

La régulation du prix de l'énergie en période de crise

Synthèse de conférence

Petit déjeuner de la Chaire Gouvernance et Régulation

Université Paris Dauphine-PSL, 13 octobre 2022



Dauphine | PSL 
CHAIRE GOUVERNANCE
ET RÉGULATION

Synthèse n°67
Université Paris Dauphine-PSL, le 13 octobre 2022

La régulation du prix de l'énergie en période de crise

Intervenants

Alexandre Cosquer | Membre du comité exécutif, ENGIE Global Energy Management & Sales

Dominique Jamme | Directeur général, Commission de régulation de l'énergie (CRE)

Adrien Latourte | Vice-Président, Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN)

Modératrice

Catherine Galano | Associate director au bureau de Paris, Cabinet Frontier Economics

Le secteur de l'énergie fait face ces derniers mois à une explosion des prix sur les marchés de gros du gaz comme de l'électricité. Cette hausse marquée et prolongée des prix de gros trouve notamment sa source dans deux facteurs de pression sur l'approvisionnement : les moindres livraisons de gaz en provenance de Russie (et la menace d'un arrêt complet) d'une part et l'arrêt de certains réacteurs nucléaires en France d'autre part. Mais la manière dont ces deux événements impactant l'offre d'énergie affectent les prix de détail est une conséquence du fonctionnement des marchés.

Ce petit-déjeuner débat vise à mieux comprendre les mécanismes associés aux instruments de régulation des prix de l'énergie en période de crise.

Sommaire

Le point de vue du régulateur Dominique Jamme Directeur général, Commission de régulation de l'énergie (CRE).....	6
Le point de vue d'un acteur de marché Alexandre Cosquer Membre du comité exécutif, ENGIE Global Energy Management & Sales.....	8
Le point de vue des consommateurs Adrien Latourte Vice-Président, Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN).....	10
Échanges.....	11

Interventions

6

Le point de vue du régulateur

Dominique Jamme | Directeur général, Commission de régulation de l'énergie (CRE)

Contrairement à 2008, la crise actuelle n'est pas une crise financière ou spéculative. C'est avant tout une crise d'approvisionnement, combinaison de deux crises centenaires : celle du gaz (la Russie ayant restreint sa livraison à l'Europe) et celle du nucléaire (en France, la capacité disponible est inférieure à 30 GW en moyenne depuis cet été, sur un parc de 61 GW).

Les principes de base du fonctionnement d'un marché de commodité

L'électricité est une commodité. Ainsi, peu importe qu'un kWh soit produit avec une éolienne ou du photovoltaïque (coût quasiment nul), du nucléaire (coût relativement peu élevé), du gaz ou du charbon (coût très élevé) : dès qu'il est produit et injecté, c'est un kWh comme les autres. Comme n'importe quelle commodité (cacao, métal, gaz, pétrole, charbon...), il a la même valeur une fois qu'il est sur le marché. Certes, il a plus de valeur le matin en hiver, car la demande est plus forte. Mais à une heure donnée, tous les kWh ont la même valeur et sont « pricés » de la même façon, selon le principe du coût marginal. C'est le principe de base de l'économie de toutes les commodités.

Par ailleurs, le plafond de coût sur le marché est actuellement porté à 4 000 Euros/MWh – ce qui est très supérieur aux coûts de production. En l'occurrence, les économistes de l'énergie évaluent le coût pour la société de la défaillance d'électricité à 20 000 Euros/MWh. Cela signifie que la société valorise la fourniture d'électricité à un niveau très élevé. En somme, le fonctionnement du marché a sa logique.

Quant au gaz, un MWh valait historiquement entre 15 et 30 euros (10 euros durant la pandémie de Covid, car il y en avait trop), il est récemment monté à 300 euros et il se situe actuellement aux environs de 155 euros en France et de 180 euros en Allemagne. Son prix a donc été multiplié par 10. Or le gaz est très utile, y compris en France, pour produire de l'électricité – notamment en hiver. Dès lors, contrairement à l'idée répandue, le fait que le prix de l'électricité flambe en suivant celui du gaz n'est pas absurde. Il est conforme aux principes économiques rappelés ci-dessus.

La rente infra-marginale

La notion de rente infra-marginale est fondamentale.

Quand le prix de l'électricité est très élevé à cause de celui du gaz et rémunère des acteurs dont les coûts sont beaucoup plus bas (producteurs nucléaires ou d'énergies renouvelables), cela génère une rente dite infra-marginale. En temps normal, elle est utile car elle permet de financer de nouvelles infrastructures. Les moyens de production d'énergies renouvelables, notamment, requièrent beaucoup de capex. En période de crise, en revanche, il est nécessaire de capter cette rente infra-marginale. C'est la raison pour laquelle un règlement européen obligera les États membres à plafonner les recettes à 180 euros par MWh pour les producteurs d'électricité.

La même question se pose pour le gaz. Cette année, la rente infra-marginale de la Norvège sera de l'ordre de 200 milliards d'euros (contre 50 milliards en année normale), pour un PIB de 300 milliards. C'est pourtant un voisin et un allié de l'Europe. Des discussions doivent donc s'engager pour qu'il accepte de rendre une partie de cette rente.

Globalement, l'Europe achète son gaz à l'extérieur. La France l'achète même à 98 %. La rente infra-marginale est donc difficile à capter. Des négociations avec les producteurs extérieurs sont indispensables. L'électricité, en revanche, est principalement produite en Europe, en particulier en France grâce au nucléaire et aux ENR. Il faut donc que l'État récupère la rente infra-marginale des producteurs pour financer le bouclier tarifaire au profit des consommateurs.

