

La nécessité de faire évoluer le modèle du marché européen de l'électricité

Par Boris SOLIER

ART-Dev, Université Montpellier, CIRAD, CNRS, Université Paul Valéry Montpellier 3, Université Perpignan Via Domitia, Montpellier

La crise énergétique et l'envolée des prix de l'électricité en Europe ont amené un certain nombre d'observateurs et de décideurs politiques à remettre en question le modèle de marché actuel fondé sur les coûts marginaux. Parmi les nombreuses propositions de réforme formulées, deux d'entre elles ont plus particulièrement retenu l'attention : 1) plafonner à court terme les prix du gaz utilisé pour la production d'électricité (option espagnole) ; ou 2) instaurer à moyen terme un modèle de marché dual combinant un ordre de mérite fondé sur les coûts marginaux pour les énergies fossiles à coûts variables élevés et des contrats de long terme basés sur les coûts moyens pour les producteurs bas-carbone à coûts fixes élevés (option grecque). Le débat se pose avec d'autant plus de vigueur que la hausse des coûts de l'énergie constitue le principal moteur de l'inflation en Europe, laquelle atteignait plus de 10 % sur un an en octobre 2022. Une situation qui pèse sur la compétitivité de la zone euro face à ses principaux partenaires commerciaux souvent moins sévèrement affectés par la crise énergétique.

Le secteur électrique européen traverse, depuis la mi-2021, une crise sans précédent marquée par la flambée des prix de l'électricité, une volatilité accrue des marchés et des craintes de *black-out*. Les prix sur les marchés de gros, qui s'établissaient traditionnellement sous la barre des 50 euros le mégawattheure (MWh) au cours des dix dernières années, ont plus que doublé en 2021 et s'élevaient en moyenne à plusieurs centaines d'euros au cours de l'année 2022. Des pics de prix à plusieurs milliers d'euros ont été observés à certaines heures, et le plafond de prix de 3 000 euros le MWh a même été atteint le 4 avril 2022 sur le marché au comptant français.

C'est avant tout la très forte augmentation des cours du gaz naturel, portés par le contexte de la guerre en Ukraine, qui a provoqué celle des prix de l'électricité. Les centrales à gaz se sont en effet fréquemment retrouvées en position de déterminer le prix (*price maker*) sur le marché de gros. Rappelons qu'en Europe, environ 20 % de l'électricité sont produits à partir de gaz naturel. Cette situation s'explique également par la fermeture ces dernières années de nombreuses centrales pilotables (notamment des centrales à charbon, mais aussi nucléaires) et, plus récemment, par la chute de la production d'électricité décarbonée (l'hydraulique et le nucléaire), ce qui a eu pour effet d'accroître la corrélation entre les prix du gaz et ceux de l'électricité.

Les ménages et les entreprises ont vu leurs factures s'envoler, aggravant la précarité énergétique et les risques de faillites d'entreprises. Face à cette situation

inédite depuis l'ouverture à la concurrence du secteur – amorcée à la fin des années 1990 –, les États membres de l'Union européenne (UE), encouragés par la Commission européenne, ont adopté des mesures d'urgence visant à protéger les consommateurs et les entreprises des hausses de prix. Simultanément, plusieurs pays, dont la France et l'Espagne, ont appelé à une réforme en profondeur du marché de l'électricité afin de déconnecter les prix de l'électricité de ceux du gaz. Un souhait partagé par la présidente de la Commission européenne, Ursula Von der Leyen, qui a affiché à plusieurs reprises son intention de réformer le marché de l'énergie accusé de « ne plus rendre justice aux consommateurs »¹.

Plusieurs propositions de réforme ont été formulées dans le but de découpler le prix de l'électricité de celui des énergies fossiles. Mais les États membres peinent à s'accorder sur la réponse commune à apporter. À court terme, l'option qui semble être privilégiée est celle d'un plafonnement temporaire des prix du gaz utilisé pour la production d'électricité sur le modèle du dispositif mis en œuvre, non sans succès, par l'Espagne. Il s'agit toutefois d'une rustine, dont la généralisation à l'ensemble de l'Europe se heurte à un certain nombre d'obstacles.

