

Au-delà de la crise : repenser le marché électrique européen

William Hogan, Peter Hartley, David Newbery, Anna Creti,
Frédéric Gonand, Jean-Michel Glachant, Christian Gollier,
Jacques Percebois, Lucia Visconti, Andreas Löschel, Natalia Fabra*

Ce texte est une synthèse élaborée à partir des travaux réalisés par un panel international d'universitaires réunis par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et coordonnés par Frédéric Gonand [CRE, 2023].

Introduction et méthodologie

L'électricité présente des caractéristiques économiques uniques qui expliquent le fonctionnement spécifique de son marché. Tout d'abord, la demande d'électricité est extrêmement volatile : elle peut généralement varier de 70 % entre le milieu de la nuit et la fin de l'après-midi d'un même jour, en particulier en hiver lorsque la consommation des ménages augmente rapidement en fin d'après-midi. Elle est également très peu sensible aux prix à court terme. En outre, dans la plupart des pays, l'électricité ne peut pas être stockée en grandes quantités à des prix raisonnables. Les technologies de stockage se développent mais sont loin d'avoir atteint une maturité économique et un rôle significatif dans les réseaux. Par conséquent, l'équilibre entre l'offre et la demande est toujours atteint en temps réel sur le réseau, minute après minute.

L'une des conséquences de cette situation singulière est la coexistence sur le marché de

l'électricité de producteurs ayant des structures de coûts très différentes entre les coûts fixes et les coûts variables. Le nucléaire, le photovoltaïque et l'éolien ont des coûts fixes relativement élevés (environ 80 % ou plus du coût complet moyen) et des coûts variables relativement faibles. En revanche, les producteurs d'électricité au gaz, au charbon et même au pétrole ont une structure de coûts très différente, avec des coûts variables relativement élevés et des coûts fixes relativement faibles. Les centrales à coûts variables élevés, telles que les turbines à gaz, sont sollicitées lorsque les centrales à coûts plus faibles fonctionnent à plein régime, et sont fortement susceptibles de déterminer le coût marginal du système.

Dans ce contexte, les ingénieurs ont dû concevoir un mode particulier de fonctionnement du marché de l'électricité permettant de minimiser le coût total de production du système (pour préserver la compétitivité des industries et le pouvoir d'achat des ménages) tout en se protégeant contre les ruptures d'approvisionnement et, dans les marchés libéralisés, en veillant à ce que les prix soient suffisants pour que les producteurs d'électricité investissent.

La littérature économique du milieu du xx^e siècle sur la répartition et l'investissement optimaux dans la production d'électricité a montré que ces objectifs pouvaient être atteints en faisant

* William Hogan (Harvard University, États-Unis), Peter Hartley (Rice University, États-Unis), David Newbery (Cambridge University, Royaume-Uni), Anna Creti (Université Paris Dauphine-PSL), Frédéric Gonand (Université Paris Dauphine-PSL, coordinateur du groupe), Jean-Michel Glachant (Florence School of Regulation, Italie), Christian Gollier (Toulouse School of Economics, France), Jacques Percebois (Université de Montpellier, France), Lucia Visconti (University of Milano-Bicocca, Italie), Andreas Löschel (Ruhr University Bochum, Allemagne), Natalia Fabra (Universidad Carlos III, Espagne).

fonctionner les générateurs d'électricité à court terme dans l'ordre croissant des coûts variables (ou marginaux) de production. Certains membres du groupe notent que ce résultat dépend d'une hypothèse implicite de la « plaque de cuivre », c'est-à-dire que les conditions économiques du système et du réseau électriques ne sont pas modifiées par la localisation de la production et de la consommation.

Cette configuration de marché a relativement bien fonctionné pendant trois décennies. Cependant, si le prix du gaz naturel monte en flèche, comme ce fut le cas récemment pendant près de deux ans en Europe, cela implique que les prix de gros de l'électricité montent en flèche à leur tour (et lorsque les énergies renouvelables deviennent le producteur marginal, elles ont tendance à fixer les prix à leur coût marginal, qui est bien inférieur à leur coût moyen).

Dans ce contexte, la Commission de Régulation de l'Énergie a réuni fin 2022 un panel international d'universitaires appartenant à des pays avec des marchés de l'électricité dont le fonctionnement est très variable. Il ne s'agit pas d'appliquer au cas français ou européen les règles qui fonctionnent plus ou moins bien dans l'un ou l'autre de nos pays. Il s'agit plutôt de comparer les différentes réponses qui ont été apportées dans différents pays à des questions parfois très proches.

