

(https://www.lemondedelenergie.com/)

(https://www.lemondedelenergie.com/faut-il-reformer-marche-europeen-de-lelectricite/2023/01/25/)

### Faut-il réformer le marché européen de l'électricité?

ACTUALITÉS (HTTPS://WWW.LEMONDEDELENERGIE.COM/CATEGORY/A-LA-UNE/)

ÉLECTRICITÉ (HTTPS://WWW.LEMONDEDELENERGIE.COM/CATEGORY/ELECTRICITE/)

Publié le 25.01.2023 par Bernard Comte (https://www.lemondedelenergie.com/author/bernard-comte/)

#### Une tribune signée Bernard Compte, ancien ingénieur.

Dans son discours du nouvel an, le Président a promis que l'électricité serait prochainement vendue aux français « à un prix qui correspond à son coût de production ». Il a par ailleurs affirmé qu'il faut absolument réformer le marché de l'électricité, car caler le prix de l'électricité sur le prix du gaz, le fameux « coût marginal », serait absurde. Tout cela est repris en cœur par la plupart des médias. Est-ce fondé et exact ?

Il y a beaucoup d'inexactitudes et de confusion dans ces affirmations.

## Eclairage sur le prix européen de l'électricité fixé sur le « coût marginal » de la dernière centrale appelée (souvent au gaz)

En premier lieu sur le fameux « coût marginal » qui aurait été inventé par l'Europe pour faire plaisir à l'Allemagne qui, comme chacun le sait a choisi le gaz comme principal moyen pour fabriquer de l'électricité en complément des éoliennes et du photovoltaïque et s'est ainsi rendue dépendante des Russes.

En réalité, ce mode de fixation des prix sur le marché de gros spot (= « la veille pour le lendemain ») est beaucoup plus ancien ,puisqu'il a été développé dans les années 1950 par un jeune économiste travaillant à EDF, Marcel Boiteux, qui a fait ensuite une carrière prestigieuse puisqu'il a été Président d'EDF<sup>1</sup>. Il obéit à la logique d'appel des moyens de production sur le réseau, dans l'ordre croissant de leur coût de

Vous aussi devenez contributeur aLe Monde de l'Energie

(//www.lemondedelenergie.com/devenir-contributeur/)

partages

production, pour adapter la production à la consommation. Comme pour tout produit mis sur le marché, suivant la loi de l'offre et de la demande, le prix est fixé pour l'électricité, sur la base des prix proposés par les producteurs, par le coût du dernier moyen de production appelé pour satisfaire la demande, qui est normalement le plus cher proposé.

Les centrales fonctionnant au gaz, qui sont un moyen de production réactif et rapidement disponible, sont indispensables pour compléter l'offre de production afin de satisfaire la demande et disparaitraient si elles n'étaient pas correctement rémunérées. Augmenter le prix lors des pointes de consommation a aussi l'intérêt d'inciter à ne pas consommer lorsque l'électricité produite est la plus chère. C'est aussi un système vertueux, parce qu'il incite les producteurs à proposer un prix sur le marché qui est proche de leurs coûts de production.

Mais, pour que ce mode de fixation des prix soit équitable et juste, il est nécessaire que le parc de production, auquel il s'applique, soit adapté à la demande en maximisant la capacité de production des centrales de base pilotables compétitives (le nucléaire et l'hydraulique, en particulier) pour éviter le plus possible le recours aux centrales de pointe, dont les coûts de production sont très élevés, et limiter l'influence sur les prix de marché des énergies renouvelables intermittentes, qui se déversent sur le marché au fil de leur production, soit à la hausse lorsqu'elles ne produisent pas ou peu et ne sont pas en mesure de suppléer au manque de moyens de base, soit, à la baisse lorsqu'elles produisent beaucoup en saturant le marché en période de faible consommation.

S'il n'y a pas assez de moyens de base, la facturation au coût marginal sera trop avantageuse pour les producteurs de base et le prix de vente trop élevé. C'est ce qu'on constate aujourd'hui en France avec la forte indisponibilité des centrales nucléaires françaises et la fermeture de nombreuses centrales de production pilotable. S'il y en a trop, la facturation au coût marginal sera avantageuse pour les clients mais le producteur ne couvrira pas ses coûts fixes car ses moyens de base seront sous-utilisés.

En France, lorsque la disponibilité du parc nucléaire est bonne, nous sommes proches de cet optimum et les prix spots sont généralement bas, même si la fermeture de Fessenheim et le retard de l'EPR ont dégradé cette situation en supprimant des marges de production. En revanche, ce n'est absolument pas le cas de plusieurs des pays européens, en particulier de l'Allemagne qui a fermé ses centrales nucléaires et qui compte sur l'éolien et le solaire pour les remplacer, ce qui n'est possible que lorsqu'il y a du vent (https://www.lemondedelenergie.com/tag/vent/) et/ou du soleil. Ce choix a pour conséquence une utilisation importante des centrales au gaz et au charbon dont les coûts de production sont d'autant plus élevés aujourd'hui que le gaz est plus cher suite au conflit en Ukraine et que l'utilisation de ces combustibles carbonés est pénalisée par une taxe carbone, relativement modérée pour le gaz et très élevée pour le charbon