¹ "The current electricity market design – based on merit order – is not doing justice to consumers anymore [...] This is why we will do a deep and comprehensive reform of the electricity market", discours sur l'état de l'Union de la présidente von der Leyen à Strasbourg, le 14 septembre 2022, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/ov/speech_22_5493

En parallèle, la Commission européenne prépare une réforme en profondeur du modèle de marché actuel de l'électricité, qui pourrait consister à combiner le marché de gros reposant sur les coûts marginaux de court terme avec des mécanismes de financement basés sur les coûts moyens de long terme. Un projet ambitieux qui permettrait d'aligner ledit modèle de marché avec les enjeux de la transition énergétique en Europe.

Les atouts et les limites du modèle de marché actuel de l'électricité

Le modèle du marché de l'électricité développé jusqu'à présent en Europe a favorisé la sécurité d'approvisionnement et la convergence des prix au travers d'une intégration croissante des marchés. Il doit aujourd'hui évoluer pour répondre aux enjeux de la transition énergétique, lesquels sont renforcés par la crise énergétique.

L'intégration des marchés de gros de l'électricité

La libéralisation du secteur de l'énergie en Europe avait notamment pour ambition d'encourager la création d'un marché unique de l'énergie, dont les conséquences devaient être une convergence des prix et une sécurité d'approvisionnement accrue du fait du développement des échanges. La priorité a surtout été donnée à l'intégration des marchés au comptant de l'énergie à travers le couplage des marchés nationaux et le passage à des mécanismes d'enchères implicites, qui ont permis un usage plus efficace des capacités d'interconnexion. Les échanges entre pays ont été facilités, ce qui a eu pour effet de favoriser la convergence des prix de gros qui est désormais une réalité en Europe, du moins au niveau régional. À titre d'illustration, les écarts de prix horaires de l'électricité entre les pays de l'Europe de l'Ouest (l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, la France et les Pays-Bas) étaient inférieurs à un euro par MWh près de la moitié du temps en 2020 (ACER/CEER, 2021). Les prix de l'électricité sont du reste demeurés relativement bas en Europe au cours de la dernière décennie, bénéficiant d'un contexte marqué par la stagnation de la demande d'électricité et des faibles prix des énergies fossiles sur les marchés internationaux. L'intégration des marchés électriques a également contribué à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement sur le continent. Un atout sur lequel a pu compter la France récemment, dont les importations ont augmenté de plus de 25 % en 2021 à la suite des difficultés rencontrées par son parc de production.

La prise en compte du signal-prix du carbone

Le prix de l'électricité sur les marchés de gros a intégré, à partir de 2005, le coût associé aux émissions de CO₂ de la production électrique, qui évolue en fonction du prix du quota déterminé sur le marché européen du carbone. Les producteurs d'électricité d'origine fossile ont vu leur coût de production augmenter et, de fait, leurs rentes infra-marginales rétrécir. Mais le prix du carbone s'est révélé le plus souvent insuffisant pour inciter les opérateurs à privilégier les ressources

les moins émettrices (Percebois et Solier, 2022). Au Royaume-Uni – pays qui a mis en place dès 2013 un mécanisme de prix plancher pour les émissions de CO₂ du secteur électrique –, le prix du carbone a permis au contraire d'enclencher une sortie rapide du charbon, qui ne représentait plus que 2 % de la production électrique en 2021 (contre près de 40 % en 2012). Avec l'adoption en 2021 de la loi européenne sur le climat et les perspectives de renforcement du marché carbone portées par le paquet « Fit for 55 », le prix du quota s'est envolé sur le marché contribuant à la hausse des prix de l'électricité. En 2022, il fluctuait dans une fourchette comprise entre 70 et 100 euros la tonne (contre 25 €/tCO₂ en 2020). La combinaison d'un signal-prix du carbone fort en Europe avec des marchés de l'électricité interconnectés, assurant l'appel des moyens de production sur la base des coûts marginaux croissants, constitue un atout important pour une décarbonation efficace du secteur électrique.

