

Le rôle du signal-prix dans la gestion d'un mix électrique « décarboné »

Jacques Percebois*

@ 21682

Mots-clés : électricité, externalités, nucléaire, politique énergétique, renouvelables

En économie de marché, le prix de l'électricité est un signal qui doit guider le consommateur dans ses choix, sous réserve que ce prix reflète bien les coûts complets du kWh. L'article insiste sur deux points. Avec un parc constitué majoritairement de nucléaire et de renouvelables, un « merit order » fondé sur les coûts marginaux ne permet pas de financer correctement la puissance et il faut augmenter la part « puissance » du tarif au détriment de sa part « énergie ». En second lieu, le prix du kWh doit couvrir les coûts complets, y compris les « externalités » négatives. Via le marché du carbone, on a pris en compte le coût du CO₂ de l'électricité produite avec les combustibles fossiles. Il faut, de la même façon, prendre en compte le coût du stockage et de déstockage des énergies renouvelables non pilotables.

L'illusion d'un prix de l'électricité fixé par le marché

En économie de marché, le prix de l'électricité est un signal qui doit guider le consommateur dans ses choix, sous réserve que ce prix reflète bien les coûts directs et indirects qui permettent de produire, transporter et distribuer le kWh jusqu'au client final, et sous réserve que ce client soit à la fois parfaitement informé et rationnel. La libéralisation du secteur de l'électricité en Europe depuis la fin des années 1990 avait précisément pour ambition de révéler ces coûts et d'inciter le consommateur à optimiser sa consommation.

Le bilan est mitigé vingt ans après si l'on compare les résultats et les attentes de cette libéralisation.

La concurrence par le marché devait supprimer les « rentes », notamment les rentes de monopoles, ce qui est différent de faire baisser les prix car la fixation des prix dépend de l'évolution des coûts et ceux-ci ne sont pas toujours maîtrisables, surtout s'ils sont exogènes comme c'est le cas avec les combustibles fossiles. Mais certaines rentes subsistent, comme la « rente nucléaire », et les pouvoirs publics ont mis en place dès 2011 le mécanisme de l'ARENH (accès régulé à l'énergie nucléaire historique) pour permettre aux « entrants » de concurrencer l'opérateur historique (EDF) et récupérer des parts de marché. La « rente nucléaire » n'est pas une rente de monopole mais une « rente de rareté » liée au fait que le parc nucléaire construit avant l'ouverture des marchés à la concurrence confère un avantage « échoué » à l'opérateur historique, et ceci d'autant que les « entrants » n'ont pas la possibilité de construire cette technologie performante. À noter que le mécanisme de l'ARENH qui, selon la loi, devrait disparaître fin 2025, est

* Université de Montpellier (cf. biographies p. 80).

en passe d'être remplacé par un mécanisme actuellement en débat.

Au lieu d'un prix de 42 € par MWh portant sur 100 TWh (un quart de la production nucléaire environ) le prix de vente du kWh serait fixé par le marché mais avec une double garantie : un prix plancher pour le producteur EDF, un prix plafond pour les fournisseurs alternatifs. Si le prix spot est au-dessus du prix plafond, le producteur de l'électricité nucléaire verse une compensation au fournisseur qui a acquis ce nucléaire pour ses clients ; si le prix spot est en-dessous du prix plancher, c'est le fournisseur qui verse une compensation financière au producteur de nucléaire. Tous les fournisseurs (EDF compris) auraient en outre l'obligation d'acquérir ce nucléaire via le marché. Reste la délicate question pour la CRE de fixer le niveau des prix plancher et plafond et de leur ajustement dans le temps. Il faudrait aussi s'assurer que le prix moyen de l'électricité vendue sur le marché spot ne serait pas durablement au-dessus du prix plafond ou au-dessous du prix plancher. Dans le premier cas, ce serait coûteux pour EDF et cela montrerait soit qu'il existe encore une rente nucléaire importante, soit que les coûts du nucléaire ont peut-être été sous-estimés ; dans le second cas, cela indiquerait que le nucléaire n'est plus compétitif et il est probable que les fournisseurs alternatifs auraient des réticences à le subventionner durablement. En d'autres termes, il faut s'assurer que le « serpent » que constitue le prix de gros demeure bien une bonne partie du temps à l'intérieur du tunnel (le « corridor » retenu par le projet) que constituent les deux prix-limites.

