

Électricité : est-il possible de contenir la hausse des prix ?

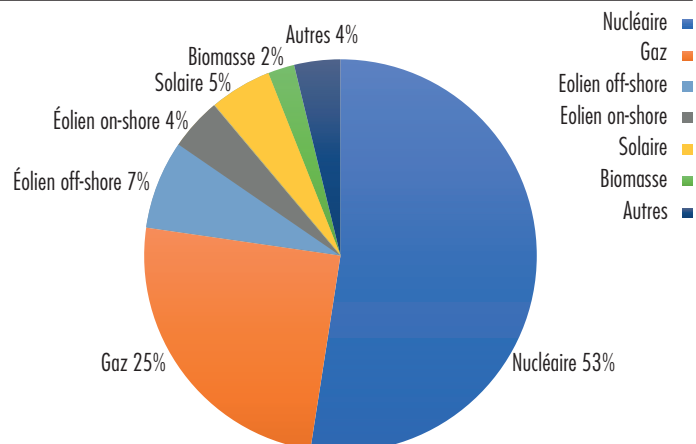
Les ménages et les entreprises sont confrontés à des hausses importantes de leurs factures d'énergie, conséquence de la guerre en Ukraine et de la volonté européenne de se passer du pétrole et du gaz russe. Le prix de l'électricité est fortement dépendant du prix du gaz alors que le gaz n'est utilisé que pour produire une partie de l'électricité.

Dans ce numéro de Regards économiques, nous expliquons le mécanisme de fixation du prix de l'électricité et nous discutons des remèdes pour contenir sa hausse.

Axel Gautier¹

Entre janvier 2022 et le mois d'août, le prix du gaz est passé de 72€/MWh à 311€/MWh, soit une hausse de 331%. Le prix de l'électricité a suivi une évolution similaire, pourtant, comme le montre le graphique 1, le gaz n'est utilisé que pour produire 25% de l'électricité en Belgique. Comment dès lors expliquer un tel impact sur le prix de l'électricité ? Dans ce numéro de *Regards économiques*, nous montrons que l'organisation du marché de l'électricité crée une dépendance entre le prix de l'électricité et celui du gaz. Dans les circonstances actuelles, cette dépendance conduit à des hausses de prix bien supérieures aux hausses de coûts, avec comme conséquence des profits importants pour les producteurs. Nous discutons dans ce numéro de *Regards économiques* des solutions pour contenir la hausse des prix de l'électricité.

Graphique 1.
Production
d'électricité en
Belgique, 2021
Source : Élia



¹ L'auteur remercie Paul Belleflamme, Muriel Dejemeppe et Bruno Van der Linden pour leurs commentaires sur les différentes versions de ce texte.

1. Le marché libéralisé de l'électricité

Sur le marché de l'électricité, on distingue plusieurs catégories d'acteurs :

- Les *producteurs* qui disposent de générateurs d'électricité² pour convertir une source d'énergie primaire (vent, soleil, gaz, atome, etc.) en électricité;
- Les *fournisseurs* qui vendent de l'électricité à leurs clients. Les fournisseurs s'approvisionnent auprès des producteurs; certains acteurs du marché sont à la fois fournisseur et producteur;
- Les *gestionnaires de réseau* de transport (haute tension) et de distribution (moyenne et basse tension) acheminent les électrons des générateurs vers les points de consommation.

Depuis la libéralisation du marché en 2007, les activités de fourniture et production sont ouvertes à la concurrence et laissées au marché; la gestion des réseaux reste, quant à elle, régulée.

L'électricité est un bien particulier : vu que l'électricité est très peu stockable, la production doit, à tout moment, être égale à la consommation. Les fournisseurs d'énergie ont donc la responsabilité d'injecter, à chaque instant, une quantité d'électricité qui correspond à la consommation de leurs clients. Ils disposent pour ce faire de moyens de production propres et de contrats d'approvisionnement à long-terme avec les producteurs et ils peuvent s'approvisionner sur le marché.