#### Existe-t-il vraiment un marché européen de l'électricité?

La deuxième erreur commise porte sur l'appréciation du fonctionnement du marché européen de l'électricité qui, dit-on, devrait être réformé. En réalité, il n'y a pas vraiment de marché européen tant que les échanges entre pays sont limités par la capacité des lignes électriques, aériennes, souterraines ou sous-marines, qui transportent l'électricité entre ces pays (cela s'appelle des interconnexions). Il ne s'agit donc pas d'un marché unique européen mais d'une juxtaposition de marchés nationaux dont les échanges d'énergie permettent de tendre vers un marché unique et des prix aussi bas que possible.

Les bourses nationales sont connectées entre-elles et, grâce à un algorithme, les zones à prix plus faible, disposant de marges, peuvent exporter dans la limite de la capacité des interconnexions entre pays européens, vers les zones à prix plus élevé, faisant ainsi baisser les prix du marché du pays qui importe. Ceci n'est bien entendu possible que si les prix sont fixés de la même façon sur chacun de ces marchés nationaux, donc au coût marginal pour que la concurrence ne soit pas faussée. C'est au prétexte que les capacités d'interconnexion entre la France et la péninsule ibérique sont relativement faibles que l'Europe a accepté que l'Espagne et le Portugal (https://www.lemondedelenergie.com/tag/portugal/) modifient leur mode fixation des prix de gros spot en plafonnant le prix du gaz.

Ce sont aussi ces échanges inter-frontaliers qui ont permis pendant des années à la France d'être un très gros exportateur d'électricité (jusqu'à 12 % de sa production). Mais, a contrario, avec la forte indisponibilité conjoncturelle des centrales nucléaires françaises, des retard pris dans la mise en service de l'EPR de Flamanville et la fermeture prématurée de Fessenheim, elle a dû importer, depuis l'été 2021, massivement de l'électricité de ses voisins au prix fort correspondant aux coûts de production du gaz et du charbon.

### Le « prix de gros spot » et les « prix du marché de gros à terme » sont deux choses différentes

La troisième erreur est de confondre le « prix de gros spot » avec les « prix du marché de gros à terme » (1 à 3 ans), qui sont négociés entre fournisseurs et consommateurs. Certes, les prix de gros spot élevés, qui résultent des dysfonctionnements décrits plus haut, exercent une influence forte sur les prix du marché de gros à terme. En effet, leur forte volatilité créé de l'incertitude sur l'avenir, ce qui incite les fournisseurs, à se préserver du risque marché en se couvrant par l'augmentation de leurs prix en lien avec la hausse des prix spot. Ils sont généralement établis sur une moyenne des prix anticipés pour la période visée et indexé sur l'indice des prix à la consommation (IPC) de l'électricité en France. Cette tendance à la hausse des prix est donc renforcée par l'incertitude sur la durée des tensions sur les prix, confortée par le pessimisme ambiant général et la défiance vis à vis de la capacité d'EDF à remettre ses centrales nucléaires rapidement en service.

Mais elle est aussi le résultat inattendu d'un des effets pervers du dispositif de l'ARENH (cf. § suivant) qui permet aux fournisseurs alternatifs, qui, pour la plupart, ne produisent pas, de s'approvisionner, en partie uniquement, à prix coûtant avec de l'électricité produite par les centrales nucléaires. Incertains du volume d'ARENH qui leur sera attribué, les fournisseurs sont incités, soit à minorer leurs achats d'énergie sur le marché de gros à terme et à les compléter ensuite sur le marché spot avec le risque de les payer beaucoup plus cher, soit à tricher pour obtenir un volume d'ARENH plus important en attirant de nouveaux clients grâce à des prix volontairement minorés mais non garantis et en les incitant ensuite à changer de fournisseur en majorant fortement leurs prix en cours de contrat. Cette manipulation leur permet de couvrir leurs besoins uniquement avec le volume d'ARENH qui leur a été attribué, voire même de revendre au prix fort les excédents dégagés après départ de certains de leurs clients effrayés par la hausse des prix annoncée.

# Revenir « à un prix de l'électricité qui correspond à son coût production » serait extrêmement complexe

La quatrième erreur est de penser qu'il sera facile de revenir « à un prix de l'électricité qui correspond à son coût production ».

Jusqu'à ce que l'Europe impose l'ouverture à la concurrence sur la fourniture d'électricité, les consommateurs payaient effectivement l'électricité « à un prix qui correspond à son coût production ». Cette ouverture devait permettre, outre le développement de l'offre de fourniture, de développer également la production et de faire baisser les prix de l'électricité. Aucun de ces deux objectifs n'a été atteint. Les prix ont plus augmenté depuis 2007, date de l'ouverture totale à la concurrence, de +4,3 % par an en moyenne, contre +2,7% en moyenne avant cette ouverture<sup>2</sup>. S'il y a bien eu développement de moyens de production, c'est, en très grande majorité, à base d'énergies renouvelables intermittentes, à coût variable de production nul, mises en concurrence avec les autres moyens de production et qui ont même tendance à perturber le marché en rendant les prix volatiles, à la hausse lorsqu'elles ne produisent pas ou peu, et à la baisse lorsqu'elles produisent beaucoup.

