

Lors du séminaire Nasse organisé le 29 septembre 2022, Nicolas Astier - Chercheur en économie à Paris School of Economics, spécialisé en énergie et environnement - et Laure Gauthier- Docteure en droit et Rapporteuse générale adjointe de l'Autorité de la concurrence, dirigeant le service concurrence 1 - ont débattu sur le sujet « Tarification de l'électricité ». La séance a été animée par Aurélien Paillard - Chef du département Marchés de détail de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Les présents propos n'engagent que leurs auteurs et ne sauraient être considérés comme constituant une prise de position officielle de leurs employeurs ou de la DG Trésor.

### **Rappels économiques et juridiques**

Aurélien Paillard - La crise énergétique a commencé dès fin 2021, avec des prix nettement en hausse, et s'est traduite par des déséquilibres macro-économiques et une adaptation des dispositifs législatifs. Il est important de rappeler que l'électricité est un bien économique particulier. En effet, contrairement aux biens classiques, les capacités de stockage sont limitées et la demande de consommation est instantanée. Par ailleurs, il s'agit d'un bien de première nécessité avec un poids politique important et de forts enjeux environnementaux.

Nicolas Astier - Du fait des difficultés de stockage et de la nécessité de maintenir un équilibre offre-demande à tout instant, l'électricité est un bien multi-produit dont la valeur peut varier fortement selon les conditions (lieu, date, aléas, etc.). Le prix « idéal » de l'électricité correspond au coût marginal de production de la centrale que l'on appellerait s'il fallait augmenter marginalement la production d'électricité. Ce système de prix génère à court terme des rentes pour les centrales qui produisent mais ne sont pas marginales, ainsi que pour le gestionnaire de réseau s'il y a des congestions. A l'optimum de long terme, l'espérance de ces rentes de court terme couvre exactement, sous certaines conditions, les coûts d'investissements dans les centrales et le réseau. Toutefois, en raison de la complexité du système de prix reflétant les conditions économiques à chaque instant, les mécanismes mis en place en pratique reposent sur des simplifications parfois importantes. L'histoire de l'industrie électrique est donc rythmée par des arbitrages entre des mécanismes de marché imparfaits (comportements anticoncurrentiels, signaux prix trop simplifiés) et une régulation imparfaite de monopoles (rentes informationnelles, inefficacités de gestion).

Laure Gauthier – L'industrie française de l'électricité a longtemps fonctionné sous un monopole public, jusqu'aux années 90 où a commencé une libéralisation européenne des industries de réseaux, notamment à travers un ensemble de directives européennes connues comme les « paquets Energie ». Cela a conduit en France à une ouverture progressive du secteur de l'électricité à la concurrence.

Depuis 2007, le marché de l'électricité en France est globalement ouvert à la concurrence (il reste notamment un monopole dans le nucléaire), avec une pluralité d'acteurs. Cette libéralisation a été accompagnée par la mise en place d'un ensemble d'autorités de régulation, notamment la commission de régulation de l'énergie (CRE) et l'Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Par ailleurs, l'État intervient à travers les Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH) et le tarif réglementé de vente (TRV) dans la fixation des prix. L'ARENH est un dispositif qui donne aux fournisseurs d'électricité un droit d'accès à un tarif régulé pour l'achat de l'énergie électrique issue du parc historique de production nucléaire d'EDF, dans la limite d'un volume global annuel. Le TRV est un tarif imposé par l'État, en coordination avec les régulateurs, pour le prix de l'électricité et du gaz vendus par les opérateurs historiques (EDF et Engie respectivement).

## **Tarification de l'électricité sur les marchés de gros**

Nicolas Astier - Les marchés de gros actuels connaissent certaines limites. D'une part, les marchés de l'électricité sont souvent caractérisés par un risque important d'exercice de pouvoir de marché du fait de producteurs en position dominante et d'une demande peu élastique. D'autre part, la couverture des risques de long-terme est généralement très imparfaite, notamment du fait d'une faible liquidité sur les marchés dérivés, en partie justifiée par l'anticipation d'interventions de l'État en période de prix élevés.

Concernant l'exercice de pouvoir de marché, il est très difficile de mettre en lumière ce genre de comportements en Europe, dans la mesure où il n'y a pas de correspondance explicite entre les courbes d'offre sur les marchés spot et les unités effectivement appelées. Concernant la question conjoncturelle de la légitimité des profits exceptionnels des centrales intramarginales, une partie significative est d'ores et déjà redistribuée à travers l'ARENH ou les tarifs d'achat.