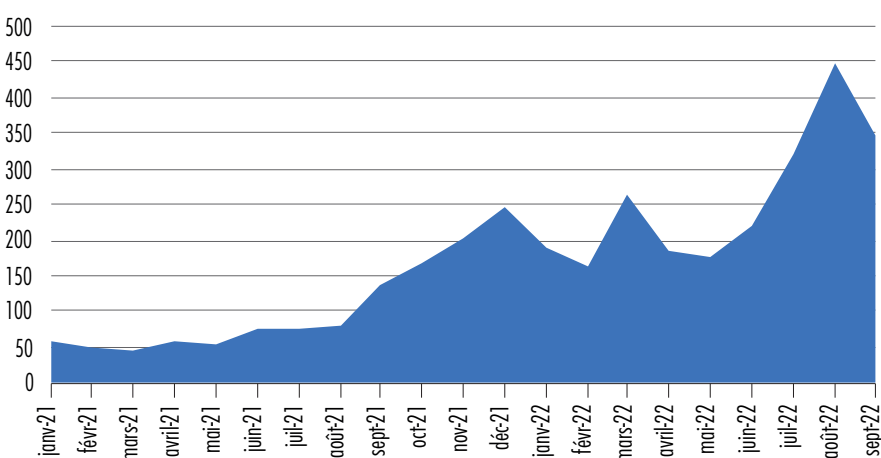
2. Le Belpex, la bourse de l'électricité

Pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, il existe, en Europe, une bourse de l'énergie (EPEX Spot) où les acteurs de marché peuvent à tout moment échanger de l'électricité. Cet échange se fait en temps continu (tous les ¼ d'heure) et pour le jour suivant (marché *Day-ahead*). Sur ce marché, le prix de l'électricité fluctue continuellement, en fonction de l'état de la demande et de la disponibilité des moyens de production. Le marché belge (Belpex) est couplé avec d'autres marchés européens (France, Pays-Bas, Allemagne, Grande Bretagne, etc.) et l'électricité s'échange entre les différents pays. Cependant, la capacité d'échange est limitée par la capacité des liaisons transfrontalières (les interconnecteurs) et, pour cette raison, des différences de prix entre les différents marchés peuvent subsister. Dans cette section, nous expliquons de manière simplifiée le mécanisme de formation des prix sur le marché de l'électricité.

Une partie seulement de l'électricité consommée en Belgique s'échange sur le Belpex mais c'est le prix sur ce marché qui sert de référence, notamment pour l'in-

Graphique 2. Prix mensuel moyen de l'électricité sur le marché *Day-ahead* belge (1/2021-9/2022) en €/MWh

Source : Belpex



² Dans la suite de ce texte, nous utiliserons le terme «générateur» pour désigner un générateur d'électricité.

... Le Belpex, la bourse de l'électricité

dexation des contrats de fourniture des particuliers. A titre d'exemple, les conditions générales d'un fournisseur spécifient que pour les contrats à prix variables : «Le prix de l'électricité est indexé mensuellement. Le paramètre d'indexation est la moyenne arithmétique des cotations journalières Day Ahead EPEX SPOT Belgium durant le mois de fourniture». Le graphique 2 reprend l'évolution de ce prix sur le marché Day-ahead belge de janvier 2021 à septembre 2022. Sur cette période, il a augmenté dans des proportions considérables, passant de 57,46€/MWh à 346,51€/MWh, soit 504% d'augmentation. La hausse du prix est antérieure au déclenchement de la guerre en Ukraine mais elle s'est accélérée depuis l'invasion russe. En février 2022, le prix de l'électricité était de 162,64€/MWh; il a depuis augmenté de 113%.

3. Coût marginal et coût moyen

Pour appréhender ce qui dysfonctionne sur ce marché, il faut comprendre le mécanisme de fixation des prix sur la bourse de l'énergie. Ceci nécessite le rappel de quelques notions économiques de base et en particulier les notions de coût marginal et de coût moyen.

En économie, on désigne par coût moyen le coût de production unitaire et par coût marginal, le coût de production d'une unité *supplémentaire*. Dans le cas de l'électricité, ces coûts s'expriment en euros par MWh (€/MWh). Ces deux notions sont fondamentales et reflètent des réalités fort différentes.