En résumé, le bouquet tarifaire gaz est de la dépense budgétaire pure, tandis qu'en électricité c'est en grande partie du recyclage de recettes.

Les pistes de sortie de crise

Des mesures en faveur de la maîtrise de la consommation

Face à une crise d'approvisionnement, physique, l'alternative est simple : produire plus ou consommer moins. Ainsi, en baissant les prix pour les consommateurs, il faut faire attention à la maîtrise de la demande. Si celle-ci reste élevée, la crise se prolongera nécessairement.

L'Allemagne a annoncé un plan consistant à attribuer une somme fixe au consommateur (en pourcentage de sa consommation de l'année précédente) à un prix subventionné, le reste étant au prix de marché. Ainsi, si le consommateur baisse sa consommation de 20 %, il bénéficiera du prix subventionné mais au-dessus il paiera le prix du marché. Cette solution semble pertinente.

Des mesures en faveur de la production

Les mesures pour la production sont impératives également, particulièrement en France qui dépend très largement et -sans doute trop comme la crise actuelle le montre -du nucléaire, pour développer les renouvelables. Indépendamment de l'urgence liée à la crise, c'est l'unique solution de long terme pour atteindre l'objectif de décarbonation. De fait, le très ambitieux plan zéro carbone en 2050 impose d'électrifier les transports, les process industriels ou encore le chauffage, ce qui se traduira automatiquement par une hausse de la consommation électrique : la consommation énergétique globale baissera de 40 %, mais celle d'électricité augmentera d'autant.

Le point de vue d'un acteur de marché

Alexandre Cosquer | Membre du comité exécutif, ENGIE Global Energy Management & Sales

La crise de l'offre qui vient d'être décrite se combine avec des niveaux hydrologiques au plus bas (notamment en Europe du Sud), une sortie du nucléaire dans plusieurs pays (Allemagne, Belgique) et des retards dans la maintenance d'actifs de production accumulés durant la pandémie de Covid. Dans ce contexte, les acteurs de marché font face à des risques d'une ampleur inédite.

Les acteurs face à trois grands risques

Le risque de marché

Le prix de l'électricité est insoutenable. Il a été multiplié par dix récemment, et même par vingt cet été. Dans notre pays, le prix pic de l'électricité (8h-20h les jours ouvrés) devrait atteindre 2 300 euros par MWh au cœur de l'hiver, contre 100 euros habituellement. Certes, la France propose des mécanismes d'aide, mais tel n'est pas le cas partout. En Belgique, par exemple, certaines familles paieront jusqu'à 12 000 euros par an pour se chauffer. Cette situation place aussi les entreprises européennes dans une situation impossible vis-à-vis de la concurrence mondiale. Il est urgent de trouver des solutions.

Les risques de liquidité

Le manque de liquidité sur le marché est très préoccupant pour les acteurs de marché qui achètent ou vendent de l'électricité ou du gaz. L'impact du retrait de la Russie, qui représentait 40 % des importations de gaz en Europe, est comparable à ce qui se produirait si l'Opep arrêta de vendre du pétrole. S'y ajoute la baisse de la production d'électricité nucléaire et hydraulique.

L'incertitude en matière de régulation pèse également sur les acteurs de marché.

Le mécanisme d'appel de marge doit également être mentionné. Mis en place pour éviter le risque systémique, il pourrait finalement le créer. De fait, il impose de déposer en cash environ 30 % de la valeur du contrat pour tout achat/vente d'un MWh d'électricité sur les marchés, pour prévenir tout risque en cas de faillite. En outre, un mécanisme dit de *variation margining* impose de compenser ou de recevoir tous les jours en cash la variation de prix. Dans ce cadre, Equinor estime que les énergéticiens européens doivent sortir 1 500 milliards de cash.

Le risque de crédit

Les transactions entre les différentes contreparties (énergéticiens, banques, etc.) se font soit sur des marchés régulés avec des appels de marge, soit en gré à gré. Il est indispensable de surveiller le risque de crédit pour éviter des faillites à la chaîne.

Pistes de solutions

Rétablir l'offre

Il est crucial que les centrales nucléaires d'EDF reviennent le plus rapidement possible sur le marché.

Les stockages européens de gaz sont remplis à 95 %. C'est suffisant pour cet hiver, mais cela n'empêche pas de devoir trouver une solution pour l'hiver d'après. Il faut que les bateaux de GNL continuent à arriver et que nous restions compétitifs face aux Asiatiques.

Limiter la consommation

Nous sommes en faveur de toutes les aides gouvernementales, a fortiori à destination des clients particuliers, mais aussi de tous les efforts de réduction de la consommation : quand l'offre n'est pas là, il faut que la consommation baisse. Aucun geste, si petit soit-il, ne doit être négligé. Les premiers résultats sont à la fois encourageants du point de vue de l'équation énergétique, mais inquiétants du point de vue de l'économie européenne – dans l'industrie, en effet, la baisse de consommation est synonyme d'une baisse de production.

Nous sommes également en faveur d'un soutien pour les besoins en cash de tous les acteurs de marché.

Par ailleurs, si des décisions sont prises en matière de taxation, il est essentiel qu'elles soient simples à appliquer.

Repenser le mécanisme économique

Une réduction du plafond de coût fixé par les économistes il y a une vingtaine d'années aurait un impact immédiat sur les prix dits *forward* (livraison). Ce mécanisme mériterait sans doute d'être revu. De fait, il n'a pas d'effet sur les capacités de production mais il augmente mécaniquement les prix de l'énergie. Cela étant, tous les pays européens ne partagent pas cet avis.

Le point de vue des consommateurs

Adrien Latourte | Vice-Président, Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN)

La part des adhérents de l'UNIDEN dans la consommation globale de gaz et d'électricité de l'industrie est d'environ 80 %.