Un groupe d'universitaires, c'est nécessairement une diversité d'opinions. Les économistes savent bien que dans leur domaine, il peut y avoir de nombreuses différences d'analyse, mais aussi de nombreux points de consensus. Le texte reflétera cette diversité d'opinions. Par conséquent, en cas de désaccord, que nous ne considérons pas du tout comme tragique mais plutôt comme enrichissant, le texte principal de ce document reflétera la position majoritaire, et une note de fin ajoutera la position minoritaire. Cela reflétera ce que les universitaires savent faire : analyser clairement la réalité dans toute sa complexité.

Dans ce document, nous n'aborderons pas certaines questions liées au débat sur le marché de

l'électricité, car nous ne cherchons pas à être exhaustifs. Ainsi, nous n'aborderons pas les questions liées à la gestion de la demande (c'est-à-dire le délestage, l'augmentation des prix plafonds pour influencer la demande...) qui est un moyen d'éviter des prix bas et volatiles et de maintenir la capacité des producteurs d'énergie non renouvelable de prendre le relais lorsque le vent et la lumière du soleil viennent à manquer. De même, les questions liées à l'émergence de l'hydrogène dans le mix énergétique ne seront pas analysées.

Les discussions sur la réforme du marché de l'électricité, dans le contexte européen actuel mais aussi en général, reposent souvent sur des hypothèses implicites qui ont des conséquences importantes. En revanche, nous soulignons ici des exemples importants de nos hypothèses de travail et abordons leurs implications. Les hypothèses les plus importantes sont les suivantes :

- Les acteurs du marché à la recherche de profit disposent d'une importante marge de manœuvre pour participer par le biais d'appels d'offres ou d'auto-programmation, ainsi que par le biais de décisions d'investissement.
- Les marchés en temps réel nécessitent une coordination par l'intermédiaire d'un opérateur de système, et l'opérateur de système peut fournir une approximation réaliste des offres et demandes complexes en plusieurs parties.
- Il n'est pas certain que le réseau soit une plaque de cuivre, ce qui implique des différences de conditions économiques parfois importantes d'un bout à l'autre du réseau.
- Le produit demandé par les consommateurs est de l'électricité livrée à leurs emplacements respectifs.

Ces hypothèses entraînent à leur tour des contraintes importantes pour l'organisation d'un marché de gros de l'électricité viable. Les acteurs du marché à la recherche de profit anticipent le système de règlement en temps réel lorsqu'ils prennent des engagements à terme. Par conséquent, l'organisation du marché doit commencer

par le marché en temps réel. La structure et les prix du marché à terme doivent être cohérents avec la structure en temps réel, et l'approche inverse peut soulever des problèmes difficiles.

En temps réel, l'efficacité économique productive nécessite une répartition économique. Si les enchères sont sincères, cette répartition peut être assurée par l'opérateur du système. En l'absence de non-convexité, les prix existent pour soutenir cette répartition économique.

Les arguments habituels concernant l'adéquation entre les instruments et les objectifs d'organisation se combinent alors avec ces conclusions pour suggérer, ou parfois dicter, les principaux éléments d'une organisation réalisable du marché de gros de l'électricité. Ces éléments concernent par exemple l'efficacité économique (répartition économique en temps réel basée sur des offres et soumise à des contraintes de sécurité, idéalement avec des prix marginaux locaux), la tarification de la rareté, l'adéquation des ressources et le problème du manque d'argent, la couverture à terme à plus long terme. Le problème de l'adéquation des ressources et de la capacité de livraison dans des conditions difficiles est plus complexe (voir la partie 3).

Tout ceci devrait être valable quel que soit le degré de pénétration des énergies renouvelables ou les structures de coûts particulières de la charge et de la production, qui affectent tous les résultats des prix et des quantités mais n'ont pas d'impact sur l'organisation de base du marché.

Bien que nous n'abordions pas dans ce document toutes les questions liées au débat sur le marché de l'électricité (car nous ne cherchons pas à être exhaustifs), ce cadre a dicté les questions que nous développons dans les pages suivantes : questions de court terme (assurer le fonctionnement du marché à court terme, comment évaluer la taxation des rentes inframarginales, tarification marginale locale), choix à long terme concernant les actifs de production et les choix technologiques (défis technologiques avec un prix du carbone et une taxonomie, arguments pour (ou contre) les marchés de capacité, contrats à long

terme et leur conception). Nous abordons également des questions plus globales qui sont particulièrement pertinentes pour les décideurs publics en période de crise (protection contre les prix de gros extrêmes de l'électricité, amortissement du choc global pour les agents privés).