L'énergie éolienne permet d'illustrer facilement ces deux concepts et leurs différences. Installer une éolienne, sur terre ou sur mer, nécessite un investissement initial conséquent. Mais une fois l'investissement réalisé, la production d'électricité dépend des conditions de vent et n'implique pas de dépenses supplémentaires. Le coût moyen pour l'énergie éolienne, correspondant aux dépenses d'investissement et de maintenance divisées par l'énergie produite, est donc conséquent. On estime que le coût moyen par MWh est de 84€ pour l'éolien on-shore et de 149€ pour l'éolien off-shore³. Par contre, le coût marginal est virtuellement nul : la production d'un MWh supplémentaire nécessite du vent mais n'implique aucune dépense supplémentaire. Les éoliennes ont donc un coût moyen élevé et un coût marginal proche de zéro.

A l'inverse des éoliennes, la production d'électricité dans une centrale au gaz est caractérisée par un coût marginal positif : produire plus d'électricité nécessite de brûler plus de gaz. Comme le prix du gaz augmente fortement, le coût marginal des générateurs d'électricité au gaz est lui aussi en forte augmentation. Cette observation est fondamentale pour la suite de l'argument.

Un producteur génère un revenu net si le prix auquel il vend l'énergie produite est supérieur à son coût marginal. Dans ce cas, le revenu supplémentaire (le prix perçu) est supérieur au coût supplémentaire (le coût marginal) et le revenu net (la différence entre le prix et le coût marginal) est positif. A l'inverse, si le prix est inférieur au coût marginal, les coûts supplémentaires ne sont pas couverts par le prix perçu et le revenu net est négatif. Avec un prix supérieur au coût marginal, le producteur souhaite *augmenter* son offre d'électricité sur le marché; avec un prix inférieur, il souhaite *diminuer* son offre.

C'est donc sur base du coût marginal que se détermine l'offre sur le marché. Un producteur est prêt à vendre son électricité à un prix éventuellement très faible pour autant que celui-ci soit supérieur à son coût marginal. Dans le cas de l'éolien, un prix de marché de 10€/MWh est très en dessous du coût moyen mais supérieur

³ Source des données : Hansen et Percebois (2019), *Économie de l'énergie*, seconde édition, éditions de Boeck.

... Coût marginal et coût moyen

au coût marginal. La vente à ce prix génère un revenu net de 10€/MWh⁴, ce qui est plus que si l'on décidait de ne pas produire du tout.

Cependant, ce revenu net n'est pas nécessairement suffisant pour couvrir l'intégralité des coûts. C'est la comparaison entre le coût moyen et le prix de marché qui détermine la rentabilité d'un générateur. La rentabilité ne sera donc assurée que s'il existe des périodes où le prix de vente de l'énergie est suffisamment élevé. Il faut en effet un prix moyen supérieur au coût moyen pour garantir la rentabilité. Historiquement, ce prix n'était pas atteint pour l'énergie éolienne et c'est pour cette raison que les producteurs d'énergie éolienne reçoivent un subside par MWh produit pour compenser l'écart entre prix et coût moyen et, par là, assurer leur rentabilité.⁵

