

Tribune publiée début 2022 dans le journal Le Monde par d'anciens hauts-dirigeants d'EDF

« Il est temps de revoir l'organisation du marché de l'électricité en France et en Europe »

Anciens dirigeants d'EDF, nous interpellons les pouvoirs publics d'aujourd'hui et de demain sur la situation critique de l'opérateur, accentuée par les mesures prises récemment pour protéger les particuliers et les entreprises face à la hausse du prix de l'électricité.

Ces mesures, prises dans l'urgence, sont dues à la crise engendrée par l'explosion des prix du gaz. A court terme, elles ont un coût de l'ordre de 8 milliards d'euros pour EDF ! A moyen et long termes, elles génèrent des risques pour la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France, sans apporter de réponse durable au renchérissement des prix des énergies fossiles. Il est temps de revoir l'organisation du marché de l'électricité en France et en Europe pour sortir de cette impasse.

Pour que le consommateur dispose à chaque instant de l'électricité nécessaire à ses activités, il faut tout d'abord qu'il soit raccordé à un réseau électrique de distribution et de transport, et que des centrales soient disponibles pour satisfaire la totalité de la demande. Il faut, en outre, que des agents commerciaux aient négocié un contrat de fourniture avec ce consommateur, activité dont le coût est infiniment plus faible que ceux engagés pour la construction et l'entretien des réseaux et des centrales, qui sont essentiellement des coûts d'investissement.

Double paradoxe

La logique voudrait que la facture des clients reflète cette réalité. Or il faut des années pour concevoir et réaliser ces équipements. Pourquoi le consommateur français verrait-il sa facture exploser lorsque les prix du gaz s'envolent ?

Le marché organisé en Europe est un marché de court terme, efficace mais aveugle au-delà de trois ans. A chaque instant, les centrales disponibles sont appelées par ordre de coût croissant. La dernière centrale utilisée pour satisfaire la demande fixe le prix du marché. Il reflète donc le coût du combustible utilisé – en général du gaz – et du CO₂ émis par celle-ci.

La concurrence, en Europe, s'est concentrée sur la fourniture du client final, et le prix pour les consommateurs est fixé sur la base du prix de marché, sans rapport avec le coût du mix de production du pays.

Nous sommes confrontés à un double paradoxe : alors que le parc de production français est très majoritairement nucléaire et hydraulique, les consommateurs sont exposés à la volatilité des prix du gaz. Par ailleurs, le marché ne donne pas les

signaux de prix à long terme qui permettraient de guider les investissements nécessaires à la construction des centrales du parc de production futur, en niveau et en structure. Celle-ci résulte en effet de choix politiques très différents d'un pays à l'autre, liés à la hiérarchie des critères retenus (maîtrise des coûts, indépendance énergétique, lutte contre le changement climatique).

La sanction de la Bourse

Lors de l'ouverture des marchés, les nouveaux entrants du secteur, dans ce cadre concurrentiel limité à la vente de l'électricité, ne disposaient pas de moyens de production. En attendant qu'ils prennent le risque d'en construire, la France, sous la pression de la Commission européenne, a inventé l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh) : EDF a été mis dans l'obligation de vendre à ses concurrents, depuis 2012 et jusqu'en 2025, jusqu'à 100 TWh, à un prix de 42 euros/MWh.

Ce prix, jamais réévalué malgré le coût des nouvelles obligations en matière de sécurité et de sûreté, ne couvre pas l'intégralité des coûts d'investissement du parc nucléaire existant, totalement financé par l'endettement d'EDF. Ce prix aurait dû être supérieur de plus de 10 euros/MWh.

L'Etat demande maintenant à EDF de fournir à ses concurrents 20 TWh supplémentaires au titre de l'Arenh, à un prix de 46,20 euros/MWh ! Or EDF, exposé aussi à la volatilité des prix du marché, équilibre chaque année, pour la suivante, ses ventes et ses achats d'électricité pour couvrir ses risques. Cela conduit EDF à devoir racheter sur le marché ces 20 TWh, à un prix exorbitant, ce qui, en tenant compte de l'impact sur les offres de vente et le tarif réglementé, va alourdir sa dette d'environ 8 milliards d'euros. La Bourse a immédiatement sanctionné le cours d'EDF par une chute de plus de 20 % !

Marges de manœuvre réduites

Par ailleurs, la production du parc nucléaire existant, déjà affectée par les perturbations dues à la pandémie de Covid-19, a été réduite par l'arrêt de plusieurs réacteurs, en raison de la corrosion sur les circuits d'injection de sécurité. L'entreprise ne transige pas avec la sûreté ! Mais cela alourdit le coût pour EDF, qui doit bien sûr en assumer la responsabilité, avec des marges de manœuvre fortement réduites en raison de cette décision.

Des solutions structurelles existent pour sortir de cette difficulté. On peut envisager, par exemple, une organisation du marché, acceptable par la Commission européenne, qui pourrait permettre à EDF de trouver des partenaires industriels français ou européens. Ceux-ci accepteraient de s'engager, par des contrats de long terme, à partager les risques d'investir dans la prolongation du parc de production actuel, voire dans de nouveaux moyens de production. Le contrat Exeltium, entre des industriels « électro-intensifs » et EDF, approuvé par Bruxelles, fonctionne d'ailleurs sur cette base depuis plus de dix ans.

Une telle réforme redonnerait à EDF, et à ses partenaires potentiels, les moyens et le cadre réglementaire stable pour investir en réponse aux défis énergétiques, tout en

maintenant les prix à des niveaux reflétant les coûts, et non l'extrême volatilité des prix de marché.

Avec les valeurs du service public chevillées au corps, EDF, en dépit de ses défauts ou de ses lacunes, a su relever avec succès, depuis sa création, en 1946, nombre de défis, de la reconstruction du pays après la guerre à la construction du parc nucléaire existant. EDF a continué de se développer, et est même aujourd'hui le principal investisseur dans les énergies renouvelables. Elle saura encore être utile au pays pour affronter les défis de demain dans un cadre de marché adapté aux caractéristiques du secteur de l'électricité.

Yves Bamberger, ancien directeur recherche et développement d'EDF ; Jean-Pierre Benqué, ancien directeur commerce ; Pierre Carlier, ancien directeur général délégué, pôle industrie ; Pierre Daurès, ancien directeur général ; Bernard Dupraz, ancien directeur production et ingénierie ; Michel Francony, ancien directeur de la distribution (aujourd'hui Enedis) ; Philippe Huet, ancien directeur de l'audit et des risques ; Pierre Lederer, ancien directeur commerce ; Bruno Lescœur, ancien directeur production, ingénierie et trading ; Hervé Machenaud, ancien directeur production et ingénierie ; Philippe Monloubou, ancien président du directoire d'Enedis ; Thomas Piquemal, ancien directeur financier ; Philippe Sasseigne, ancien directeur production nucléaire et thermique ; Philippe Torrion, ancien directeur stratégie et innovation