Chaque point est traité dans une note spécifique qui articule deux sections, l'une centrée sur l'analyse économique, l'autre sur les implications empiriques et, surtout, sur les recommandations générales à l'intention des décideurs politiques. En rédigeant ces dernières, nous avons clairement gardé à l'esprit que les situations peuvent être très différentes d'un pays à l'autre en Europe, et que, par conséquent, nos recommandations doivent tenir compte de cette hétérogénéité des situations.

1. Taxer les rentes inframarginales

Pour contrôler l'augmentation provisoire des «rentes inframarginales» et récupérer les «bénéfices exceptionnels», plusieurs outils d'urgence peuvent être utilisés.

Quelques marchés de gros en dehors de l'UE utilisent des outils réglementaires pour limiter les «rentes inframarginales» lorsque les soumissionnaires marginaux s'écartent de la tendance des coûts ordinaires. Il s'agit de «mécanismes de récupération» qui laissent fonctionner le mécanisme des prix, mais qui confisquent les «rentes inframarginales» excessives à l'intérieur du marché de gros.

Une autre méthode consiste à taxer classiquement «ex post» les bénéfices excédentaires réalisés par les entreprises liées à l'électricité (producteurs, négociants purs ou fournisseurs) en définissant un «bénéfice normal» de référence qui restera sûr. Le nouveau gouvernement britannique de Rishi Sunak a eu recours à ce système d'imposition supplémentaire.

D'autres moyens sont simplement des pratiques qui ne prétendent pas être des modèles⁴. En France, depuis plus d'une décennie, les pouvoirs publics organisent un accès régulé à l'électricité nucléaire. En 2022, 120 TWh, soit 40 % de

la production nucléaire du pays, ont été vendus à 42-46 €/MWh.

En outre, la plupart des entités renouvelables en France ont conclu des contrats à long terme bidirectionnels (contrats sur différence) avec les autorités publiques. Le régulateur français estime que 30 milliards d'euros de leurs rentes infra-marginales seront reversées au Trésor public en 2022-2023.

Le « modèle ibérique » combine des changements sur les marchés de gros et de détail. Sur le marché de gros, le prix du gaz utilisé pour produire de l'électricité est subventionné, par la différence entre le prix spot du gaz et un prix de référence (40 €/MWh au départ, allant jusqu'à 70 €/MWh). Par conséquent, le prix du marché est le même que si les producteurs avaient acheté le gaz au prix de référence, et les rentes « infra-marginales » diminuent. Sur le marché de détail, une redevance est ajoutée au prix de gros pour compenser les producteurs de gaz à cycle combiné pour la seconde moitié du coût du gaz qui n'a pas été prise en compte au niveau du marché de gros. Cette manœuvre à deux niveaux aurait permis de réduire de 15 à 20 % le coût de l'approvisionnement en gros des détaillants espagnols.

Il faut garder à l'esprit qu'en abaissant le prix de l'énergie vendue par les producteurs non marginaux, on réduit également les incitations à réagir au choc du prix du gaz, à moins que cette rente inframarginale ne soit restituée sous la forme d'un montant fixe indépendant de la demande réelle².

Le pire du choc des prix du gaz dans l'UE semble s'être arrêté à la fin de l'année 2022. En conséquence, l'Espagne et le Portugal ont déjà été officiellement informés par la Commission européenne que l'exemption permettant d'utiliser le « mécanisme ibérique » sur leur marché ne sera pas renouvelée lorsqu'elle expirera à la fin de l'année 2023.

Recommandation : si les gouvernements veulent redistribuer les revenus des professionnels de l'électricité, mieux vaut utiliser des

mécanismes extérieurs aux marchés de gros à court terme, tels que les contrats à long terme (comme par exemple les contrats sur différence) et la fiscalité, et laisser les mécanismes du marché à court terme classer les différentes technologies et les différents actifs en fonction de leur efficacité économique et de leur réactivité face aux besoins du système électrique.

2. Assurer le fonctionnement des marchés de court terme

Les points suivants supposent que le système électrique fonctionne comme une plaque de cuivre (c'est-à-dire que les conditions économiques (prix, quantités) du système électrique et du réseau ne sont pas modifiées par la localisation de la production et de la consommation car il n'y a, par exemple, pas de congestions, ce qui peut sembler restrictif pour certains pays européens).