Un système de corridor serait-il préférable à un mécanisme d'ARENH avec un prix revalorisé (à 44 ou 46 €/MWh par exemple) et un plafond d'ARENH rehaussé à 150 TWh ? Seules des simulations numériques permettraient de le dire et cela dépendra aussi de l'évolution observée sur les marchés de gros.

La crise liée à la Covid-19 au premier trimestre 2020 a fondamentalement modifié le paysage et repoussera sans doute cette réforme.

La chute de plus de 20 % de la demande d'électricité s'est accompagnée d'une chute des prix de gros de l'électricité qui sont devenus négatifs à certaines heures. Du coup, le « serpent » risque d'être durablement à l'extérieur du corridor. Les « alternatifs » ont demandé l'application de la clause dite de force majeure pour suspendre les contrats d'achat des volumes d'ARENH négociés fin 2019, mais la CRE a rejeté leur demande. Le fait que le prix de gros soit inférieur au prix régulé de l'ARENH fait partie des risques inhérents au mécanisme, d'autant que l'opérateur historique doit lui aussi faire face à cette chute de la demande et des prix. Lorsqu'en 2016 les prix de gros étaient très en-dessous du prix de l'ARENH, les « alternatifs » n'ont pas acheté de volumes d'ARENH et EDF n'a pas demandé de compensation.

Le mécanisme de l'ARENH est une option gratuite dont bénéficient les alternatifs et c'est cette asymétrie entre les engagements des deux parties qui fait problème. Tous les risques liés à la gestion du parc nucléaire sont pris par EDF. Notons aussi que les prix de vente au niveau du consommateur final sont encore largement régulés en France et donc insensibles à court terme au prix de gros. C'est moins vrai à moyen terme puisque ces prix sont réajustés annuellement en août. De plus, tous les opérateurs, EDF comme les alternatifs, utilisent la couverture sur les marchés financiers, ce qui atténue les risques financiers. Le Conseil d'État, qui a été saisi en référé par les « alternatifs », s'est prononcé le 17 mars 2020 et a validé la décision de la CRE, tout en incitant les alternatifs à négocier avec EDF pour obtenir des aménagements.

La concurrence devait favoriser l'innovation et c'est même sa principale vertu. Mais l'innovation au niveau de la production d'électricité fut modeste, sauf au niveau des centrales à gaz à cycles combinés, à la fois parce que l'on était déjà en surcapacité et aussi parce que les fournisseurs alternatifs trouvaient plus avantageux d'acheter du nucléaire que d'investir dans des substituts. Quant aux énergies renouvelables (solaire et éolien) leur développement rapide

Le rôle du signal-prix dans la gestion d'un mix électrique « décarboné »

en Europe doit plus au mécanisme des prix de soutien très rémunérateurs qu'aux incitations de marché (FIT pour *feed-in tariffs* et FIP pour *feed-in premium*).

La concurrence devait permettre au consommateur final de choisir son fournisseur. Ce fut au départ très lent en France, les consommateurs hésitant à changer de fournisseur, notamment en raison du maintien des tarifs réglementés de vente (TRV), toujours en vigueur, mais c'est maintenant une réalité : 73 % des sites (résidentiels et non résidentiels) étaient encore au TRV fin 2019, contre 27 % en offre de marché (OM), mais en volume d'électricité vendue la proportion est inversée : 33 % de la consommation est au TRV contre 63 % en OM. C'est le grand acquis de l'ouverture : les clients peuvent maintenant choisir leur fournisseur parmi les 73 fournisseurs actifs sur le marché français.