La crise énergétique a révélé que les mécanismes actuels de gestion du risque de long terme côté producteurs (mécanismes de capacité<sup>1</sup>) et consommateurs (ARENH) ne sont que très peu efficaces pour stabiliser le prix moyen payé par les consommateurs finaux. Par ailleurs bien que les marchés de gros permettent d'utiliser efficacement le parc de production et de refléter les situations d'abondance et de pénurie, ils n'intègrent que très faiblement les contraintes de réseau, alors que les coûts de ces derniers représentent un tiers de la facture des consommateurs résidentiels.

Laure Gauthier - Afin de faire bénéficier le consommateur de la compétitivité du parc électronucléaire historique français et de stimuler la concurrence sur le marché aval de la fourniture au détail d'électricité, la loi NOME de 2010 a mis en place le dispositif ARENH. Ce dispositif a permis aux nouveaux entrants d'accéder à de l'électricité de base dans des conditions proches de celles dont bénéficie EDF pour l'utilisation de ses centrales nucléaires. Sur le marché de détail, l'ARENH a permis d'améliorer les conditions de la concurrence à l'aval en permettant aux nouveaux entrants de construire des offres commerciales de fourniture d'électricité compétitives. En revanche, il y a eu peu d'effets sur la production : les fournisseurs ont relativement peu investi dans des moyens de production qui leur auraient permis de s'affranchir de l'ARENH.

## **Tarification de l'électricité sur les marchés de détail**

Nicolas Astier - Sur le plan de la stricte efficacité économique, le fournisseur pourrait simplement retranscrire fidèlement les prix du marché de gros. Cela conduirait à des incitations vertueuses à consommer davantage lorsque les prix sont bas (e.g. forte production solaire), et à consommer moins lorsque les prix sont élevés. Cette approche serait optimale même quand les consommateurs sont « rationnellement inattentifs »<sup>2</sup> (Joskow & Tirole, 2006). Des tarifs dynamiques simplifiés peuvent représenter une solution pragmatique, à condition qu'ils capturent les sources principales de variation des prix de gros. En France, il s'agit en premier lieu des variations saisonnières (connues bien à l'avance) mais aussi, et surtout, des vagues de froid (connues seulement quelques jours avant). En pratique, les fournisseurs proposent systématiquement un tarif à prix constant (tarif fixe ou TRV), ce qui crée un problème de sélection adverse si les tarifs ne sont pas bien calibrés. A long terme, une tarification de

---

<sup>1</sup> Dispositif garantissant que chaque fournisseur d'électricité dispose d'un niveau de capacité permettant de couvrir la consommation électrique de ses clients pendant les périodes de forte consommation

<sup>2</sup> Biais cognitif correspondant à la capacité limitée des agents économiques à retenir des signaux. Dans ce cas, les agents peuvent être inattentifs et ignorer des informations qui seraient de nature à modifier leurs comportements.

détail qui ne retranscrit pas les signaux des marchés de gros peut se traduire par une évolution des structures de consommation vers des profils qui deviennent plus coûteux à satisfaire.

Dans le système actuel, les fournisseurs ne sont pas suffisamment couverts en raison de l'absence de régulation prudentielle, de la faible liquidité des marchés à long-terme, mais également en raison du TRV qui représente une option concurrente bénéficiant implicitement d'une forme d'assurance publique et sur laquelle beaucoup de fournisseurs choisissent de s'aligner. Par ailleurs les fournisseurs sont faiblement incités à mettre en place une tarification dynamique dans la mesure où (i) ils n'internalisent pas les contraintes de réseau, (ii) ils doivent (pour les petits consommateurs) fournir un profil de consommation en partie simulé et non une consommation effective et (iii) les économies que peuvent espérer les consommateurs résidentiels d'une tarification dynamique sont assez modestes (hors situations exceptionnelles), ce qui peut les amener à privilégier le statu quo.