Les marchés européens de l'électricité ont évolué vers une articulation entre un marché centralisé de l'énergie pour les besoins à court terme et un système décentralisé d'échanges bilatéraux pour les besoins à long terme, même si c'est à travers un processus d'apprentissage de deux décennies. L'intégration des différentes zones d'échange, associée à des règles appropriées de gestion de la congestion pour la capacité des réseaux transfrontaliers, a donné lieu à des prix *day-ahead* qui sont également « co-intégrés » en termes statistiques. En outre, la pénétration progressive de ressources variables telles que l'énergie éolienne et solaire, qui bénéficient de faibles coûts à court terme, a exercé une pression à la baisse sur les prix *day-ahead* dans toutes les bourses européennes. L'effet d'ordre de mérite est clairement documenté.

Recommandation : Les options d'organisation du marché qui ne prennent pas en compte le besoin accru de liquidité dans les échanges à court terme et l'intégration du marché ne doivent pas être retenues.

Le contexte juridique, administratif et institutionnel garantissant l'accélération de l'intégration des marchés reste un sujet de préoccupation.

Comme le souligne la Cour des comptes européenne dans son dernier rapport (2023), « Les retards dans le couplage des marchés nationaux de l'électricité se sont accumulés en raison de faiblesses dans la gouvernance de l'UE, mais aussi à cause de la complexité des outils réglementaires censés permettre le commerce transfrontalier, ce qui a freiné l'application des règles du marché. La surveillance du marché par la Commission européenne et l'ACER, l'agence européenne de l'énergie, n'a pas non plus apporté d'améliorations suffisantes. Les mesures de surveillance visant à limiter les abus et les manipulations ne sont pas allées assez loin, ce qui signifie que la charge principale du risque sur le marché de l'électricité de l'UE a été répercutée sur les consommateurs finaux. »

Recommandation : Les efforts visant à accélérer l'intégration des marchés améliorerait le fonctionnement des marchés à court terme.

Une question controversée est de savoir si le format d'enchères le plus couramment utilisé sur les marchés de gros de l'électricité, le format à prix uniforme qui paie toutes les offres gagnantes au prix de compensation du marché, est responsable de la hausse récente des prix de l'électricité.

Certains ont avancé que le fait de payer chaque producteur gagnant selon sa propre offre, ce que l'on appelle le format « *pay-as-bid* », permettrait d'économiser la différence entre l'offre gagnante la plus élevée et chaque offre gagnante. Ce raisonnement est erroné étant donné que les entreprises modifieraient leur comportement en matière d'offres si le format d'enchères passait d'une tarification uniforme à un format « *pay as bid* ». Certaines analyses ont montré que le format « *pay as bid* » peut atténuer le pouvoir de marché et, par conséquent, réduire les prix et les rentes des entreprises. Toutefois, cela ne suffit pas à justifier le changement de format d'enchère. Des solutions telles que l'organisation du marché britannique avec un marché en temps réel (d'équilibre) et une compensation par « *pay as bid* » n'ont pas été considérées comme une réussite et ont été remplacées par le « *pay as clear* ».

Une autre question concerne l'offre de portefeuille par rapport à l'engagement unitaire. Il existe une abondante littérature à ce sujet. Les producteurs préfèrent les enchères de portefeuille car ils permettent une plus grande flexibilité interne, tandis que les enchères et les engagements unitaires facilitent les opérations pour le gestionnaire de réseau de transport (GRT) qui doit programmer les injections et les retraits en fonction des capacités du réseau. Un débat en Italie a suggéré que l'engagement unitaire pourrait être une solution préférable. Dans un réseau européen hautement interconnecté et de plus en plus interconnecté, les enchères de portefeuille imposeraient une charge opérationnelle supplémentaire aux GRT.

Recommandations : la modification des règles d'enchères sur les marchés de gros de l'électricité ne devrait pas être une priorité (*pay-as-bid* vs *pay-as-clear*, engagement unitaire ou enchères de portefeuille, bien que l'engagement unitaire puisse être préférable dans ce dernier cas).

La promotion de la réponse à la demande, des consommateurs et du stockage de l'électricité devrait être encouragée en tant que remèdes plus efficaces contre l'exercice du pouvoir de marché, en augmentant l'élasticité (respectivement) de la demande et de l'offre, tout en contribuant à la sécurité dans les systèmes électriques avec une part élevée d'énergies renouvelables.

Une surveillance étroite du marché et les interventions (pour remplacer les offres déraisonnables par des offres liées aux coûts) ou l'obligation de maintenir les offres pendant des périodes plus longues qu'un jour ou une heure sont utilisées sur certains marchés pour réduire l'exercice d'un pouvoir de marché transitoire ou local.

En outre, les régulateurs devraient s'efforcer d'accroître l'offre et de superviser les comportements anticoncurrentiels, ce qui pourrait s'avérer plus important que des changements dans l'organisation du marché. Par exemple, étant donné la faible élasticité de la demande à court terme, toute expansion de l'offre aura un impact important sur les prix.