La concurrence devait conduire à une convergence des prix de l'électricité en Europe, grâce notamment à des interconnexions renforcées. Mais si l'on a bien observé une convergence à la baisse des prix sur le marché de gros (spot et *forwards*), du fait du contexte de surcapacité mais surtout du fait d'une injection massive d'électricité renouvelable à coût marginal nul et payée hors marché via les *feed-in tariffs*, ce ne fut pas le cas des prix TTC parce que les coûts de réseaux et les montant des taxes sont très différents d'un pays à l'autre. En France, par exemple, le marché ne fixe au mieux qu'un tiers du prix final du kWh estimé à 170 €/MWh (soit 17 centimes par kWh) ; les péages d'accès aux réseaux de transport et de distribution (tarifs régulés fixés par la CRE) représentent près du tiers de ce prix final. Les taxes, dont une large partie sert à financer le surcoût des renouvelables, comptent pour plus du tiers de ce prix. La CSPE (contribution au service public de l'électricité) a subi une augmentation de 620 % depuis 2002 et elle est d'ailleurs actuellement plafonnée à 22,5 €/MWh. À cette taxe s'ajoutent la TCFE, la CTA et bien sûr la TVA... Ainsi, les deux tiers du prix TTC de l'électricité sont des prix régulés (péages et taxes) et sur

le tiers restant (le prix du kWh échangé sur le marché ou hors marché) une partie de la production est vendue à des tarifs fixés par les pouvoirs publics (ARENH pour le nucléaire et FIT ou FIP pour les renouvelables). De fait, la concurrence entre fournisseurs porte principalement sur les coûts de commercialisation, qui ne représentent guère plus de 5 à 7 % du prix TTC.

La concurrence permet d'optimiser l'appel des centrales à court terme, une fois le parc construit; elle ne permet pas d'envoyer des signaux de prix de long terme susceptibles d'orienter les investissements à l'horizon de 10, 20 voire 50 ans. Il faut une programmation que seul un État peut définir en affichant des préférences collectives. C'est le rôle de la PPE (Programmation pluriannuelle de l'énergie) en France, qui fixe les grandes orientations en matière de politique énergétique sur les 10 ans à venir, voire au-delà (projections officielles à 2023 et 2028). Et l'on constate du même coup que les préférences nationales affichées par les divers États européens sont loin de converger, ce qui explique qu'il n'y ait pas de politique énergétique européenne, juste quelques orientations générales communes (« décarbonation » du mix énergétique, meilleure efficacité énergétique, introduction d'un prix du carbone).

En d'autres termes, le marché ne peut pas à lui seul réguler le système électrique sur le long terme et à force d'introduire des dérogations aux règles du marché et de mettre des rustines là où le système prend l'eau (FIT, FIP et marché de capacité), la Commission européenne a conduit les États à mettre en place un modèle qui n'est pas viable sur le long terme et s'éloigne en tout cas du modèle concurrentiel traditionnel [1]. On a voulu la concurrence mais on l'a bridée par de nombreuses exceptions et on a oublié que la concurrence peut aussi être un outil au service d'une politique industrielle volontariste. Certains regrettent aujourd'hui que l'on n'ait pas retenu le système de « l'acheteur unique » proposé par la France au début de la libéralisation. Cette solution consiste à ouvrir à la concurrence la seule production, le gestionnaire de réseau (RTE)

procédant à des appels d'offre pour sélectionner heure par heure les centrales appelées sur le réseau. L'Europe a empêché certains regroupements et certaines fusions, au nom de la défense du consommateur, alors même que ces fusions auraient permis dans certains cas de faire émerger des «champions européens» qui pourraient aujourd'hui lutter à armes égales avec les entreprises américaines ou chinoises. De ce fait, on a trop fragilisé les «opérateurs historiques» en croyant que la réduction de leur part de marché augmentait mécaniquement le bien-être du consommateur. Parodiant ce que disait Madame Roland, lors de la Révolution française, au moment de monter sur l'échafaud («liberté, que de crimes on commet en ton nom»), on pourrait dire aujourd'hui «concurrence, que d'erreurs on commet en ton nom!»

Il faut dès lors rappeler quelques fondamentaux qui doivent orienter les choix énergétiques, notamment pour fixer le «juste prix» de l'électricité.