Le besoin de signaux de long terme pour favoriser le financement de la transition énergétique

Si le marché de gros basé sur les coûts marginaux assure, en théorie, une utilisation optimale des ressources à court terme, il permet également, sous certaines conditions, d'envoyer les bons signaux pour l'investissement et garantir ainsi une évolution optimale du mix (Stoft, 2002). Une première source d'inefficacité est apparue à la fin des années 2000 avec le recours aux systèmes des prix garantis (*feed-in-tariffs*) pour le développement de la production renouvelable. Cette électricité à un coût marginal proche de zéro, mais qui était financée hors marché, a conduit à des prix de gros très faibles, voire parfois négatifs, aggravant le problème de *missing money*. Les États européens ont dû introduire des marchés de capacités en complément des marchés *energy only* pour permettre aux opérateurs de couvrir les coûts fixes de leurs centrales.

La crise énergétique a révélé non seulement la dépendance de l'Europe aux énergies fossiles et les implications du modèle de marché actuel sur la formation des prix de l'électricité, mais également le besoin de détenir des marges de capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement. La transition énergétique va nécessiter des investissements importants dans les énergies décarbonées (les renouvelables et le nucléaire) et les moyens de flexibilité, comme le stockage, qui permettent de contrebalancer l'intermittence croissante des systèmes électriques. Il s'agit de technologies pour lesquelles les coûts en capitaux sont élevés par rapport aux coûts de fonctionnement, ce qui complique le recouvrement des coûts fixes sur les marchés de gros. Par ailleurs, investir dans ces technologies capitalistiques requiert d'avoir une certaine visibilité sur les prix futurs de l'électricité afin de limiter le risque d'investissement. Si les marchés à terme proposent aujourd'hui des contrats pour des maturités parfois supérieures à dix ans, la liquidité est souvent insuffisante au-delà de trois ans et ne permet pas de couvrir les contrats de long terme de type PPA (*Power Purchase Agreement*) passés entre les producteurs et les fournisseurs ou