La dimension politique de la crise

En France, le prix du gaz est excessivement élevé et varie tous les jours. Ce n'est pas le cas partout. Aux États-Unis, par exemple, le MWh de gaz ne coûte que 20 euros. Un industriel énérgo-intensif qui émet un cycle ouvert gaz CCGT (*combined cycle gas turbine*) avec un bon rendement peut obtenir de l'électricité à 40 euros du MWh. Les industriels français se battent donc avec des industriels étrangers qui fonctionnent avec un mix 20 euros de gaz/40 euros d'électricité. Dans ce contexte, ils ont réagi en baissant leur production voire, pour certains, en fermant. Pour autant, l'Europe continuera à consommer du verre et de l'acier, qu'elle importera. Cette question politique mérite d'être traitée.

À ce stade, l'Europe a décidé de ne pas toucher au marché mais de mettre en place un système d'aide : si leur EBE est négatif a posteriori, les industriels pourraient recevoir un chèque correspondant à une partie de leur consommation. Mais les industriels ne peuvent pas attendre de constater leur EBE : dès qu'ils anticipent que leur EBE sera négatif, ils décident de réduire sans attendre leur consommation donc leur production. Face à l'insuffisance de ce système européen d'aide, l'Allemagne a dégainé un « bazooka » énergétique de 200 milliards d'euros – grâce à un ratio d'endettement/PIB bien inférieur à celui de la France – pour subventionner la consommation de gaz à 70 %, qui sera payée 70 euros du MGW par les industriels.

L'indispensable réponse européenne

Une réponse européenne est indispensable. Faut-il plus ou moins réguler ? Quelles « rustines » poser sans complètement réformer le marché du jour au lendemain ? Au-delà des réponses conjoncturelles (taxer les rentes infra-marginales, par exemple), une réforme structurelle est indispensable pour répondre aux enjeux de demain.

Dominique Jamme

En France, l'ARENH permet déjà de redistribuer la rente infra-marginale à tous les consommateurs dont les industriels. Certes le prix de gros est le plus élevé d'Europe, mais l'ARENH le compense.

Échanges

Catherine Galano

Peu de pistes semblent concerner le fonctionnement du marché, en dehors d'une éventuelle révision du plafond de prix. Alors que seule une partie du marché répond à cette logique de tarification au prix marginal, est-il envisageable d'élargir significativement le champ d'autres mécanismes comme l'ARENH ?

Dominique Jamme

L'objectif est de conserver le marché de court terme, qui a une extraordinaire valeur d'efficacité de l'allocation des moyens à l'échelle européenne, d'utilisation à plein des interconnexions et de signal économique.

En France, les fournisseurs des clients au-delà de 36 kVA sont facturés au prix/horaire. Ils ont donc intérêt à inciter à la réduction de la consommation par des ristournes les jours de grand froid par exemple, même si leur offre est à prix constant. Il faut espérer que la baisse de la demande sera significative, au-delà du grand public même si chaque KWh économisé importe. Dans cette optique, le signal envoyé par le marché de court terme aux entreprises et aux collectivités a une valeur énorme. Ce marché de court terme se décline ensuite sur le long terme. Avant la crise, ce fonctionnement n'avait jamais posé de difficulté. Mais face au niveau insoutenable des prix, lié à l'environnement géopolitique et à une sorte d'imprévoyance collective concernant la dépendance au gaz russe, il est indispensable de réagir.

La France dispose du mécanisme particulier de l'ARENH. En Europe, les PPA (*Power Purchase Agreement*) permettent aux industriels, aux collectivités et aux fournisseurs de signer un contrat avec un producteur de renouvelables – avec un prix garanti pour une partie de l'approvisionnement, et le reste à prendre sur les marchés.

La crise oblige à changer rapidement, mais le changement serait intervenu quoi qu'il arrive dans le cadre de la transition écologique. Tous les pays se décarbonent, et le transfert de la valeur de l'électricité décarbonée au consommateur se fera. Reste à savoir comment.

Alexandre Cosquer

Il existe aussi les obligations d'achat sur le renouvelable et d'autres outils. La régulation évolue toujours et elle continuera à le faire. Mais dans l'urgence de l'hiver qui approche, il faut avant tout travailler sur l'offre – et échanger avec les pays producteurs de gaz, notamment la Norvège.

Adrien Latourte

Certes, les industriels peuvent signer des PPA pour fixer les prix et se couvrir. Encore faudrait-il que les quantités soient disponibles ! Les développeurs d'énergie éolienne préfèrent-ils avoir comme contrepartie l'État avec un tarif fixé à l'avance ou un industriel en difficulté compte tenu du coût actuel de l'énergie ? Il est très compliqué d'aller chercher des PPA en ce moment, en particulier en France.

Par ailleurs, le système de fixation du prix de l'électricité sur la marginalité a été instauré dans les années 2000, quand le parc de production reposait principalement sur le gaz et le charbon, dont des unités de production dont le coût était principalement de l'opex. Il est en train de changer, avec le plan zéro carbone en 2050, car la base de coût des unités de production concernées est du capex. Alors que les sous-jacents du marché de l'électricité évoluent en profondeur, le système de la marginalité envoie-t-il les bonnes incitations aux acteurs ? Actuellement, le consommateur ne paie pas le coût moyen de production de l'électricité, mais celui de la dernière centrale qui a été appelée.

De la salle

Quelles sont les énergies renouvelables qui ne reposent pas sur des ressources rares ?