Le «juste prix» du kWh doit rémunérer à la fois la puissance et l'énergie

Le prix de vente du kWh doit permettre de couvrir les coûts de réseaux, les taxes mais aussi les coûts fixes et les coûts variables de la production. Cela justifie un tarif binôme établi en fonction de la puissance souscrite et de l'énergie soutirée. Sur le marché de gros, le prix d'équilibre est fixé chaque heure sur la base du coût marginal (coût variable) du kWh de la centrale marginale, celle qui permet d'équilibrer en temps réel l'offre et la demande d'électricité. Rappelons que l'électricité ne se stocke pas à grande échelle dans des conditions économiques et que, de ce fait, il faut que la quantité d'électricité injectée à l'entrée du réseau couvre la quantité d'électricité soutirée à la sortie du réseau (en y incluant les pertes en ligne par effet joule). Aux heures creuses, la centrale marginale ne récupère que ses coûts variables et elle récupère ses coûts fixes aux heures chargées de l'année (heures de pointe notamment) lorsque le coût

marginal de la centrale marginale est sensiblement plus élevé; il reste le problème de la centrale marginale, qui aux heures de pointe ne récupère que ses coûts variables, mais il suffit alors de prévoir une prime (un *mark-up*) pour cela. Cela fonctionne bien pour les centrales dites «piloteables» (nucléaire, centrales à gaz ou au charbon) mais c'est plus difficile pour les centrales dites «non piloteables» (solaire et éolien) qui ne sont pas présentes aux heures chargées de l'année quand le prix d'équilibre est rémunérateur. Elles ne peuvent donc pas récupérer l'intégralité de leurs coûts fixes, ce qui explique qu'elles doivent encore bénéficier de subventions (prix garantis ou primes).

L'injection massive d'électricité renouvelable (solaire et éolienne) à coût marginal nul tend de plus à faire baisser le prix sur le marché de gros; à la limite, si l'on raisonne sur un parc à 100 % d'électricité renouvelable, la logique dite du «*merit order*» conduirait à un prix d'équilibre nul en permanence. Comme le marché «*energy only*» ne permet plus aujourd'hui de rémunérer à lui seul l'intégralité des coûts fixes des centrales appelées, puisque le prix du kWh est trop faible, il a fallu partout en Europe introduire un «mécanisme de capacité» destiné à rémunérer l'investissement (le kW). Rappelons que la part de l'investissement dans le coût moyen actualisé d'un kWh s'élève à 59 % pour le nucléaire mais à 76 % pour une centrale éolienne *onshore* et à 92 % pour une installation solaire. Il ne représente que 15 % du coût pour une centrale à cycle combiné à gaz, l'essentiel étant constitué par le coût du combustible (71 %). Le prix spot s'écroule (et devient parfois négatif) mais le prix TTC augmente corrélativement, du fait de la hausse des taxes (CSPE) destinées à financer le surcoût des renouvelables (se reporter à la Figure 1).

Avec un parc électrique qui serait constitué exclusivement de nucléaire et de renouvelables, il faudrait revoir la tarification du kWh et envisager un tarif davantage assis sur la puissance souscrite (kW) plutôt que sur l'énergie soutirée (kWh). Rappelons qu'en 2019 les renouvelables (solaire, éolien, hydraulique, biomasse) ont représenté 37,5 % de la production

Le rôle du signal-prix dans la gestion d'un mix électrique « décarboné »

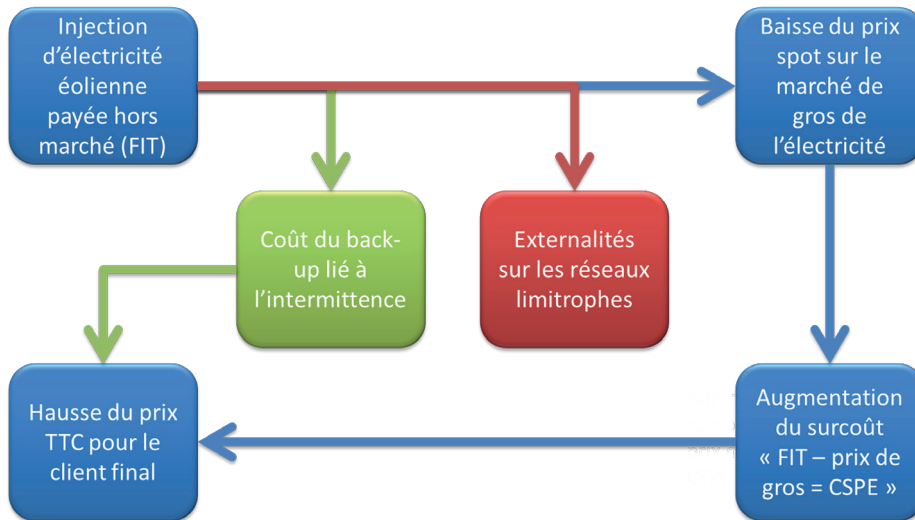


Figure 1. Les effets induits d'une injection massive d'énergies renouvelables financées hors marché (FIT)