De plus, dans un premier temps, la concurrence sur la fourniture ne s'est pas naturellement développée. C'est pourquoi, le législateur a instauré, par la loi NOME de 2010, l'Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique (ARENH), qui oblige EDF à vendre à ses concurrents un volume de 100 TWh d'électricité, soit ¼ de la production nucléaire les bonnes années, au prix de 42 € par MWh (prix coûtant de 2010 non réévalué depuis), ainsi que le principe économique de la « contestabilité » qui impose qu'un concurrent d'EDF ait la capacité de proposer, en tout temps, « des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés ». En 2015, le constat du non-respect de ce principe a conduit le Conseil d'Etat (https://www.lemondedelenergie.com/tag/etat/) à imposer l'indexation du tarif régulé sur les prix du marché, empêchant de fait une détermination du tarif de vente régulé sur la base des coûts de production. Il est donc impossible, aujourd'hui, tant que la loi NOME est en vigueur, de renoncer à l'indexation sur les prix de marché du tarif régulé, qui, de toute façon, ne concerne plus que les particuliers, en calant le prix sur le coût de production.

Mais, peut-on abroger la loi NOME?

Il est clair, l'atonie de la concurrence avant 2015 le montre, que son abrogation conduirait inévitablement à la disparition de la plupart des concurrents qui seraient incapables de concurrencer EDF s'ils devaient acheter leur électricité sur le marché. En outre, il n'est pas certain que l'abrogation de la loi NOME soit juridiquement possible, ni que le gouvernement français ose transgresser le dogme de la concurrence sur lequel Bruxelles a toujours refusé de transiger, même si cette concurrence est à l'évidence totalement factice et ne sert qu'à entretenir quelques traders qui n'apporte aucune plus-value à l'économie française.

Mais, sans toucher à la concurrence, serait-il malgré tout possible que les consommateurs bénéficient d'un prix correspondant au coût de production ?

Si le nucléaire redevient disponible, si les températures de cet hiver et de l'hiver prochain restent clémentes et si la consommation continue de baisser, les conditions du marché pourraient conduire, en France, à une baisse suffisante des prix de gros pour le permettre, à condition que les fournisseurs soient raisonnables. Le gouvernement dispose aussi d'expédients qui lui permettraient, soit de compenser la forte hausse du prix de marché de l'électricité, soit de faire baisser artificiellement le prix de l'électricité pour les fournisseurs alternatifs :

- soit en récupérant le trop perçu par les producteurs grâce aux prix élevés du marché de gros et en le redistribuant aux fournisseurs pour compenser le manque à gagner d'une vente forcée au prix plafond du coût moyen de production,
- soit en garantissant, pour chaque fournisseur alternatif, un volume d'ARENH suffisant pour alimenter l'ensemble de ses clients à un prix légèrement inférieur au coût moyen de production<sup>3</sup>,

Le gouvernement vient de choisir la première solution avec « le dispositif d'amortissement des prix de l'électricité » en plafonnant, pour les Très Petites Entreprises (TPE), le prix à 180 € et en subventionnant les fournisseurs, sans toutefois préciser le mode de financement adopté et, par contre, en tenant compte semble-t-il, heureusement, dans le calcul de la subvention, du volume d'ARENH consacré par les fournisseurs à l'alimentation des TPE concernées.

Nous sommes déjà aujourd'hui dans le royaume d'Ubu mais il est encore possible de faire pire pour complaire à Bruxelles en affichant une concurrence encore plus factice et absurde! A noter que la deuxième solution obligerait EDF à vendre officiellement à perte, ce qui, en principe est interdit par la loi<sup>4</sup> et dégraderait un peu plus les finances d'une entreprise déjà très endettée. Il resterait, de surcroit, à régler le problème de l'achat des capacités nécessaires pour assurer les pointes de consommation qui, n'étant pas prévisibles, ne peuvent pas être couvertes par des achats anticipés de volumes d'ARENH.

1Le lecteur qui veut bien comprendre les subtilités de la facturation au coût marginal pourra se reporter à la note « La vente au coût marginal » disponible sur le site de la revue de l'énergie (<a href="https://www.larevuedelenergie.com/la-vente-au-cout-marginal/">https://www.larevuedelenergie.com/la-vente-au-cout-marginal/</a>) (<a href="https://www.larevuedelenergie.com/la-vente-au-cout-marginal/">https://www.larevuedelenergie.com/la-vente-au-cout-marginal/</a>))

- 2 https://www.comparonslenergie.com/lelectricite/evolution-des-tarifs-de-lelectricite-depuis-2007.html
- 3 Pour respecter le principe de contestabilité.
- 4 Comme de fait l'ARENH aujourd'hui mais officiellement le tarif de 42 €/MWh était une vente à prix coûtant et non à perte. Il l'est devenu avec le temps faute de revalorisation.

