

De l'enjeu de faire émerger des marchés de long terme de l'électricité

Par Antoine DEREUDDRE

Chef économiste à la Commission de régulation de l'énergie (CRE)

Jamais les prix de l'électricité du marché de gros français n'ont été aussi élevés. Nos voisins, pourtant dotés d'un parc plus carboné, nous vendent une électricité qu'ils produisent à moindre coût. Cette situation amère, en apparence aberrante, contraste de façon saisissante avec les années passées, où les prix français étaient parmi les plus bas d'Europe.

Nous ne nous attarderons pas ici sur les causes immédiates de la crise tant elles sont flagrantes. Sans nier l'urgence de la situation présente, il paraît néanmoins utile d'examiner quelques pistes d'une réforme possible des mécanismes de marché à long terme.

Le point de départ de notre réflexion repose sur l'hypothèse qu'un marché liquide des contrats à long terme est aussi nécessaire au bon fonctionnement du système que les marchés de court terme.

Partant du constat d'un marché encore incomplet, où les contrats à long terme ne se développent pas spontanément, nous envisageons les prémises d'une régulation prudentielle par les quantités.

Le niveau et la volatilité extrêmes des prix de gros suscitent un débat légitime sur le bien-fondé du marché européen de l'électricité

La présente contribution au débat s'attache à poser les jalons d'une réflexion sur le fonctionnement du marché de gros, non seulement comme mécanisme de fixation des prix de court terme, mais aussi comme outil d'orientation et de déclenchement des investissements.

Avant de nous pencher sur l'organisation du marché, il est utile d'avoir à l'esprit l'arrière-plan théorique du développement du parc électrique

En théorie, il existe un unique parc optimal adapté aux sous-jacents que sont la demande, les coûts de chaque technologie (émissions incluses), les effacements de consommation et les mix des pays voisins. Il intègre des marges liées aux incertitudes pesant sur les sous-jacents.

Ce parc, composé de technologies variées – moyens de base à coût variable quasi nul, moyens de pointe à faibles coûts fixes, flexibilités, interconnexions –, minimise les coûts du système.

Le parc n'étant pas reconstruit chaque année et les installations ayant une durée de vie s'étendant sur plusieurs décennies, un objectif plus réaliste consiste à

atteindre un niveau correspondant au parc ajusté, point actuel de la trajectoire de développement qui minimise les coûts sur longue période.

Les erreurs de prévision entachant les décisions d'investissement peuvent mener à un parc inadapté et donc coûteux pour la société :

- un sous-équipement conduit au rationnement, dont les conséquences sont catastrophiques du fait du rôle de l'électricité dans nos sociétés modernes ;
- un sur-équipement pousse à un gaspillage des ressources rares et amène l'exploitant à s'habituer à l'inefficacité.

Pour caricaturer – la réalité se situant souvent entre ces deux extrêmes – on peut opposer deux modes de décision en matière d'investissement : d'un côté, la planification centrale et, de l'autre, le marché ouvert¹

La planification centrale, étant dépourvue des mécanismes autocorrectifs que sont les prix de marché et la discipline de la concurrence, peut connaître des cycles

¹ L'ouverture en 2000 du marché de gros en Europe a moins marqué une rupture qu'une évolution : un marché « gris » de court et de long terme existait déjà ; la planification centrale a perduré sous diverses formes institutionnelles ; en France, les prix restent actuellement fixés par l'État pour environ la moitié de la production.

de sur- et de sous-équipement, dont les conséquences en termes de prix sont supportées par les consommateurs, parfois longtemps après.

Dans un système de marché, les erreurs de prévision sont en principe payées par ceux qui les commettent. Mais le marché actuel ne s'est pas spontanément doté de contrats à long terme seuls à même de permettre de lisser la volatilité des tarifs et de sécuriser les investissements.

Au sein des marchés de gros de l'électricité, il convient de distinguer le segment de court terme de celui de long terme

Le marché de court terme remplit la fonction d'envoyer en quasi-temps réel les signaux économiques permettant d'activer ou non des unités de production ou de consommation. Son architecture, fondée sur le principe du coût marginal naturellement en application dans les marchés des commodités, n'a pas été pris en défaut. Il apparaît compliqué d'imaginer un système assurant l'équilibre à court terme qui ne reposerait pas sur un tel principe. Déjà utilisé par le monopole historique, le principe du coût marginal est tellement élémentaire qu'il n'est d'ailleurs énoncé dans aucune directive ou texte législatif ou réglementaire.