Dominique Jamme

L'inventivité humaine devrait trouver comment fabriquer des batteries tout aussi efficaces ou plus efficaces que celles au lithium avec d'autres matériaux. En outre, le consensus des économistes montre que nous sommes loin de la limite. La France est au tiers du niveau allemand dans l'éolien et au tiers voire au quart dans le photovoltaïque. Non seulement on peut, mais il faut développer les énergies renouvelables. Or les projets sont très nombreux, mais ils sont bien trop longs à se concrétiser dans notre pays.

Alexandre Cosquer

Toutes les ressources sont plus ou moins rares – c'est vrai aussi pour l'uranium. La priorité est la capacité à développer rapidement des capex. Nous sommes entrés dans une économie de guerre énergétique, qui nous impose d'être plus rapides et réactifs dans l'installation de nouvelles capacités de production.

Catherine Galano

Face à une crise très française par certains aspects, la solution doit-elle être nationale ou européenne ?

Dominique Jamme

Quoi qu'il arrive, la solution pour passer l'hiver sera nécessairement européenne. La France n'a pas les moyens d'assurer seule l'équilibre offre/demande de l'électricité cet hiver.

Alexandre Cosquer

Il faut à la fois des solutions nationales et des solutions européennes. Fermer les frontières européennes de l'électricité, comme le préconisent certains, serait la pire bêtise. Conservons le mécanisme de solidarité européenne !

Adrien Latourte

Les réalités varient d'un pays à l'autre, car les mix sont très différents. Il importe toutefois de trouver des solutions communes.

Catherine Galano

Quelles mesures seraient les plus à même de promouvoir le développement des capacités de production ?

Dominique Jamme

Un projet de loi est en cours d'examen. Quoi qu'il en soit, la loi aidera mais elle ne fera pas tout. Une vaste prise de conscience et une mobilisation collective sont indispensables. Les moyens existent, en témoignent les autres pays européens. Nous devons faire mieux collectivement.

Alexandre Cosquer

Réduire les temps d'analyse des dossiers est indispensable pour accélérer le déploiement des capacités, et pour que nous fassions aussi bien que nos collègues européens.

Adrien Latourte

Les industriels aimeraient bien signer des PPA, mais le cadre règlement est encore insuffisant, notamment pour gérer le risque de contrepartie. Comment faire évoluer les mentalités pour que les développeurs de renouvelables puissent réellement s'allier aux industriels ?

Dominique Jamme

Le fait que le projet de loi acte un statut pour les PPA facilitera peut-être les choses.

Alexandre Cosquer

L'ARENH a sans doute ralenti le développement des PPA. Ce sont les avantages et les inconvénients d'un système régulé.

Catherine Galano

Serait-il possible de faire du déploiement subventionné de renouvelables de façon transfrontalière ?

Dominique Jamme

Je ne sais pas, à ce stade. Le développement est local, et les projets sont étudiés et acceptés par l'administration du pays d'origine. Par ailleurs, les interconnexions ont été largement développées et doivent continuer à l'être. Elles représentent plusieurs GW, aideront plusieurs pays européens cet hiver.

Alexandre Cosquer

Il est difficile de renverser les lois de la physique – et la taille des tuyaux. En l'occurrence, le projet qui consisterait à installer des capacités de production de renouvelables en Espagne pour fournir des usines en France est beau sur le papier, mais peu réaliste à grande échelle à ce stade.

Éric Brousseau

Au-delà des goulets d'étranglement réglementaires et financiers, existe-t-il des goulets d'étranglement industriels ?

Dominique Jamme

Je n'ai pas ce sentiment, mais il est difficile de le savoir. Le dernier appel d'offres éolien a été sous-souscrit : est-ce parce qu'il y a trop de projets en attente, ou parce que la filière n'a pas les moyens suffisants pour les développer ?

Adrien Latourte

Il me semble que le dernier appel d'offres éolien en Allemagne a lui aussi été sous-souscrit, pas par un manque de volonté des acteurs mais en raison de l'explosion des prix des matières premières. De la flexibilité est nécessaire pour laisser les acteurs se développer et mettre de l'électron sur le réseau. Le problème de la quantité est prioritaire à résoudre.

De la salle

Est-il possible de récupérer la rente infra-marginale des grandes entreprises gazières ?

Dominique Jamme

C'est un sujet politiquement très sensible. Il existe deux types de marché du gaz : celui du gaz produit par canalisation (avec une interdépendance mutuelle très forte entre les parties et la possibilité de négocier des prix plus bas dans le cadre d'une relation de long terme et de confiance) et celui du GNL (qui est un marché mondial et impose de négocier à la fois avec les États et avec une multitude d'entreprises).

Adrien Latourte

Le paquet européen sur les rentes infra-marginales prévoit la taxation du super-profit de certaines entreprises. Le déroulé opérationnel n'est toutefois pas connu.

Par ailleurs, la Chine est encore « endormie » avec le Covid. Mais elle consomme énormément de GNL et quand elle se réveillera, la bataille entre acheteurs sera accrue, avec une forte pression sur les prix.

Alexandre Cosquer

Il est crucial de laisser des marges de manœuvre aux énergéticiens qui veulent devenir carbone neutral entre 2030 et 2045, donc développer des renouvelables à vitesse grand V – ce qui requiert des investissements massifs.

De la salle

Pouvez-vous nous éclairer sur l'interconnexion gazière entre l'Espagne et la France ?