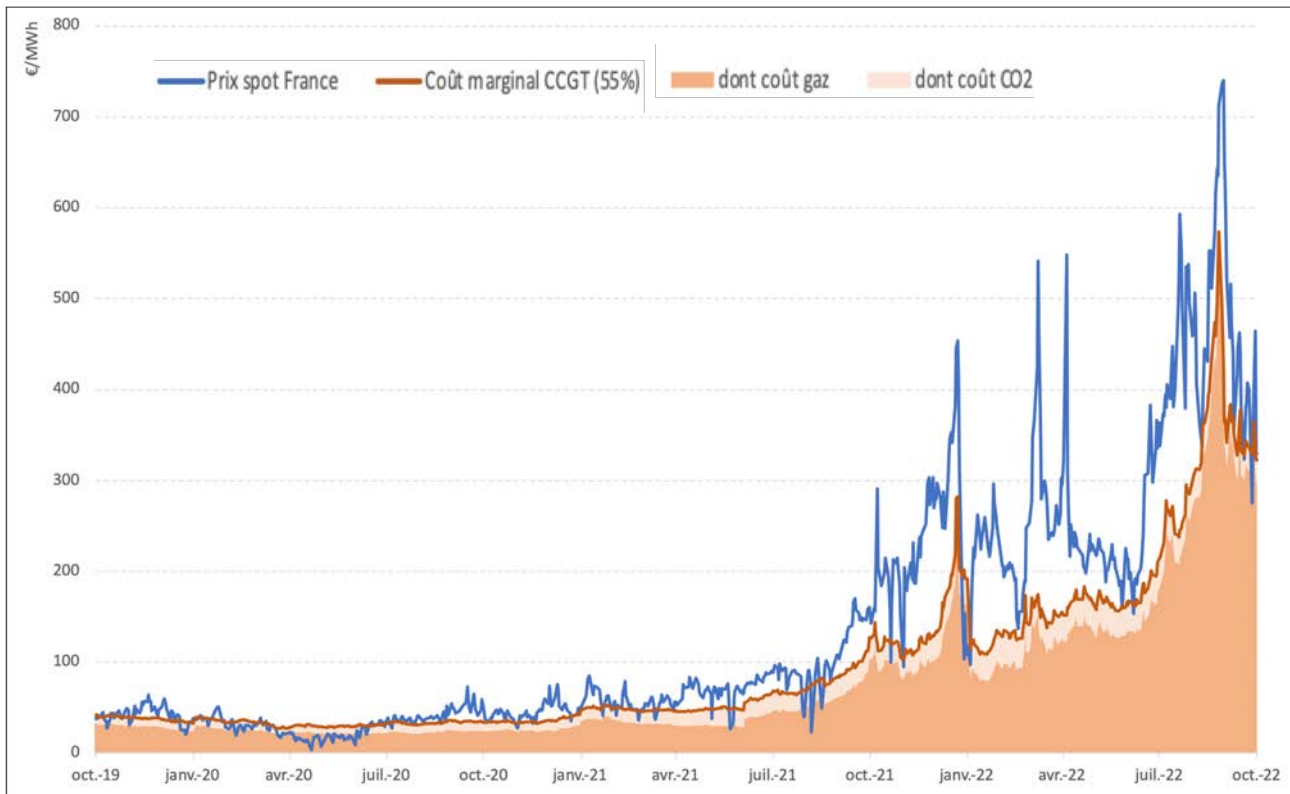


Figure 1 : Évolution du prix journalier moyen de l'électricité sur le marché *Day-ahead* français et du coût marginal des centrales à gaz sur la période allant d'octobre 2019 à octobre 2022 – Source : SOLIER B., à partir des données de EEX, ENTSO-E et ICE.

les gros consommateurs. Aligner le modèle actuel sur les enjeux de la transition énergétique nécessitera par conséquent de compléter les marchés à terme et de réduire le risque supporté par les investisseurs.

Les options pour réformer le modèle du marché de l'électricité

Plusieurs propositions de réforme du modèle de marché ont été formulées depuis le début de la crise énergétique : certaines pouvant être mises en œuvre rapidement, tandis que d'autres ne pourraient l'être qu'à plus long terme. Les implications en termes de poids du marché et du rôle des signaux-prix sont très différentes.

Plafonner le prix de l'électricité sur le marché de gros

Il s'agit de redéfinir le prix plafond sur le marché de gros (un prix actuellement de 4 000 euros le MWh) à un niveau considéré comme acceptable pour les consommateurs. Une telle mesure permettrait de faire baisser rapidement les prix de gros, mais sa mise en œuvre entraînerait une réduction de l'offre sur le marché, les centrales dont le coût marginal est supérieur au prix plafond n'étant plus incitées à produire. On peut envisager un mécanisme de compensation pour ces producteurs, mais cela s'avérerait coûteux. Un tel mécanisme réduirait par ailleurs toute incitation à la sobriété énergétique, augmentant le risque de *black-out* et celui d'une hausse de la consommation d'énergies fossiles. Les acteurs pourraient également être tentés de privilé-

gier les transactions de gré à gré dans l'hypothèse où le prix plancher ne concernerait que le marché organisé, ce qui réduirait l'efficacité du dispositif. C'est une proposition qui a politiquement peu de chances d'être adoptée au niveau européen.

Plafonner le prix du gaz utilisé pour la production d'électricité

Le plafonnement du prix du gaz utilisé pour la production d'électricité figure parmi les propositions de réforme les plus intensément débattues. C'est le dispositif que l'Espagne et le Portugal ont appliqué à partir de juin 2022, avec l'aval de la Commission européenne. Le prix du gaz servant à la production d'électricité y est plafonné à 40 € le MWh et la différence entre le prix de marché du gaz et le prix plafond est prise en charge par l'État. Le coût de la mesure est ensuite financé par l'ensemble des consommateurs *via* une taxe prélevée sur la facture d'électricité. La mesure qualifiée d'« exception ibérique » a permis de faire baisser de 20 à 30 % la facture acquittée par 10 millions de consommateurs espagnols qui bénéficient d'un tarif réglementé indexé sur le marché de gros (Hidalgo-Pérez *et al.*, 2022). Elle a en revanche entraîné une augmentation de la consommation de gaz (et donc du prix du gaz payé par les autres secteurs) et des exportations d'électricité vers la France.