d'électricité de l'Union européenne, contre 28,2 % pour le nucléaire et 34,3 % pour les énergies fossiles (charbon et gaz). Ainsi, les deux tiers de la production d'électricité sont aujourd'hui le fait de centrales à forte intensité de capital. L'électricité européenne est de moins en moins sensible aux fluctuations du prix du gaz, du charbon ou du pétrole.

La même préoccupation existe avec la tarification de l'accès aux réseaux de transport et de distribution (le TURPE pour tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité). Le dimensionnement des réseaux se fait en fonction de la puissance à injecter ou à soutirer alors que la rémunération de ces réseaux se fait largement en fonction de l'énergie soutirée et non pas en fonction de la puissance souscrite. Actuellement, ces péages, fixés en France par la CRE, sont assis à 80 % sur l'énergie soutirée (kWh) et à 20 % sur la puissance souscrite (kW). Le développement de l'autoconsommation devrait inciter à modifier la structure de ce TURPE en augmentant la part « puissance » au détriment de la part « énergie ». Un autoproducteur

de photovoltaïque utilise moins le réseau mais il continue à bénéficier d'une puissance garantie pour les heures où l'ensoleillement est défaillant. Cela engendre des subventions croisées au détriment des autres consommateurs puisque le financement se fait au prorata des kWh soutirés. Il faut éviter une « spirale de la mort » qui inciterait une majorité de consommateurs à opter pour l'autoconsommation et à reporter ce faisant la charge des coûts de réseaux sur les consommateurs qui ne l'ont pas fait. Plus l'autoconsommation se développe et plus le nombre de ceux qui supportent les coûts fixes risque de diminuer.

Le juste prix du kWh doit couvrir les coûts complets, y compris les « externalités » négatives

À côté des coûts fixes et des coûts variables, il faut tenir compte des « coûts externes » liés à la production, à la distribution et à la consommation des kWh. Pour les centrales fonctionnant avec des combustibles fossiles (charbon,

lignite, gaz naturel et fioul), l'externalité que constitue l'émission de CO₂ est aujourd'hui prise en compte puisque les producteurs doivent disposer de quotas, lesquels s'échangeaient début 2020 entre 24 et 26 euros par tonne de CO₂. Le prix du carbone renchérit mécaniquement le coût de production du kWh. Les producteurs qui ont trop de quotas vendent l'excédent sur le marché ETS (*European Trading System*), ceux qui n'en ont pas suffisamment en achètent. On pouvait anticiper que le prix du carbone allait continuer à grimper, la Commission européenne souhaitant réduire le volume des quotas disponibles. La «réserve de stabilité» adoptée en 2015 et entrée en vigueur début 2019 a bien joué son rôle puisque cela avait permis d'accroître sensiblement le prix du carbone sur le marché européen. C'est sans doute le meilleur moyen d'accélérer la sortie du charbon en Europe, le principal émetteur de CO₂. Malheureusement, la crise liée à la Covid-19 a là encore bouleversé les choses. Le prix de la tonne de CO₂ s'est brutalement écroulé, passant de 24 euros le 10 mars 2020 à 15 euros le 23 mars, et il est aujourd'hui difficile d'anticiper sa hausse. On devrait logiquement tenir compte également de la quantité de CO₂ incluse dans les équipements utilisés pour produire l'électricité, qu'ils soient produits nationalement ou importés, comptabiliser par exemple le CO₂ inclus dans la fabrication des cellules photovoltaïques, dans les pales d'éoliennes ou dans le béton des centrales nucléaires et thermiques. Mais cela requiert de mener une ACV (analyse du cycle de vie), ce qui suppose de disposer de nombreuses données pour suivre à la trace l'origine des matériaux et composants utilisés. Quand bien même on aurait l'information, il faudrait trouver un moyen simple de répercuter ce coût dans le prix du kWh. Du coup, on ignore cette approche.