Dominique Jamme

Le projet initial, qui visait à livrer plus de gaz du nord de l'Europe vers l'Espagne et le Portugal, a été abandonné en 2019 conjointement par les régulateurs français et espagnol, au motif qu'il n'était pas rentable. Aujourd'hui, la logique est différente. Si l'interconnexion existait, elle servirait plutôt à amener du gaz de la péninsule ibérique vers la France, l'Allemagne et l'Europe du Centre et de l'Est. Mais, au-delà de l'interconnexion elle-même, il faut développer ou renforcer des centaines de kilomètres de tuyaux dans la vallée du Rhône. Sinon, le gaz resterait « coincé » car il se créerait un goulet d'étranglement avec le GNL

français dans les terminaux de Fos. Pour que l'interconnexion soit vraiment active, notamment en hiver, le coût est estimé entre 2 et 3 milliards d'euros, avec un horizon à 2028-2030 au plus tôt. Qui plus est, les oppositions au développement des réseaux gaziers en vallée du Rhône sont nombreuses. Pour autant, la porte n'est pas totalement fermée.

Il existe aussi un plan hydrogène en Espagne, qui entend devenir le hub solaire de l'Europe.

Catherine Galano

Quelles leçons tirer du mécanisme de capacité, qui devait sécuriser les approvisionnements ?

Dominique Jamme

C'est l'inverse de « la cerise sur le gâteau » ! Le système devra de toute façon être renégocié en 2026.

Adrien Latourte

Les industriels bénéficient de l'ARENH, qui porte des capacités. Le poids du mécanisme de capacité sur la facture est de 2 à 3 euros du MWh. Mais pour l'an prochain, les prix calendaires sont à 500 euros du MWh. C'est un tout autre ordre de grandeur. Il est urgent de réfléchir à un nouveau système.

Éric Brousseau

Merci pour ces interventions de très haut niveau.

Interventions

Le point de vue du régulateur

Dominique Jamme | Directeur général, Commission de régulation de l'énergie (CRE)

Contrairement à 2008, la crise actuelle n'est pas une crise financière ou spéculative. C'est avant tout une crise d'approvisionnement, combinaison de deux crises centenaires : celle du gaz (la Russie ayant restreint sa livraison à l'Europe) et celle du nucléaire (en France, la capacité disponible est inférieure à 30 GW en moyenne depuis cet été, sur un parc de 61 GW).

Les principes de base du fonctionnement d'un marché de commodité

L'électricité est une commodité. Ainsi, peu importe qu'un kWh soit produit avec une éolienne ou du photovoltaïque (coût quasiment nul), du nucléaire (coût relativement peu élevé), du gaz ou du charbon (coût très élevé) : dès qu'il est produit et injecté, c'est un kWh comme les autres. Comme n'importe quelle commodité (cacao, métal, gaz, pétrole, charbon...), il a la même valeur une fois qu'il est sur le marché. Certes, il a plus de valeur le matin en hiver, car la demande est plus forte. Mais à une heure donnée, tous les kWh ont la même valeur et sont « pricés » de la même façon, selon le principe du coût marginal. C'est le principe de base de l'économie de toutes les commodités.

Par ailleurs, le plafond de coût sur le marché est actuellement porté à 4 000 Euros/MWh – ce qui est très supérieur aux coûts de production. En l'occurrence, les économistes de l'énergie évaluent le coût pour la société de la défaillance d'électricité à 20 000 Euros/MWh. Cela signifie que la société valorise la fourniture d'électricité à un niveau très élevé. En somme, le fonctionnement du marché a sa logique.

Quant au gaz, un MWh valait historiquement entre 15 et 30 euros (10 euros durant la pandémie de Covid, car il y en avait trop), il est récemment monté à 300 euros et il se situe actuellement aux environs de 155 euros en France et de 180 euros en Allemagne. Son prix a donc été multiplié par 10. Or le gaz est très utile, y compris en France, pour produire de l'électricité – notamment en hiver. Dès lors, contrairement à l'idée répandue, le fait que le prix de l'électricité flambe en suivant celui du gaz n'est pas absurde. Il est conforme aux principes économiques rappelés ci-dessus.

La rente infra-marginale

La notion de rente infra-marginale est fondamentale.

Quand le prix de l'électricité est très élevé à cause de celui du gaz et rémunère des acteurs dont les coûts sont beaucoup plus bas (producteurs nucléaires ou d'énergies renouvelables), cela génère une rente dite infra-marginale. En temps normal, elle est utile car elle permet de financer de nouvelles infrastructures. Les moyens de production d'énergies renouvelables, notamment, requièrent beaucoup de capex. En période de crise, en revanche, il est nécessaire de capter cette rente infra-marginale. C'est la raison pour laquelle un règlement européen obligera les États membres à plafonner les recettes à 180 euros par MWh pour les producteurs d'électricité.

La même question se pose pour le gaz. Cette année, la rente infra-marginale de la Norvège sera de l'ordre de 200 milliards d'euros (contre 50 milliards en année normale), pour un PIB de 300 milliards. C'est pourtant un voisin et un allié de l'Europe. Des discussions doivent donc s'engager pour qu'il accepte de rendre une partie de cette rente.

Globalement, l'Europe achète son gaz à l'extérieur. La France l'achète même à 98 %. La rente infra-marginale est donc difficile à capter. Des négociations avec les producteurs extérieurs sont indispensables. L'électricité, en revanche, est principalement produite en Europe, en particulier en France grâce au nucléaire et aux ENR. Il faut donc que l'État récupère la rente infra-marginale des producteurs pour financer le bouclier tarifaire au profit des consommateurs.

En résumé, le bouquet tarifaire gaz est de la dépense budgétaire pure, tandis qu'en électricité c'est en grande partie du recyclage de recettes.

Les pistes de sortie de crise

Des mesures en faveur de la maîtrise de la consommation

Face à une crise d'approvisionnement, physique, l'alternative est simple : produire plus ou consommer moins. Ainsi, en baissant les prix pour les consommateurs, il faut faire attention à la maîtrise de la demande. Si celle-ci reste élevée, la crise se prolongera nécessairement.