Sa généralisation à l'ensemble de l'Europe soulève trois enjeux principaux :

- Le premier enjeu concerne le choix du niveau auquel fixer le prix plafond. Un plafond trop élevé limiterait

l'effet du dispositif sur le prix de gros et donc l'utilité de la mesure. Tandis qu'un plafond trop bas diminuerait fortement le coût marginal des centrales à gaz et donc les prix de l'électricité sur les marchés de gros, augmentant la consommation d'électricité et celle de gaz en Europe. Cela aurait également pour effet de modifier en retour l'ordre de mérite des centrales électriques sur le marché de gros, ce qui nécessiterait d'étendre la mesure aux centrales à charbon et augmenterait significativement le coût du dispositif.

- Le second enjeu est celui du risque d'une hausse des exportations d'électricité vers les pays voisins avec lesquels l'UE est interconnectée (principalement le Royaume-Uni et la Suisse). Pour éviter les fuites d'électricité subventionnée, l'UE devra négocier avec les pays concernés l'adoption d'un mécanisme similaire ou, à défaut, restreindre le dispositif aux exportations intra-UE.
- Le dernier enjeu est lié à la prise en compte des effets distributifs que ne manquera pas de générer la mesure au sein de l'UE. Le subventionnement des prix du gaz au profit du secteur électrique devrait entraîner une augmentation de la demande de gaz en Europe et donc une hausse du prix payé par le secteur non électrique, notamment par les consommateurs industriels. En outre, tous les pays de l'UE ne bénéficieront pas dans les mêmes proportions du plafonnement en faveur du secteur électrique des prix du gaz. Certains d'entre eux supporteront même des coûts élevés en raison du poids important du gaz dans leur mix électrique. Traiter ces effets distributifs nécessiterait de créer un fonds de compensation spécifique, qui serait chargé de répartir équitablement le coût du dispositif entre les différents pays.

Rémunérer les producteurs sur la base du prix offert (*pay-as-bid*) et non du prix d'équilibre (*pay-as-clear*)

Dans le cadre des marchés d'échange journalier (*Day-ahead*), les producteurs sont rémunérés sur la base du prix d'équilibre du système (*pay-as-clear*), qui correspond au prix de la dernière enchère acceptée. Ils sont ainsi incités à proposer un prix d'offre proche de leurs coûts marginaux afin de maximiser leurs chances d'être sélectionnés. Avec des enchères de type *pay-as-bid*, les producteurs retenus perçoivent non pas le prix d'équilibre, mais le prix de l'électricité qu'ils ont demandé. Ils sont dès lors incités à proposer un prix supérieur à leur coût marginal afin de pouvoir couvrir leurs coûts fixes et éviter ainsi la malédiction du vainqueur. Le risque dans ce cas est que le prix proposé par le producteur soit trop élevé et que son enchère ne soit donc pas retenue. Les producteurs ont donc un intérêt à chercher à anticiper le prix de la dernière offre qui sera acceptée et à proposer un prix juste inférieur à celui-ci. Cette complexité dans la fixation du prix est susceptible de réduire l'efficacité allocative du marché par rapport au système actuel d'enchères à « prix limite » ; les enchères au « prix demandé » n'offrent en outre aucune garantie quant à une diminution du prix d'équilibre (Pototschnig *et al.*, 2022). Une alternative pourrait consister à opter

pour une rémunération fondée sur la moyenne des coûts marginaux du marché (Percebois et Pommeret, 2022), avec un mécanisme de compensation pour les producteurs dont le coût marginal serait supérieur à la moyenne, ce qui permettrait de réduire le prix sur le marché de gros et donc le coût pour le consommateur.