À l'inverse, le marché de long terme – celui anticipant la livraison d'énergie sur un laps de temps variant de quelques jours à plusieurs années – reste illiquide et insuffisamment développé, voire inexistant aux échéances supérieures à trois ans. Alors qu'il pourrait sembler naturel que des contrats à long terme soient spontanément conclus entre les producteurs et les consommateurs de façon à satisfaire le double enjeu de la sécurisation de l'approvisionnement et de la maîtrise des prix, la demande pour ces produits est restée dormante depuis l'ouverture du marché².

Au niveau collectif, il existe un risque d'inadéquation à long terme entre l'offre et la demande. À l'échelle individuelle, presque personne n'a intérêt à payer pour le couvrir

Cette situation peut sembler paradoxale, quand dans d'autres secteurs, des contrats à long terme se sont développés pour répondre à la demande. Ainsi, la dette souveraine française est contractualisée à une échéance de 50 ans pour répondre à la demande de certains investisseurs. De leur côté, les particuliers s'endettent parfois sur 30 ans pour financer leurs investissements immobiliers.

Parmi les raisons de ce manque d'appétence, peuvent être invoqués certains facteurs contingents, notamment :

- un prix spot qui s'est révélé par le passé souvent plus intéressant que le prix à terme ;

- l'existence dans notre pays d'un produit spécifique, l'ARENH, équivalant à une option d'achat gratuite renouvelée chaque année ;
- les mécanismes de soutien public aux énergies renouvelables, qui les ont sorties du marché des contrats à long terme ;
- une instabilité réglementaire incitant à limiter l'horizon et les volumes de couverture ;
- des fourchettes de cotation trop larges liées à une illiquidité autoentretenu ;
- des appels de marge parfois difficilement supportables par la trésorerie des acheteurs – et même par celle des vendeurs.

Mais ces facteurs n'expliquent pas tout. Les acheteurs ont peu intérêt pour des raisons structurelles à sécuriser leur approvisionnement à long terme.

Le besoin de couverture des fournisseurs dépend moins de la consommation nationale que de leurs parts de marché, qui peuvent varier rapidement au gré du jeu de la concurrence. Un fournisseur est donc difficilement en mesure d'estimer son besoin de couverture au-delà de quelques trimestres. Leurs clients de bas de portefeuille pouvant les quitter à tout moment, sans pénalités, les fournisseurs limitent généralement l'échéance de leurs contrats d'achat à un ou deux ans (sauf couverture *back-to-back* de contrats d'une durée plus longue).

Les consommateurs signent des offres de détail portant sur de courtes durées (dépassant rarement 2 ans). Habités à des tarifs stables, ils espèrent une intervention de l'État en leur faveur en cas de crise. Les consommateurs voient donc mal quelle assurance un contrat à long terme pourrait leur apporter.

À l'amont, la situation est différente, mais cela reste sans effet. Certes, les producteurs à coûts fixes élevés, qui se financent par des emprunts à long terme, cherchent à vendre leur électricité à des échéances lointaines, mais la demande privée de contrats à long terme de fourniture d'électricité n'existe pratiquement pas, celle-ci étant limitée à certaines entreprises souhaitant verdir leur approvisionnement au travers de contrats de gré à gré (Corporate Power Purchase Agreements). Les dispositifs publics de soutien aux renouvelables demeurent dès lors le principal moyen de sécuriser les revenus.

Une réforme doit donc concerner l'émergence d'une nouvelle classe de contrats à long terme qui soient suffisamment liquides, plutôt qu'un changement du mode de fixation des prix sur le court terme

La meilleure façon de créer et d'animer un marché de l'électricité à long terme est encore à imaginer.

Une des options envisagées est celle d'un acheteur unique, et public, qui concentrerait l'ensemble des tran-

² Si l'on met de côté l'ambitieux dispositif Exeltium, dont l'histoire pourrait faire l'objet d'un article à part entière, ainsi que le développement encore timide des Power Purchase Agreements.

sactions en achetant à long terme directement auprès des producteurs *via* des appels d'offres et rétrocéderait les quantités achetées auprès des fournisseurs à prix coûtant.

Une autre option est celle d'un marché organisé entre plusieurs producteurs, grands consommateurs, fournisseurs et acteurs de marché, ce qui suppose :

- que les produits échangés soient normalisés et fongibles entre eux ;
- l'émergence d'un « teneur de marché », qui en assure à tout moment la liquidité au travers d'ordres d'achat et de vente à prix très proches.

Les deux hypothèses se traduisent par une répartition du risque bien différente.