L'intermittence de certaines énergies renouvelables (solaire et éolien) constitue également une «externalité» négative dans la mesure où il faut prévoir des installations dites de «*back-up*» pour prendre le relais et/ou disposer d'un portefeuille de clients «effaçables» afin de réduire l'appel de puissance. Cela a un coût

puisqu'il faut entretenir des installations qui ne fonctionnent que durant de faibles périodes et d'un autre côté rémunérer des clients interruptibles qui acceptent de s'effacer pour éviter un délestage. Notons au passage que l'injection prioritaire de l'électricité renouvelable «non pilotable» exerce de fait un «effet d'éviction» sur les autres centrales, les centrales nucléaires en particulier en France, dans la mesure où il faut réduire la puissance nucléaire appelée sur le réseau à un moment où la demande d'électricité est plutôt faible. Durant la période de fort ensoleillement, au milieu de la journée, la demande est plus faible que celle que l'on observe le soir ou au début de matinée. Cela a pour conséquence de détériorer le facteur de charge du nucléaire, ce qui accroît mécaniquement le prix de revient du kWh nucléaire puisqu'il faut récupérer les coûts fixes sur un nombre plus réduit de kWh vendus. Paradoxalement, le nucléaire devient ainsi le «*back-up*» des renouvelables. Le parc nucléaire français a montré sa forte flexibilité (jusqu'à 30 % de réduction rapide de puissance) face à une demande et une offre résiduelle variables, ce qui est bien, mais il y a quand même des limites à la baisse de son facteur de charge, à la fois pour des raisons techniques (équilibre du réseau) et pour des raisons économiques (rentabilité du parc). Cette flexibilité est un «service système» qui pourrait d'ailleurs donner lieu à rémunération.

On constate que si l'on introduit un coût raisonnable du stockage-déstockage des renouvelables (de l'ordre de 50 €/MWh, via des batteries ou du «*power-to-gas*»), un prix du CO₂ de 25 euros par tonne et un coût des déchets nucléaires de l'ordre de 7 €/MWh, la logique dite du «*merit order*» du parc français conduit, avec les prix actuels du gaz, à appeler les centrales dans l'ordre suivant : le nucléaire d'abord, les installations renouvelables ensuite et les centrales thermiques enfin. Le chiffre de 7 euros est issu d'un rapport de la Cour des Comptes et celui de 50 euros d'une étude menée par Percebois et Pommeret et parue fin 2019 dans *Energy Policy*. On peut évidemment contester ces chiffres et penser que dans les deux cas ils sont sous-estimés, mais il s'agit

Le rôle du signal-prix dans la gestion d'un mix électrique « décarboné »

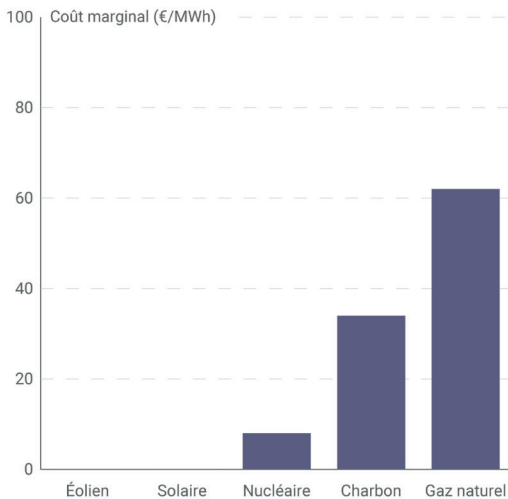
d'une simulation qui ne cherche pas à pénaliser a priori les renouvelables. Si le coût du stockage-déstockage augmente fortement, les installations renouvelables ne conservent la préséance qu'à condition que le prix du CO₂ dépasse 100 euros la tonne, ce qui à terme est crédible. Dans cette hypothèse, les centrales à charbon passeraient après les centrales à gaz, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui, puisque le contenu carbone d'un kWh « charbon » est sensiblement plus grand que celui d'un kWh « gaz » [2] (se reporter à la Figure 2).