Mettre en place un modèle d'acheteur unique (ou central)

Dans ce cas, la concurrence est maintenue, mais seulement au niveau du marché de gros entre producteurs : la totalité de l'électricité est vendue *via* des contrats de long terme à un acheteur unique qui sélectionne les producteurs par appels d'offres. Le prix de l'électricité serait déterminé non plus en fonction du coût variable de court terme, mais reflèterait le coût marginal à long terme, ce qui permettrait de lisser le prix pour le consommateur. C'était la position défendue sans succès par la France lors des négociations sur la directive de 1996 qui a conduit à une ouverture totale du secteur électrique à la concurrence. Notons que certains proposent aujourd'hui une solution assez proche de celle-ci avec un marché de gros délivrant des prix horaires calés sur les coûts marginaux et un « acheteur central » qui passerait des contrats pour différence avec l'ensemble des moyens de production d'électricité (d'origine fossile comme décarbonée) pour la revendre à des prix alignés sur les coûts de long terme (Beeker et Finon, 2022). Avec de tels systèmes, dans lesquels la totalité de la production/consommation est couverte par des contrats de long terme, le partage du risque repose assez largement sur la puissance publique. Une option qui ne semble pas être envisagée à l'heure actuelle.

Opter pour un marché dual ou hybride, combinant tarification au coût marginal et contrats basés sur les coûts moyens de long terme

Cette proposition, qui émane du gouvernement grec (Council of the European Union, 2022), consiste à segmenter le marché de gros en deux compartiments : d'un côté, les centrales à coût marginal faible, mais à coûts fixes élevés, qui produisent lorsqu'elles sont disponibles (énergies renouvelables et nucléaire) ; de l'autre, les centrales à coûts variables élevés, qui produisent à la demande et permettent d'équilibrer le marché en venant en complément de la production issue des ressources renouvelables intermittentes.

Les premières seraient rémunérées non plus sur la base des coûts marginaux, mais sur la base d'un prix couvrant leur coût moyen de long terme (*Levelized cost of electricity*). Ce dernier pourrait être mis en place soit *via* des contrats pour différence (pour les nouvelles technologies), soit sous la forme d'un prix plafond appliqué à ces mêmes technologies sur le marché de gros (pour les installations existantes).

Les autres producteurs continueraient, quant à eux, de percevoir, comme aujourd'hui, le prix d'équilibre du marché de gros déterminé à partir des enchères basées sur les coûts marginaux, ce qui garantit leur utilisation