Laure Gauthier - La France a gardé un tarif réglementé de vente d'électricité (TRV) après la libéralisation du marché, qui est justifié par la mission publique d'EDF de fourniture d'électricité. Cependant, dans sa décision du 8 mai 2018 concernant la compatibilité des TRV avec le droit de l'Union, le Conseil d'État a validé un seul objectif d'intérêt général du TRV, celui de la stabilité des prix, sans se prononcer sur les deux autres objectifs d'intérêt général invoqués par le Gouvernement, la sécurité d'approvisionnement et la cohésion sociale et territoriale. Aujourd'hui, des TRV sont proposés uniquement aux particuliers, aux TPE et aux petites structures publiques. Depuis 2010 (Loi NOME), le niveau des TRV est calculé selon une méthode d'empilement des coûts prenant comme base la part ARENH à laquelle s'ajoutent les différents coûts de fourniture d'électricité (coûts commerciaux, de réseau etc.).

La directive européenne n° 2019/944 encadre davantage les possibilités d'intervention des États dans la fixation des prix. Elle précise notamment que ces interventions ne peuvent être que transitoires, dans le but d'établir une concurrence effective entre les fournisseurs pour les contrats de fourniture d'électricité, ou exceptionnelles (e.g. en cas de fortes tensions d'approvisionnements).

Dans le contexte de crise actuel, les TRV ont été, avec le relèvement du plafond de l'ARENH de 20 TWh (ARENH+), l'un des principaux instruments du bouclier tarifaire pour les particuliers, aux côtés du chèque énergie et de la baisse de fiscalité sur l'électricité. Ainsi, en janvier 2022, le Gouvernement a fixé un barème correspondant à une augmentation des TRV de 4 % TTC en moyenne, équivalent à une augmentation de 38 €/an sur la facture d'un client résidentiel et de 60 €/an pour un client professionnel, au lieu de, respectivement, 330 €/an et 540 €/an, en l'absence de mesures.

## **Conclusion**

Nicolas Astier - La combinaison du mécanisme de capacité et de l'ARENH n'a pas suffi pour amortir la crise : le prix moyen d'approvisionnement a fortement augmenté et des risques de pénuries sont anticipés pour cet hiver. L'interventionnisme politique dans le coût de la facture énergétique a participé à cet échec, dans la mesure où il a désincité les entreprises à gérer activement leur risque à travers des produits financiers de couverture. Cette absence de couverture des risques rend les coûts de financement des investisseurs du côté de la production plus élevés, ce qui renchérit les conditions d'entrée. Il faudrait en outre davantage responsabiliser les fournisseurs en reconnaissant leur rôle essentiel d'assureur des consommateurs finaux, cependant cela requiert des évolutions significatives (notamment une régulation prudentielle). Par ailleurs, ni les aléas se produisant au cours des dernières 24h avant la livraison ni les contraintes physiques des réseaux ne sont aujourd'hui inter-médiés par des mécanismes de marché transparents. Cela pourrait engendrer d'importantes inefficacités, notamment dans une perspective de transition vers des énergies plus intermittentes.

Dans le cadre de la crise des prix d'énergie, le coût du bouclier tarifaire pourrait être réduit avec un ciblage plus précis des aides publiques. Un ciblage des aides suppose cependant de pouvoir croiser des données fiscales et des données de consommation observées.

Laure Gauthier - Plusieurs mesures ont été mises en place par le gouvernement et l'Union Européenne face à la hausse des prix de l'énergie (bouclier tarifaire, baisse obligatoire de la consommation en période de pointe, contribution exceptionnelle sur les revenus des producteurs fossiles etc.). Des évolutions à plus long terme sont à attendre puisque les institutions européennes ont annoncé envisager de revoir les règles de fonctionnement du marché de l'électricité. Sur l'ARENH, les enjeux seront de concilier les objectifs économiques et environnementaux liés à l'énergie, et d'instaurer une régulation sectorielle pérenne et transparente de l'accès au productible nucléaire français. Concernant les TRV, l'enjeu sera de mettre en places des dispositifs qui permettent de protéger les consommateurs les plus fragiles ou les moins informés, comme la mise en place de l'obligation pour tout fournisseur de proposer une offre simple ou la mise en place d'un tarif de première nécessité.

Aurélien Paillard – La crise actuelle a été révélatrice de certaines limites, qui sont venues cristalliser des oppositions à l'échelle européenne. Ces dernières promettent des débats riches autour de la construction du système électrique et énergétique européen. Plusieurs questions se posent encore :

- Quel est le poids de la politique énergétique en Europe et quelles sont les prérogatives des Etats membres ?
- Dans quelle mesure la construction du système énergétique européen pourra concilier les enjeux de long-terme (fonctionnement optimal) et de court-terme ?
- Quel est le degré d'acceptation des prix par les consommateurs ?