Certains se félicitent de la forte flexibilité d'appel des centrales nucléaires qui s'adaptent aux fortes variations des injections de renouvelables et à la volatilité de la demande d'électricité. D'autres considèrent que le nucléaire est construit pour fonctionner en base sans trop d'à-coups et qu'il faudrait recourir à des cycles combinés à gaz pour assurer la flexibilité. L'effacement devient une marchandise

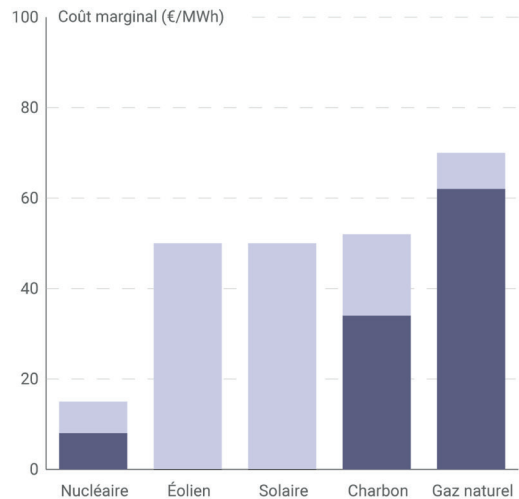
qu'il faut rémunérer à sa juste valeur et les technologies du numérique permettent déjà de mieux en gérer le potentiel, qui est considérable. Le consommateur tend à devenir un acteur important de la gestion du parc électrique, à la fois comme autoproducteur potentiel et comme gestionnaire de sa propre demande d'électricité.

Une chose est certaine : le prix de l'électricité doit, en tendance, s'accroître dès lors qu'il faut tenir compte des coûts complets (y compris « externes ») du parc existant mais aussi de son renouvellement, anticiper à terme une hausse du prix du carbone et une augmentation probable du prix des combustibles fossiles. Les prix du pétrole se sont certes effondrés récemment mais ils devraient se redresser avec la reprise économique. Le potentiel d'efficacité demeure élevé mais la demande d'électricité devrait croître dans le futur, même si des incertitudes subsistent à court terme, du fait des

« Merit order » sans prise en compte des externalités négatives



« Merit order » avec prise en compte des externalités négatives



■ Coût du combustible (€/MWh)

■ Externalités (€/MWh) : 6,70 €/MWh pour la gestion des déchets nucléaires (Cour des Comptes, 2019) ; 25 €/t CO₂ (prix moyen sur le marché carbone européen en 2019) et de 50 €/MWh pour le coût de stockage-déstockage lié aux EnR (hypothèse basse des simulations de Percebois/Pommeret)

Figure 2. Prix de l'électricité – Principe du *merit order* en France avec ou sans externalités

Source : travaux de J. Percebois et S. Pommeret, 2019

nouveaux usages électriques liés à la mobilité électrique et au développement massif des «objets connectés».

Conclusion

La crise liée à la Covid-19 rebat les cartes du marché de l'énergie. Il faut s'attendre à une demande d'électricité déprimée dans les prochains mois, donc à une baisse des prix de gros du kWh, ce qui va engendrer une chute de recettes pour les fournisseurs et retarder voire annuler certains investissements. Les prix du carbone risquent également de rester bas quelque temps. La capitalisation boursière des opérateurs sera impactée et des restructurations capitalistiques seront probables. La hiérarchie des préférences collectives va sans aucun doute être modifiée : la sécurité des approvisionnements énergétiques, la continuité des services publics vont devenir des préoccupations croissantes, devant ou parallèlement au maintien du pouvoir d'achat des populations et à la défense de l'environnement. L'État va retrouver avec plus de force un rôle protecteur et une mission d'entrepreneur. La frontière entre le secteur public et le secteur privé en sera peut-être modifiée. C'est l'occasion pour rappeler que l'électricité demeure un service public essentiel à la reprise économique et que, dans tous les cas, il faut que son prix soit calé sur les coûts complets de la filière.

RÉFÉRENCES

[1] Hansen Jean-Pierre et Percebois Jacques, *Transitions électriques; ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire*, préface de Gérard Mestrallet, Éditions Odile Jacob, 2017, 276 pages.

[2] Percebois Jacques et Pommeret Stanislas, "Storage cost induced by a large substitution of nuclear by intermittent renewable energies: the French case", *Energy Policy*, vol 135, December 2019, 12 p.