4. Offre, demande et équilibre sur le marché

Offre

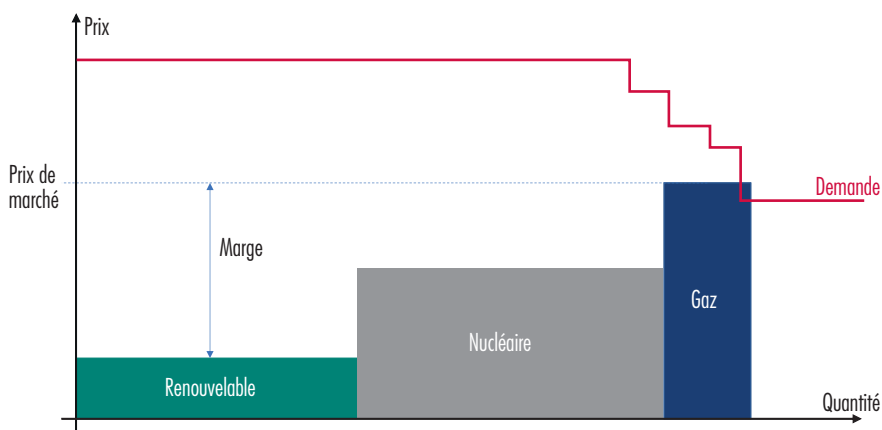
Sur la bourse de l'énergie, les producteurs soumettent des offres spécifiant un prix et une quantité du type : je suis prêt à vendre q MWh au prix de p €/MWh au temps t.⁶ Le prix p demandé dépend du coût marginal, le prix demandé ne pouvant être inférieur à celui-ci. Si le marché de l'électricité était parfaitement concurrentiel, le prix demandé serait égal au coût marginal. En revanche, si le marché n'est pas parfaitement concurrentiel, le prix demandé inclura une marge sur le coût marginal. Dans un cas comme dans l'autre, c'est le coût marginal qui détermine l'offre sur le marché.

A partir des offres formulées par les producteurs, on peut construire une fonction d'offre en classant les offres par ordre croissant de prix. La figure 1 illustre la construction de la fonction d'offre.

Demande

Du côté de la demande, les fournisseurs soumettent des demandes en spécifiant une quantité demandée et un prix d'achat du type : je suis prêt à acheter q MWh au prix de p €/MWh au temps t. Sur cette base, on peut construire une fonction de demande en classant les demandes par ordre décroissant de prix, comme illustré sur la figure 1.

Figure 1. Offre et demande sur le marché



⁴ En plus du prix de marché, les producteurs d'énergie renouvelable reçoivent des subsides.

⁵ C'est l'inverse pour les centrales nucléaires pour lesquelles le prix est supérieur au coût moyen, en raison de l'amortissement du capital investi. Pour cette raison, l'état ponctionne une partie de leur bénéfice au moyen d'une taxe nucléaire, appelée la «rente nucléaire».

⁶ La capacité d'un producteur d'offrir sur le marché est spécifique à chaque technologie. Pour les énergies renouvelables, un générateur est disponible en fonction des conditions météorologiques (présence de vent, de soleil). Les générateurs au gaz ou au charbon sont pilotables et peuvent augmenter ou diminuer leur production, en fonction des circonstances de marché. Les réacteurs nucléaires ont peu de flexibilité pour moduler leur production mais ils peuvent être déconnectés pour des opérations de maintenance.



... Offre, demande et équilibre sur le marché

Equilibre

L'équilibre de marché est à l'intersection de l'offre et de la demande. Dans la pratique, deux caractéristiques de l'électricité rendent le calcul de l'équilibre de marché bien plus complexe. D'une part, la production n'est pas toujours modulable, ce qui génère des indivisibilités dans l'offre. D'autre part, les échanges avec les autres marchés interconnectés requièrent une capacité d'interconnexion suffisante. Le calcul de l'équilibre nécessite des algorithmes complexes mais pour le propos de ce *Regards économiques*, nous pouvons simplement nous référer à la figure ci-dessus pour comprendre le mécanisme de fixation des prix.

Sur le marché, il y a un seul prix et tous les échanges se font à ce prix unique. Le prix est déterminé par le *générateur d'électricité dit «marginal»*, c'est-à-dire celui qui est situé sur la courbe d'offre à l'intersection avec la courbe de demande. C'est le prix proposé par ce générateur marginal qui devient le prix du marché. Souvent, mais pas systématiquement, le générateur marginal utilise du gaz ou du charbon. Le prix sur le marché est donc souvent déterminé par le coût marginal du gaz ou du charbon.

Les générateurs *infra-marginaux*, dont le coût marginal est inférieur au prix du marché, vendent leur électricité au prix de marché et donc à un prix supérieur à leur coût marginal. Comme rappelé ci-dessus, vendre à un prix supérieur au coût marginal est nécessaire pour assurer la rentabilité de certains types de générateurs.