L'Allemagne a annoncé un plan consistant à attribuer une somme fixe au consommateur (en pourcentage de sa consommation de l'année précédente) à un prix subventionné, le reste étant au prix de marché. Ainsi, si le consommateur baisse sa consommation de 20 %, il bénéficiera du prix subventionné mais au-dessus il paiera le prix du marché. Cette solution semble pertinente.

Des mesures en faveur de la production

Les mesures pour la production sont impératives également, particulièrement en France qui dépend très largement et -sans doute trop comme la crise actuelle le montre -du nucléaire, pour développer les renouvelables. Indépendamment de l'urgence liée à la crise, c'est l'unique solution de long terme pour atteindre l'objectif de décarbonation. De fait, le très ambitieux plan zéro carbone en 2050 impose d'électrifier les transports, les process industriels ou encore le chauffage, ce qui se traduira automatiquement par une hausse de la consommation électrique : la consommation énergétique globale baissera de 40 %, mais celle d'électricité augmentera d'autant.

Le point de vue d'un acteur de marché

Alexandre Cosquer | Membre du comité exécutif, ENGIE Global Energy Management & Sales

La crise de l'offre qui vient d'être décrite se combine avec des niveaux hydrologiques au plus bas (notamment en Europe du Sud), une sortie du nucléaire dans plusieurs pays (Allemagne, Belgique) et des retards dans la maintenance d'actifs de production accumulés durant la pandémie de Covid. Dans ce contexte, les acteurs de marché font face à des risques d'une ampleur inédite.

Les acteurs face à trois grands risques

Le risque de marché

Le prix de l'électricité est insoutenable. Il a été multiplié par dix récemment, et même par vingt cet été. Dans notre pays, le prix pic de l'électricité (8h-20h les jours ouvrés) devrait atteindre 2 300 euros par MWh au cœur de l'hiver, contre 100 euros habituellement. Certes, la France propose des mécanismes d'aide, mais tel n'est pas le cas partout. En Belgique, par exemple, certaines familles paieront jusqu'à 12 000 euros par an pour se chauffer. Cette situation place aussi les entreprises européennes dans une situation impossible vis-à-vis de la concurrence mondiale. Il est urgent de trouver des solutions.

Les risques de liquidité

Le manque de liquidité sur le marché est très préoccupant pour les acteurs de marché qui achètent ou vendent de l'électricité ou du gaz. L'impact du retrait de la Russie, qui représentait 40 % des importations de gaz en Europe, est comparable à ce qui se produirait si l'Opep arrêtait de vendre du pétrole. S'y ajoute la baisse de la production d'électricité nucléaire et hydraulique.

L'incertitude en matière de régulation pèse également sur les acteurs de marché.

Le mécanisme d'appel de marge doit également être mentionné. Mis en place pour éviter le risque systémique, il pourrait finalement le créer. De fait, il impose de déposer en cash environ 30 % de la valeur du contrat pour tout achat/vente d'un MWh d'électricité sur les marchés, pour prévenir tout risque en cas de faillite. En outre, un mécanisme dit de *variation margining* impose de compenser ou de recevoir tous les jours en cash la variation de prix. Dans ce cadre, Equinor estime que les énergéticiens européens doivent sortir 1 500 milliards de cash.

Le risque de crédit

Les transactions entre les différentes contreparties (énergéticiens, banques, etc.) se font soit sur des marchés régulés avec des appels de marge, soit en gré à gré. Il est indispensable de surveiller le risque de crédit pour éviter des faillites à la chaîne.

Pistes de solutions

Rétablir l'offre

Il est crucial que les centrales nucléaires d'EDF reviennent le plus rapidement possible sur le marché.

Les stockages européens de gaz sont remplis à 95 %. C'est suffisant pour cet hiver, mais cela n'empêche pas de devoir trouver une solution pour l'hiver d'après. Il faut que les bateaux de GNL continuent à arriver et que nous restions compétitifs face aux Asiatiques.

Limiter la consommation

Nous sommes en faveur de toutes les aides gouvernementales, a fortiori à destination des clients particuliers, mais aussi de tous les efforts de réduction de la consommation : quand l'offre n'est pas là, il faut que la consommation baisse. Aucun geste, si petit soit-il, ne doit être négligé. Les premiers résultats sont à la fois encourageants du point de vue de l'équation énergétique, mais inquiétants du point de vue de l'économie européenne – dans l'industrie, en effet, la baisse de consommation est synonyme d'une baisse de production.

Nous sommes également en faveur d'un soutien pour les besoins en cash de tous les acteurs de marché.

Par ailleurs, si des décisions sont prises en matière de taxation, il est essentiel qu'elles soient simples à appliquer.

Repenser le mécanisme économique

Une réduction du plafond de coût fixé par les économistes il y a une vingtaine d'années aurait un impact immédiat sur les prix dits *forward* (livraison). Ce mécanisme mériterait sans doute d'être revu. De fait, il n'a pas d'effet sur les capacités de production mais il augmente mécaniquement les prix de l'énergie. Cela étant, tous les pays européens ne partagent pas cet avis.

Le point de vue des consommateurs

Adrien Latourte | Vice-Président, Union des industries utilisatrices d'énergie
(UNIDEN)

La part des adhérents de l'UNIDEN dans la consommation globale de gaz et d'électricité de l'industrie est d'environ 80 %.

La dimension politique de la crise

En France, le prix du gaz est excessivement élevé et varie tous les jours. Ce n'est pas le cas partout. Aux États-Unis, par exemple, le MWh de gaz ne coûte que 20 euros. Un industriel énérgo-intensif qui émet un cycle ouvert gaz CCGT (*combined cycle gas turbine*) avec un bon rendement peut obtenir de l'électricité à 40 euros du MWh. Les industriels français se battent donc avec des industriels étrangers qui fonctionnent avec un mix 20 euros de gaz/40 euros d'électricité. Dans ce contexte, ils ont réagi en baissant leur production voire, pour certains, en fermant. Pour autant, l'Europe continuera à consommer du verre et de l'acier, qu'elle importera. Cette question politique mérite d'être traitée.