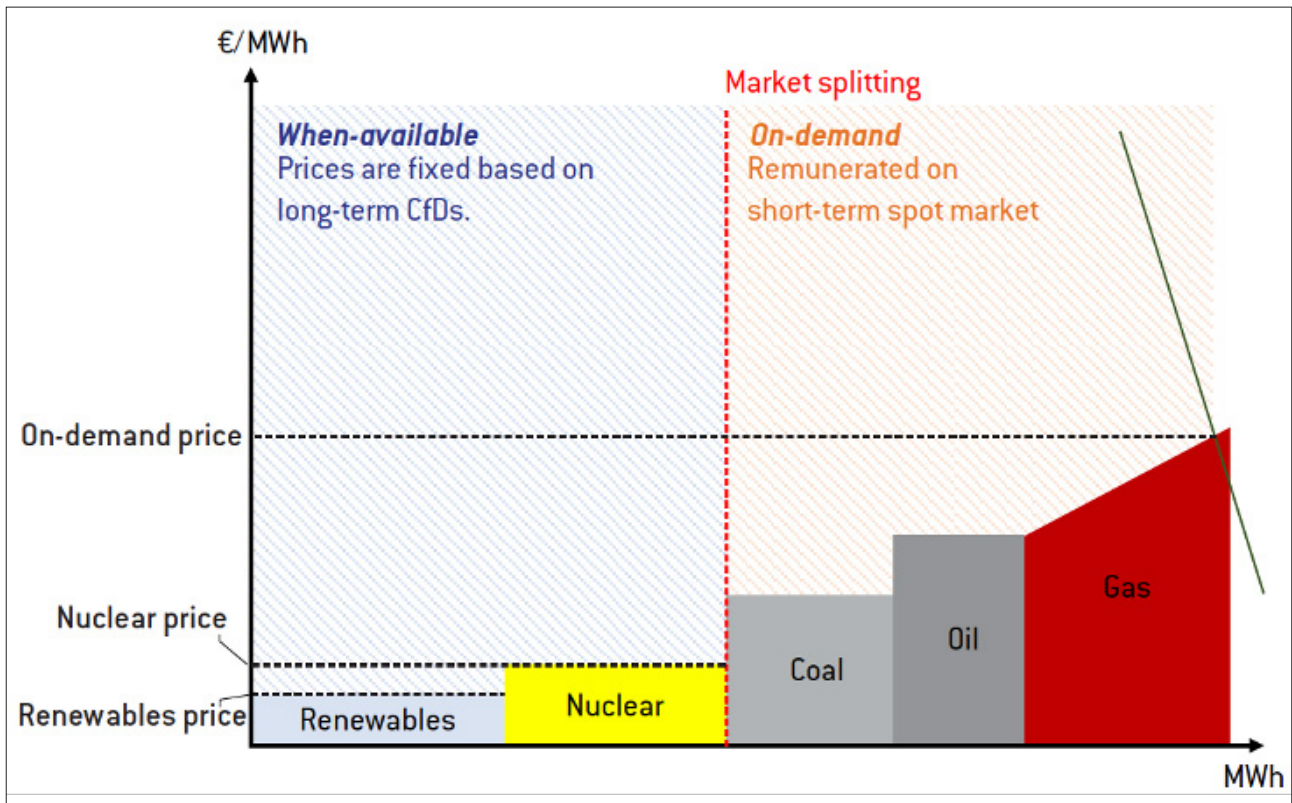


Figure 2 : Illustration de la proposition grecque d'un marché dual – Source : Heussaff *et al.*, 2022.

de façon efficace. Le prix payé par le consommateur serait une moyenne pondérée des prix observés dans chacun des deux compartiments du marché.

Ce système présente l'avantage de pouvoir rémunérer les producteurs infra-marginaux non plus sur la base du coût des centrales fossiles, mais en fonction de leur coût réel de production, ce qui permettrait de faire baisser le coût moyen de l'électricité pour le consommateur. Il offre par ailleurs une certaine garantie aux producteurs quant au prix futur de l'électricité, ce qui permet de réduire le risque d'investissement dans les installations à forts coûts en capitaux, tout en préservant un signal-prix de marché pour les centrales pilotables, l'effacement, le stockage/déstockage, etc.

Le recours à des mécanismes de type contrats pour différence ou compléments de rémunération (avec primes variables) est déjà effectif en Europe, et ce depuis de nombreuses années. De tels mécanismes ont prouvé leur utilité en période de crise, permettant à certains États, comme la France, de récupérer des recettes fiscales importantes du fait de l'envolée des prix de gros. Leur généralisation à l'ensemble des technologies bas-carbone représenterait une évolution importante du modèle de marché actuel de l'électricité et pourrait permettre d'accélérer la transition énergétique du secteur. C'est une des solutions avancées dans un document non officiel de la Commission européenne diffusé au mois d'octobre 2022².

² "Non-paper – Policy Options to Mitigate the Impact of Natural Gas Prices on Electricity Bills", <https://www.euractiv.com/wp-content/uploads/sites/2/2022/10/Non-paper.pdf>

Une telle réforme soulève toutefois un certain nombre de questions relatives notamment à la coexistence dans le temps entre les deux segments de marché évoqués *supra* et les incitations à destination du consommateur pour qu'il réduise sa demande. Sa mise en œuvre pourrait néanmoins s'avérer complexe compte tenu de la multiplicité des modes existants de contractualisation des énergies bas-carbone (obligations d'achat, ventes sur les marchés de gros, contrats bilatéraux, PPA, etc.).