La première conduit naturellement à ce qu'un acteur public assume une fonction de planification centralisée, décidant à son niveau des investissements dans les différentes technologies de production, de stockage et de flexibilité. Les erreurs de planification seront portées par cet acheteur central, même si, en pratique, les conséquences financières de celles-ci seront payées par les consommateurs et les contribuables.

La seconde hypothèse rattache cette fonction prévisionnelle à l'évolution et à la confrontation des offres concurrentes des différentes technologies et des prix afférents sur le marché des contrats à long terme. Elle permet sans doute d'être plus réactif et efficace, mais pose en parallèle une question de nature politique : celle de laisser à certaines composantes la capacité de décider du mix énergétique, surtout quand cette question peut affecter la souveraineté nationale.

Ce modèle a vocation à s'appliquer à l'échelle de l'ensemble de l'Europe, un marché liquide où s'échangent des contrats de long terme, mais restant suffisamment souple pour s'adapter aux différences nationales. La décision d'accorder une préférence à certaines technologies reste compatible avec l'instauration d'un tel système sous réserve de préserver les signaux économiques pertinents pour guider le dosage du mix.

Dans les pays où la construction de nouvelles centrales nucléaires n'est pas envisagée, le nombre des options technologiques susceptibles de composer le mix électrique est certes réduit, mais cela n'empêche pas une optimisation du mix bas-carbone grâce à une mobilisation de celles qui restent disponibles, y compris au travers d'une régulation *via* des contrats à longue échéance.

À l'inverse, certains États membres, dont la France, gardent ouverte l'option du nucléaire pour assurer leur sécurité d'approvisionnement à long terme. Le modèle de marché liquide assis sur des contrats de long terme est pleinement compatible avec ce choix de politique énergétique. Il pourrait constituer l'outil privilégié de développement du nucléaire aux côtés d'autres technologies. Il permettrait en outre de :

- définir explicitement les besoins nationaux en matière de sécurité d'approvisionnement à hauteur des souhaits des pouvoirs publics et à des échéances

compatibles avec les constantes de temps propres au nucléaire, mais ce sans écarter les autres technologies ;

- guider le mix vers un bon équilibre entre le nucléaire et les autres technologies selon leurs caractéristiques respectives en termes de coûts fixes, de coûts variables et de pilotabilité ;
- financer les coûts de construction sur toute la durée des chantiers en répercutant dans les prix de détail une partie de la valeur des contrats à venir ;
- garder une souplesse maximale, les contrats pouvant être échangés entre les acteurs en fonction de l'évolution de leurs investissements ;
- sécuriser l'évolution des prix de détail ;
- fournir aux consommateurs industriels des contrats de long terme à des prix compétitifs.

Autre avantage majeur, tout cela pourrait se faire sans avoir besoin de mettre en place un mécanisme de soutien public, dont la compatibilité avec les principes du marché européen reste une question ouverte.

Une régulation prudentielle des fournisseurs pourrait reposer sur des obligations de couverture minimale

Si l'on souhaite protéger les consommateurs contre la volatilité des prix et leur évolution non maîtrisée sur le long terme, il pourrait être utile de prévoir à l'avance un mécanisme d'atténuation des variations de ceux-ci sans pour autant neutraliser l'incitation à la flexibilité.

Une solution possible serait de réguler l'activité des fournisseurs en adoptant la même approche prudentielle que celle retenue pour la régulation de l'activité des banques. Il s'agirait dès lors de vérifier qu'ils disposent d'une couverture suffisante pour assurer l'approvisionnement de leurs clients. Cette régulation permettrait de garantir, *ex ante*, que les prix de détail restent inférieurs à un prix décidé politiquement (bouclier tarifaire).

Ce dispositif pourrait s'appuyer sur un marché à terme émettant un signal-prix pertinent pour guider les échanges d'électricité à longue échéance.

L'idée d'une régulation prudentielle des risques actif-passif n'est pas originale. Elle s'inspire de la régulation de l'activité des institutions financières, laquelle repose sur le respect de ratios de solvabilité et de liquidité.

La définition de ce que pourrait être une régulation prudentielle de l'activité des fournisseurs d'électricité en est encore au stade de l'ébauche. Nous nous limiterons ici à en retracer sommairement les principales caractéristiques.

Collectivement, la régulation consisterait à définir une trajectoire pluriannuelle de quantités d'énergie à sécuriser à un horizon de long terme (à titre de référence, les

contrats à long terme historiques pouvaient s'appliquer sur des durées allant parfois jusqu'à 40 ans).