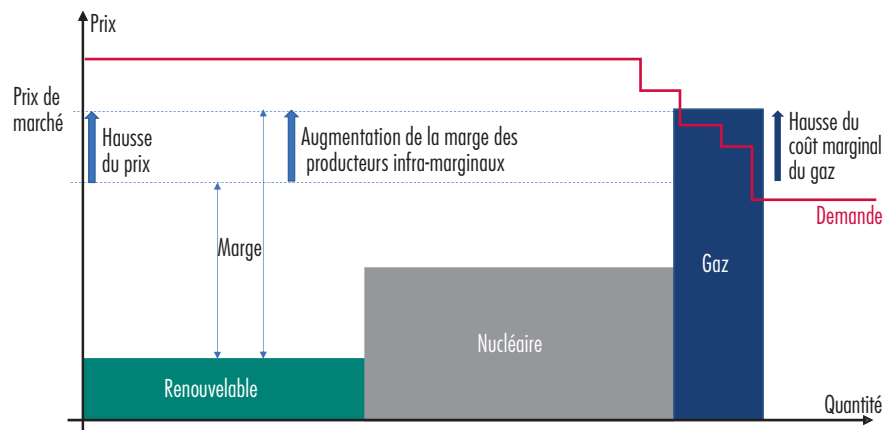
5. Guerre en Ukraine et évolution du marché

L'augmentation considérable du prix du gaz sur le marché a, du fait du mécanisme expliqué plus haut, des conséquences sur le prix de l'électricité. Pour une centrale à gaz, la hausse du prix du combustible se traduit par une hausse du coût marginal et donc une modification de la courbe d'offre.

Cette hausse du coût marginal d'une technologie n'influence le prix que si le générateur au gaz reste le générateur marginal sur le marché, celui dont le coût marginal détermine le prix du marché. On pourrait penser que la hausse du coût marginal mène à l'éviction des générateurs au gaz du marché, la demande étant satisfaite en utilisant d'autres technologies relativement moins coûteuses et peu impactées par la crise en Ukraine. Or ce n'est pas le cas pour trois raisons principales. Premièrement, la demande d'électricité est peu sensible au prix, ce qui fait que les hausses de prix n'ont qu'un impact limité sur la quantité demandée. Deuxièmement, les moyens de production d'électricité alternatifs au gaz étaient peu disponibles au printemps et à l'été 2022, notamment le parc nucléaire français qui a nécessité d'importantes maintenances et la production éolienne qui a souffert en raison de mauvaises conditions de vent. Faute de moyens de production alternatifs, l'utilisation du gaz est restée importante. Troisièmement, il existe sur le marché des mécanismes de réduction de la demande qui peuvent être activés mais ceux-ci sont très coûteux et leur utilisation a contribué à augmenter le prix sur le marché.⁷ Pour ces raisons, les générateurs au gaz n'ont pas été évincés du marché et le prix de l'électricité sur le Belpex est resté largement déterminé par le coût marginal des générateurs au gaz. La figure 2 montre comment la hausse du coût marginal du gaz se répercute sur le prix du marché.

⁷ Les industries qui ont des moyens de production à très haute consommation électrique, un four par exemple, peuvent proposer de réduire leur production à une période t, ce qui réduit la demande, et donc la quantité d'électricité à fournir sur le marché. Cette non consommation est rémunérée par le marché et la compensation perçue est liée à la valeur de la (non)production qui est, en général, très élevée.

Figure 2. Hausse du prix du gaz et modification de l'équilibre sur le marché



6. Surprofits

Le prix de l'électricité sur le marché a fortement augmenté. Par contre, le coût de production du MWh électrique n'a pas progressé dans les mêmes proportions. Le coût de production d'une centrale nucléaire, hydraulique, d'une éolienne ou de l'énergie solaire n'a pas fondamentalement changé depuis l'invasion de l'Ukraine. De ce fait, la marge des producteurs (l'écart entre le prix et le coût marginal) s'est considérablement accrue pour les générateurs infra-marginaux. Pour les générateurs au gaz, le prix et le coût ont augmenté mais le prix reste égal au coût marginal et l'impact sur le profit est limité. Ce sont donc les générateurs «hors-gaz» qui bénéficient de la vente à des prix beaucoup plus élevés. La figure 2 illustre ce phénomène.