Revenir à des monopoles nationaux avec des prix calés sur les coûts de production

Dans la mesure où des différences importantes subsistent dans les mix électriques des différents pays européens, le prix sur les marchés de gros peut parfois être assez éloigné de celui qui serait obtenu uniquement à partir du coût de production des moyens nationaux. C'est la raison pour laquelle des voix se sont élevées pour demander la sortie du marché européen de l'électricité et un retour aux monopoles nationaux. Ces derniers seraient, comme avant la libéralisation, en charge d'assurer à la fois le *dispatch* des moyens de production à court terme et la planification des investissements à long terme. Le monopole serait de la sorte en mesure de pratiquer des prix de vente calés sur les coûts moyens de long terme, ce qui permettrait un lissage des prix pour le consommateur. Notons qu'un marché de court terme pourrait tout de même être conservé pour assurer les échanges transfrontaliers. Ces derniers seraient toutefois extrêmement réduits par rapport à la situation actuelle, malgré des bénéfices tirés des échanges qui sont estimés à plusieurs

dizaines de milliards d'euros par an pour les pays européens (ACER, 2022). C'est une position qui n'est officiellement soutenue par aucun État membre.

Conclusion

Parmi les différentes propositions de réforme avancées, deux semblent être plus particulièrement prise en considération à l'heure actuelle : celle d'un plafonnement temporaire des prix du gaz utilisé pour la production d'électricité, d'un côté, et celle d'un marché dual combinant tarification au coût marginal pour le pilotage à court terme du système et contrats de long terme basés sur les coûts moyens pour le financement des capacités bas-carbone, de l'autre. Si la première option pourrait permettre d'enclencher rapidement une baisse des prix de gros de l'électricité en Europe, il s'agit avant tout d'une rustine, dont les gains à court terme sont susceptibles d'être inférieurs aux coûts à plus long terme. La seconde proposition implique une révision plus en profondeur du marché de l'électricité visant à aligner le modèle actuel avec les objectifs de décarbonation et d'indépendance énergétique de l'Europe. Elle repose sur une refonte des mécanismes existants de soutien aux énergies renouvelables, auxquels viendraient se substituer des systèmes de type contrats pour différence qui seraient étendus au financement des nouveaux réacteurs nucléaires. La mise en œuvre d'une telle réforme pourrait néanmoins s'avérer complexe à la fois sur les plans politique, technique et opérationnel ; elle nécessitera un fort volontarisme de la part des décideurs publics qui la soutiennent.

Bibliographie

- ACER (2022), "ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design", avril.
- ACER/CEER (2021), "Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2020", october.
- COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION (2022), "Proposal for a power market design in order to decouple electricity prices from soaring gas prices – Information from the Greek delegation", 11398/22, Brussels, 22 July, <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-11398-2022-INIT/en/pdf>
- FINON D. & BEEKER E. (2022), « Le modèle d'acheteur central, une réponse aux défauts du marché électrique actuel », *Revue de l'Énergie*, n°662, mai-juin.
- HEUSSAFF C., TAGLIAPIETRA S., ZACHMANN G. & ZETTELMEYER J. (2022), "An assessment of Europe's options to reduce energy prices", Policy Contribution 17/2022, Bruegel.
- PERCEBOIS J. & POMMERET S. (2022), « Marché de l'électricité : comment faire face aux épisodes de prix extrêmes ? », *Revue de l'Énergie*, n°662, mai-juin.
- PERCEBOIS J. & SOLIER B. (2022), *Le nucléaire dans le marché européen de l'électricité. Économie du nucléaire – Volume 2*, sous la direction de PERCEBOIS J. & THIOILLIÈRE N., ISTE Éditions.
- POTOTSCHNIG A., GLACHANT J.-M., MEEUS L. & RANCI P. (2022), "Recent energy price dynamics and market enhancements for the future energy transition", *Policy briefs*, Florence School of Regulation, may.
- STOFT S. (2002), *Power system economics. Designing markets for electricity*, IEEE Press.