La méthode de détermination de la trajectoire année par année ferait l'objet d'une consultation de l'ensemble des acteurs concernés. Elle prendrait en considération, outre la croissance de la demande, la durée de vie des installations de production en exploitation et de celles en développement, ainsi que la marge de sécurisation souhaitée. La trajectoire serait mise à jour régulièrement à partir des dernières informations disponibles.

Le respect de cette trajectoire serait ensuite réalisé entre les différents fournisseurs titulaires d'une licence, qui seraient obligés de détenir des contrats à long terme (exactement comme les émetteurs de CO₂ qui doivent acheter des certificats de droit d'émission).

Au niveau de chaque fournisseur, la régulation consisterait ainsi en une obligation de couverture minimale au travers de contrats standards, fongibles et liquides, et ce à due proportion de son portefeuille au regard de la consommation nationale. À titre purement illustratif, la couverture minimale pourrait représenter 80 % de la consommation Y + 1, 75 % de la consommation Y + 2, etc.

Le profil de consommation aurait un effet sur le volume des contrats à détenir. Le coefficient de conversion entre le profil agrégé de chaque fournisseur et le produit standard *baseload* serait défini selon une méthodologie transparente en termes de couverture, portant plutôt sur la valeur que sur les volumes et utilisant des observations de marché.

Les producteurs seraient les vendeurs naturels de ces contrats, mais d'autres acteurs pourraient aussi jouer un rôle en la matière. Les contrats nécessaires pour assurer la couverture des investissements en cours et des échanges transfrontaliers et la liquidité du marché pourraient être gérés par des acteurs financiers, permettant ainsi une mise en concurrence non biaisée entre les acteurs, les technologies et les zones de prix.

À cet égard, des contrats à long terme liquides d'accès aux capacités d'interconnexion devraient par ailleurs être créés aux mêmes échéances.

Certains appels de marge pourraient bénéficier de garanties publiques, qui seraient accordées aux acteurs dotés de portefeuilles physiques de production ou de consommation, de façon à limiter leurs besoins de trésorerie en cas de forte volatilité des prix.

Un changement de fournisseur entraînerait le transfert au nouveau fournisseur de la valeur des contrats concernés.

L'expérience d'autres secteurs montre qu'une telle régulation serait complexe à mettre en œuvre, mais reste gérable. Surtout, le développement d'un marché liquide de contrats à long terme régulé par les quantités pourrait offrir des avantages décisifs, parmi lesquels :

- la réaction rapide des investisseurs face à un choc d'offre ;
- la mise en concurrence équitable entre les différentes technologies de production ;

- l'accueil facilité de nouveaux entrants ;
- le bon reflet des coûts fixes de production ;
- le lissage sur une longue période des évolutions des prix de détail, ce qui peut être considéré comme l'équivalent décentralisé du bouclier tarifaire ;
- l'absence de frein aux effacements de consommation et aux flexibilités, les contrats portant sur des volumes fixés *ex ante* ;
- et, enfin, l'absence de toute intervention publique dans le processus de fixation des prix.

Conclusion

Il semble ainsi que la conception d'un parc ajusté, qui soit apte à servir les enjeux de préservation du pouvoir d'achat du consommateur et de la compétitivité d'une industrie appelée à s'électrifier dans le contexte de la décarbonation de notre économie, pourrait reposer sur les mécanismes d'un marché de contrats à long terme. Son organisation, son extension et les modalités précises de sa régulation, en particulier pour le parc nucléaire français à long terme, restent à expertiser plus avant.

Bibliographie

- ARROW K. (1964), "The Role of Securities in the Optimal Allocation of Risk-bearing", *The Review of Economic Studies*, vol. 31, n°2, April, pp. 91-96.
- BOHN R., CARAMANIS M. & SCHWEPPE F. (1984), "Optimal Pricing in Electrical Networks Over Space and Time", *The RAND Journal of Economics*, vol. 15, n°3, Autumn, pp. 360-376.
- DECRE F. & CHEFDEVILLE H. (2000), « Principes de tarification de l'électricité en France », *Techniques de l'ingénieur*, traité de Génie électrique, D 4 023-1.
- MAERE D'AERTRYCKE G., EHRENMANN A. & SMEERS Y. (2017), "Investment with incomplete markets for risk: The need for long-term contracts", *Energy Policy* 105, pp. 571-583.
- WOLAK F. (2003), "Diagnosing the California Electricity Crisis", *The Electricity Journal*, September/October, doi:10.1016/S1040-6190(03)00099-X.
- WOLAK F. (2022), "Long-Term Resource Adequacy in Wholesale Electricity Markets with Significant Intermittent Renewables", *Environmental and Energy Policy and the Economy*, vol. 3.