On a donc une hausse du prix mais pas d'augmentation de coût. Le mécanisme de marché a donc généré des profits additionnels pour les producteurs infra-marginaux et on utilise le terme «surprofit» ou «profit tombé du ciel» (*windfall profit*) pour désigner ces profits supplémentaires.

Ce raisonnement vaut pour l'électricité vendue sur le marché. Or, une part importante de la production est vendue «hors marché» au moyen de contrats entre producteurs et fournisseurs. Ces contrats sont soit à prix variable soit à prix fixe. Les contrats à prix variable, s'ils sont indexés sur le prix de marché, génèrent le même surprofit que la vente sur le marché. Les contrats à prix fixe ne donnent pas lieu à des hausses de prix pour les fournisseurs mais, pour la production hors gaz, il n'y a pas non plus d'augmentation du coût. De plus, ces contrats seront adaptés, à leur échéance, à la nouvelle réalité du marché. Donc globalement, les profits des producteurs «hors gaz» augmentent car ils sont tirés vers le haut par le prix de marché.

Comme expliqué plus haut, c'est le prix de l'électricité sur la bourse de l'énergie qui sert de base à l'indexation des contrats de fourniture, notamment pour les particuliers. L'augmentation du prix s'est donc intégralement répercutée sur les factures des ménages et des entreprises. Ceux qui disposent d'un contrat de fourniture à prix fixe⁸ sont encore protégés contre ces augmentations mais à l'échéance de leur contrat, ce sont les nouveaux paramètres de marché qui serviront de base à l'établissement de leur nouveau contrat. En conclusion, les clients payent plus, en partie pour compenser la hausse des coûts de production mais aussi pour alimenter les profits de l'industrie. Et, si rien n'est fait, ces profits iront dans la poche des actionnaires

⁸ Environ 50% des ménages disposent d'un contrat à prix fixe. Dans les circonstances actuelles, la plupart des fournisseurs n'offrent plus de contrats à prix fixe pour les ménages.

7. Quelques pistes de solution

Ces hausses de prix ont un impact considérable sur les ménages et les entreprises et, de manière générale, sur toute l'économie. Que peut-on faire pour, d'une part, limiter la hausse des factures d'électricité et, d'autre part, limiter les surprofits des producteurs ? Deux mesures sont déjà acquises : le plafonnement des prix du gaz au niveau européen et la taxation des surprofits, avec un seuil fixé à 130€/MWh par la ministre de l'énergie. Nous discutons brièvement ces deux mesures acquises avant de discuter d'autres solutions possibles pour contenir les prix sur le marché.

Plafonner le prix du gaz

La Commission européenne a décidé en octobre de plafonner le prix du gaz sur le marché et discute des modalités de mise en œuvre. Cependant, le risque bien connu des prix plafonds est que les producteurs de gaz se détournent du marché européen. Si la différence de prix entre le prix plafond européen et le prix sur le marché du gaz est trop conséquente, les producteurs de gaz refuseront de vendre en Europe et le vendront ailleurs, en Asie par exemple. En conséquence, le prix plafond ne peut pas s'écarter de trop du prix de marché, ce qui *de facto* limite l'effet de la mesure.

Taxation des surprofits

Le principe est également acté de taxer une partie des surprofits des producteurs. Les modalités pratiques ne sont pas encore finalisées mais l'idée serait de taxer une partie de l'augmentation du profit par rapport à une année de référence. La taxe s'appliquerait en outre aux secteurs pétrolier et gazier. Deux inconnues subsistent : d'une part, le taux de taxation qui sera appliqué et, d'autre part, la manière dont le produit de la taxe sera affecté. A priori, ces recettes fiscales devraient être utilisées pour réduire les factures d'énergie des ménages et des entreprises mais les modalités pratiques ne sont pas encore connues et feront certainement l'objet d'intenses débats.

