d'efficacité énergétique des particuliers et des entreprises ont porté leurs fruits, entraînant un recul de 8 % de la demande sur un an. Plus d'offres et une consommation en baisse, il n'en fallait pas plus pour tirer les prix vers le bas. Les particuliers ayant opté pour des contrats au prix de marché ont d'ailleurs déjà vu leur facture baisser. Ceux ayant opté pour le tarif de vente régulé (TRV) devront attendre le 1^{er} février pour bénéficier d'un recul d'environ 9 %.

Chercher les nouveaux usages

EDF a donc décidé de prendre le taureau par les cornes et de mettre en place une politique commerciale plus volontariste, avec pour objectif d'aller chercher les nouveaux usages et de gagner 150 TWh de demande supplémentaire d'ici 2035. Les transports, avec le développement des véhicules électriques légers et lourds, doivent apporter 70 TWh de demande supplémentaire. Pour encourager le passage du thermique à l'électrique, EDF développe notamment son réseau de bornes de recharge. Le groupe estime que l'industrie offre un potentiel de croissance de



60 TWh, grâce à l'implantation de nouvelles usines – à l'instar des trois sites annoncés ce jour au Havre avec un potentiel de 3 TWh – et grâce à l'électrification de certains processus, par exemple, la mise en place de pompes à chaleur haute température pour remplacer des chaudières gaz. Le développement des centres de stockage de données impliquera un besoin supplémentaire de 20 TWh. Enfin, dans le bâtiment, la demande devrait être stable : pour EDF, il s'agit de compenser les gains liés à la rénovation énergétique et à la meilleure gestion des systèmes par le remplacement des consommations fioul, gaz (pour le chauffage notamment) par de l'électrique.

EDF a aussi besoin d'engranger de nouveaux contrats, d'abord avec les entreprises électro-intensives. À date, le groupe se targue d'avoir signé 5 lettres d'intention pour des contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN), avec de premières livraisons prévues entre 2026 et 2029 selon les partenaires, pour 10 TWh de consommation annuelle. À cela s'ajoutent les contrats d'une durée de quatre à cinq ans, signés avec des fournisseurs d'électricité ou des entreprises. « Aujourd'hui, 4 000 de ces contrats ont été signés pour un total de 7 TWh », explique Marc Benayoun, directeur exécutif du groupe EDF en charge du pôle clients, sans fournir plus de

détails sur les niveaux de prix. Mais cela reste peu au regard des attendus de l'État. Le groupe a aussi vu revenir de son giron 1 million de consommateurs, échaudés par de mauvaises expériences auprès de fournisseurs alternatifs pendant la crise.

Dans ce paysage complexe, la hausse de la production d'électricité nucléaire n'en reste pas moins une bonne nouvelle. D'autant qu'elle va permettre à EDF de battre tous ses records d'exportation cette année, avec 90 TWh envoyés chez nos voisins, essentiellement au Benelux, en Allemagne et en Italie, trois pays dans lesquels les prix de l'électricité sont supérieurs aux nôtres. ■