À ce stade, l'Europe a décidé de ne pas toucher au marché mais de mettre en place un système d'aide : si leur EBE est négatif a posteriori, les industriels pourraient recevoir un chèque correspondant à une partie de leur consommation. Mais les industriels ne peuvent pas attendre de constater leur EBE : dès qu'ils anticipent que leur EBE sera négatif, ils décident de réduire sans attendre leur consommation donc leur production. Face à l'insuffisance de ce système européen d'aide, l'Allemagne a dégainé un « bazooka » énergétique de 200 milliards d'euros – grâce à un ratio d'endettement/PIB bien inférieur à celui de la France – pour subventionner la consommation de gaz à 70 %, qui sera payée 70 euros du MGw par les industriels.

L'indispensable réponse européenne

Une réponse européenne est indispensable. Faut-il plus ou moins réguler ? Quelles « rustines » poser sans complètement réformer le marché du jour au lendemain ? Au-delà des réponses conjoncturelles (taxer les rentes infra-marginales, par exemple), une réforme structurelle est indispensable pour répondre aux enjeux de demain.

Dominique Jamme

En France, l'ARENH permet déjà de redistribuer la rente infra-marginale à tous les consommateurs dont les industriels. Certes le prix de gros est le plus élevé d'Europe, mais l'ARENH le compense.

Échanges

Catherine Galano

Peu de pistes semblent concerner le fonctionnement du marché, en dehors d'une éventuelle révision du plafond de prix. Alors que seule une partie du marché répond à cette logique de tarification au prix marginal, est-il envisageable d'élargir significativement le champ d'autres mécanismes comme l'ARENH ?

Dominique Jamme

L'objectif est de conserver le marché de court terme, qui a une extraordinaire valeur d'efficacité de l'allocation des moyens à l'échelle européenne, d'utilisation à plein des interconnexions et de signal économique.

En France, les fournisseurs des clients au-delà de 36 kVA sont facturés au prix/horaire. Ils ont donc intérêt à inciter à la réduction de la consommation par des ristournes les jours de grand froid par exemple, même si leur offre est à prix constant. Il faut espérer que la baisse de la demande sera significative, au-delà du grand public même si chaque KWh économisé importe. Dans cette optique, le signal envoyé par le marché de court terme aux entreprises et aux collectivités a une valeur énorme. Ce marché de court terme se décline ensuite sur le long terme. Avant la crise, ce fonctionnement n'avait jamais posé de difficulté. Mais face au niveau insoutenable des prix, lié à l'environnement géopolitique et à une sorte d'imprévoyance collective concernant la dépendance au gaz russe, il est indispensable de réagir.

La France dispose du mécanisme particulier de l'ARENH. En Europe, les PPA (*Power Purchase Agreement*) permettent aux industriels, aux collectivités et aux fournisseurs de signer un contrat avec un producteur de renouvelables – avec un prix garanti pour une partie de l'approvisionnement, et le reste à prendre sur les marchés.

La crise oblige à changer rapidement, mais le changement serait intervenu quoi qu'il arrive dans le cadre de la transition écologique. Tous les pays se décarbonent, et le transfert de la valeur de l'électricité décarbonée au consommateur se fera. Reste à savoir comment.

Alexandre Cosquer

Il existe aussi les obligations d'achat sur le renouvelable et d'autres outils. La régulation évolue toujours et elle continuera à le faire. Mais dans l'urgence de l'hiver qui approche, il faut avant tout travailler sur l'offre – et échanger avec les pays producteurs de gaz, notamment la Norvège.

Adrien Latourte

Certes, les industriels peuvent signer des PPA pour fixer les prix et se couvrir. Encore faudrait-il que les quantités soient disponibles ! Les développeurs d'énergie éolienne préfèrent-ils avoir comme contrepartie l'État avec un tarif fixé à l'avance ou un industriel en difficulté compte tenu du coût actuel de l'énergie ? Il est très compliqué d'aller chercher des PPA en ce moment, en particulier en France.

Par ailleurs, le système de fixation du prix de l'électricité sur la marginalité a été instauré dans les années 2000, quand le parc de production reposait principalement sur le gaz et le charbon, dont des unités de production dont le coût était principalement de l'opex. Il est en train de changer, avec le plan zéro carbone en 2050, car la base de coût des unités de production concernées est du capex. Alors que les sous-jacents du marché de l'électricité évoluent en profondeur, le système de la marginalité envoie-t-il les bonnes incitations aux acteurs ? Actuellement, le consommateur ne paie pas le coût moyen de production de l'électricité, mais celui de la dernière centrale qui a été appelée.

De la salle

Quelles sont les énergies renouvelables qui ne reposent pas sur des ressources rares ?

Dominique Jamme

L'inventivité humaine devrait trouver comment fabriquer des batteries tout aussi efficaces ou plus efficaces que celles au lithium avec d'autres matériaux. En outre, le consensus des économistes montre que nous sommes loin de la limite. La France est au tiers du niveau allemand dans l'éolien et au tiers voire au quart dans le photovoltaïque. Non seulement on peut, mais il faut développer les énergies renouvelables. Or les projets sont très nombreux, mais ils sont bien trop longs à se concrétiser dans notre pays.