Modification des paramètres d'indexation

Une partie des problèmes vient du fait que l'indexation des contrats d'électricité se fait sur base du prix de marché qui suit le coût marginal des générateurs au gaz et pas sur base du coût moyen de l'électricité produite. Le prix payé par les consommateurs augmente dès lors plus rapidement que le coût de production. Une modification des paramètres d'indexation des contrats permettrait d'aligner la hausse des prix avec la hausse effective des coûts de production, ce qui n'est pas le cas actuellement. De cette manière, on pourrait contenir la hausse des prix pour les consommateurs et limiter les profits des entreprises. C'est une mesure simple que le gouvernement et le régulateur pourraient prendre rapidement, qui aurait un impact sur les factures de tous les consommateurs et qui permettrait de contenir la hausse des prix.

Fin temporaire des subsides au renouvelable

Pour accélérer le développement des énergies renouvelables, l'état a octroyé des subsides pour les filières de production renouvelables (éolien, solaire, biomasse, hydraulique, etc.). Ces subsides devaient compenser la différence entre le prix de marché de l'électricité et le coût de production élevé des énergies renouvelables. A titre d'exemple, l'éolien terrestre reçoit un subside de 65€/MWh en Wallonie. Ces subsides sont in fine payés par les consommateurs sous forme de différentes surcharges sur la facture. Avec la hausse du prix de l'électricité, la nécessité d'octroyer des subsides pour garantir la rentabilité du renouvelable a, en partie, disparu. Il serait donc judicieux de revoir le mécanisme de subsides et de l'adapter, au moins temporairement, à la nouvelle réalité du marché.

Changer le mécanisme de rémunération des producteurs

De manière plus structurelle, on pourrait changer le mécanisme de rémunération

... *Quelques pistes de solution*

des énergies renouvelables et du nucléaire sur le marché. L'idée serait de mettre en place une rémunération basée sur le coût moyen de ces énergies et non plus sur la base du coût du générateur marginal. Pour cela, il faut dissocier le mécanisme de fixation des prix pour le générateur marginal (au gaz) et pour les générateurs infra-marginaux (nucléaire et renouvelables). Ceci nécessite la mise en place de nouveaux mécanismes de marché et une réforme en profondeur du marché de l'électricité.

Réduire la consommation et financer la transition énergétique

Finalement, pour limiter notre dépendance au gaz et plus généralement aux énergies fossiles, il faut investir *massivement* dans la transition énergétique. La décarbonisation de la société nécessitera des investissements conséquents dans la production d'énergie renouvelable, dans les réseaux de transport et de distribution pour acheminer cette énergie vers les points de consommation et dans les économies d'énergie (isolation, efficacité énergétique, etc.). Ces investissements ont été jusqu'à présent très largement insuffisants, en regard des enjeux climatiques. Au-delà des mesures qui pourraient être prises temporairement pour amortir le coût des factures d'énergie des ménages et des entreprises, il faut envisager que les prix de l'énergie restent durablement élevés et adapter nos comportements à cette nouvelle réalité.

Axel Gautier est professeur d'économie à HEC Liège - École de gestion de l'Université de Liège, chercheur au LCII, ULiège et au CORE/LIDAM, UCLouvain.

Axel Gautier
agautier@uliege.be

REGARDS ÉCONOMIQUES

Place Montesquieu, 3
B1348 Louvain-la-Neuve
regard-ires@uclouvain.be
tél. 010 47 34 26
www.regards-economiques.be



Directeur de la publication :
Vincent Bodart
Rédactrice en chef :
Muriel Dejemeppe
Secrétaire de rédaction :
Séverine Dinjar
Secrétariat & logistique :
Virginie Leblanc
Graphiste :
Dominique Snyers

Comité de rédaction :
Paul Belleflamme
Vincent Bodart
Muriel Dejemeppe
Gilles Grandjean
Jean Hindriks
William Parienté
Sandy Tubeuf
Bruno Van der Linden
Frédéric Vrins