Alexandre Cosquer

Toutes les ressources sont plus ou moins rares – c'est vrai aussi pour l'uranium. La priorité est la capacité à développer rapidement des capex. Nous sommes entrés dans une économie de guerre énergétique, qui nous impose d'être plus rapides et réactifs dans l'installation de nouvelles capacités de production.

Catherine Galano

Face à une crise très française par certains aspects, la solution doit-elle être nationale ou européenne ?

Dominique Jamme

Quoi qu'il arrive, la solution pour passer l'hiver sera nécessairement européenne. La France n'a pas les moyens d'assurer seule l'équilibre offre/demande de l'électricité cet hiver.

Alexandre Cosquer

Il faut à la fois des solutions nationales et des solutions européennes. Fermer les frontières européennes de l'électricité, comme le préconisent certains, serait la pire bêtise. Conservons le mécanisme de solidarité européenne !

Adrien Latourte

Les réalités varient d'un pays à l'autre, car les mix sont très différents. Il importe toutefois de trouver des solutions communes.

Catherine Galano

Quelles mesures seraient les plus à même de promouvoir le développement des capacités de production ?

Dominique Jamme

Un projet de loi est en cours d'examen. Quoi qu'il en soit, la loi aidera mais elle ne fera pas tout. Une vaste prise de conscience et une mobilisation collective sont indispensables. Les moyens existent, en témoignent les autres pays européens. Nous devons faire mieux collectivement.

Alexandre Cosquer

Réduire les temps d'analyse des dossiers est indispensable pour accélérer le déploiement des capacités, et pour que nous fassions aussi bien que nos collègues européens.

Adrien Latourte

Les industriels aimeraient bien signer des PPA, mais le cadre règlement est encore insuffisant, notamment pour gérer le risque de contrepartie. Comment faire évoluer les mentalités pour que les développeurs de renouvelables puissent réellement s'allier aux industriels ?

Dominique Jamme

Le fait que le projet de loi acte un statut pour les PPA facilitera peut-être les choses.

Alexandre Cosquer

L'ARENH a sans doute ralenti le développement des PPA. Ce sont les avantages et les inconvénients d'un système régulé.

Catherine Galano

Serait-il possible de faire du déploiement subventionné de renouvelables de façon transfrontalière ?

Dominique Jamme

Je ne sais pas, à ce stade. Le développement est local, et les projets sont étudiés et acceptés par l'administration du pays d'origine. Par ailleurs, les interconnexions ont été largement développées et doivent continuer à l'être. Elles représentent plusieurs GW, aideront plusieurs pays européens cet hiver.

Alexandre Cosquer

Il est difficile de renverser les lois de la physique – et la taille des tuyaux. En l'occurrence, le projet qui consisterait à installer des capacités de production de renouvelables en Espagne pour fournir des usines en France est beau sur le papier, mais peu réaliste à grande échelle à ce stade.

Éric Brousseau

Au-delà des goulets d'étranglement réglementaires et financiers, existe-t-il des goulets d'étranglement industriels ?

Dominique Jamme

Je n'ai pas ce sentiment, mais il est difficile de le savoir. Le dernier appel d'offres éolien a été sous-souscrit : est-ce parce qu'il y a trop de projets en attente, ou parce que la filière n'a pas les moyens suffisants pour les développer ?

Adrien Latourte

Il me semble que le dernier appel d'offres éolien en Allemagne a lui aussi été sous-souscrit, pas par un manque de volonté des acteurs mais en raison de l'explosion des prix des matières premières. De la flexibilité est nécessaire pour laisser les acteurs se développer et mettre de l'électron sur le réseau. Le problème de la quantité est prioritaire à résoudre.

De la salle

Est-il possible de récupérer la rente infra-marginale des grandes entreprises gazières ?

Dominique Jamme

C'est un sujet politiquement très sensible. Il existe deux types de marché du gaz : celui du gaz produit par canalisation (avec une interdépendance mutuelle très forte entre les parties et la possibilité de négocier des prix plus bas dans le cadre d'une relation de long terme et de confiance) et celui du GNL (qui est un marché mondial et impose de négocier à la fois avec les États et avec une multitude d'entreprises).

Adrien Latourte

Le paquet européen sur les rentes infra-marginales prévoit la taxation du super-profit de certaines entreprises. Le déroulé opérationnel n'est toutefois pas connu.

Par ailleurs, la Chine est encore « endormie » avec le Covid. Mais elle consomme énormément de GNL et quand elle se réveillera, la bataille entre acheteurs sera accrue, avec une forte pression sur les prix.

Alexandre Cosquer

Il est crucial de laisser des marges de manœuvre aux énergéticiens qui veulent devenir carbone neutral entre 2030 et 2045, donc développer des renouvelables à vitesse grand V – ce qui requiert des investissements massifs.

De la salle

Pouvez-vous nous éclairer sur l'interconnexion gazière entre l'Espagne et la France ?

Dominique Jamme

Le projet initial, qui visait à livrer plus de gaz du nord de l'Europe vers l'Espagne et le Portugal, a été abandonné en 2019 conjointement par les régulateurs français et espagnol, au motif qu'il n'était pas rentable. Aujourd'hui, la logique est différente. Si l'interconnexion existait, elle servirait plutôt à amener du gaz de la péninsule ibérique vers la France, l'Allemagne et l'Europe du Centre et de l'Est. Mais, au-delà de l'interconnexion elle-même, il faut développer ou renforcer des centaines de kilomètres de tuyaux dans la vallée du Rhône. Sinon, le gaz resterait « coincé » car il se créerait un goulet d'étranglement avec le GNL



Chaire Gouvernance et Régulation
Fondation Paris-Dauphine
Place du Maréchal de Lattre de Tassigny - 75016 Paris (France)
<http://chairgovreg.fondation-dauphine.fr>