Dans le cas où l'hypothèse de la plaque de cuivre est abandonnée (ce qui pourrait être plus

exact à l'avenir étant donné l'effet implicite du développement des énergies renouvelables intermittentes sur les congestions du réseau), tous les contrats mentionnés ci-dessus doivent éventuellement être mis en œuvre d'une manière plus spécifique : localisation du contrat (point de production vs point de consommation), règles de règlement ou pénalités pour défaut de livraison, objet du contrat (énergie vs capacité installée)...

3. Marchés de capacité

Si l'objectif consiste à fournir une capacité adéquate pour répondre à la charge dans des conditions de stress, certains membres du groupe considèrent que ce problème n'est pas résolu par des réglementations, mais qu'il fournit l'élan nécessaire pour les contrats de couverture de l'énergie livrée (voir la partie 4)³.

Ces membres considèrent que les marchés de capacité ont engendré des problèmes plus nombreux et plus variés qu'ils n'ont apporté de solutions. Cela s'explique principalement par le fait que l'on rétribue la capacité au lieu de l'énergie produite. Selon leur analyse, les marchés de capacité n'ont pas été très efficaces pour assurer la fiabilité du système électrique, même s'ils ont parfois été coûteux.

Ces systèmes semblent mieux fonctionner dans les systèmes insulaires comme l'Irlande et la Grande-Bretagne.

Aujourd'hui, si des marchés de capacité sont mis en place au niveau de l'UE, de nombreux «marchés de capacité» européens existants (mais pas tous) sont encore conçus selon les règles d'ingénierie des unités de production hautement centralisées, et ne sont pas conçus pour bénéficier des nombreux GW de flexibilité que la demande pourrait fournir dans les secteurs commercial, administratif et domestique (jusqu'à 10 ou 15 GW en France). Un raisonnement similaire pourrait viser les actifs de stockage, en tant que nouvel ingrédient spécifique des systèmes électriques modernes (y compris les batteries sur roues que sont les véhicules électriques...).

Recommandation : s'ils sont mis en œuvre, les marchés de capacité devraient être ouverts à toutes les ressources contribuant à la sécurité du système et cesser d'en favoriser certaines, comme c'est le cas avec les contrats à long terme discriminatoires⁴.

Deuxièmement, les marchés de capacité de l'UE sont hétérogènes et reposent diversement sur les réserves stratégiques, les paiements de capacité, les obligations de capacité des fournisseurs, les enchères de capacité à terme ou les enchères d'options de fiabilité. Il est devenu difficile, voire impossible, d'unifier ce cadre hétérogène en un cadre européen unique. Une plus grande cohérence pourrait au moins être obtenue, en amont et en aval, en ce qui concerne les échanges transfrontaliers de ces obligations de capacité.

Recommandation : si les marchés de capacité sont mis en œuvre au niveau européen, les critères utilisés pour concevoir et dimensionner les exigences de capacité devraient être clarifiés et harmonisés avec les normes de fiabilité explicites telles que les attentes en termes de perte de charge, les critères de réserve cible. À l'étape de la mise en œuvre, la définition des procédures de certification et de vérification des ressources actives devrait être régionalisée. Des règles opérationnelles doivent être établies pour accéder à la capacité transfrontalière et pour assurer la livraison transfrontalière en cas de tension du système. Néanmoins, les évaluations de l'adéquation des capacités au niveau européen semblent difficiles à mettre en œuvre. Non seulement la sécurité de l'approvisionnement relève de la souveraineté des États membres (même si la solidarité pour éviter les pénuries a un rôle à jouer), mais les règles de rémunération qui ne sont pas nationales ne peuvent pas être facilement définies (comment un actif dans un pays membre X qui contribue à la sécurité des pays membres Y et Z simultanément devrait-il être rémunéré en tenant compte des multiples effets transfrontaliers?).

Troisièmement, les informations et les scénarios utilisés dans l'UE pour calculer les besoins et les ressources utiles peuvent évoluer, grâce à la régionalisation active des services de transport

créée par le «paquet énergie propre» de l'UE voté en 2019. Depuis juillet 2022, des centres de coordination régionaux ont été créés dans toute l'UE pour fournir des outils et des analyses supplémentaires aux GRT nationaux afin de comprendre les contraintes du système et les options disponibles au niveau régional. Par conséquent, l'industrie européenne des GRT ne restera pas limitée à des ensembles «uniquement nationaux» d'informations, d'options et d'interactions identifiables. Le nouveau niveau régional de coordination du réseau électrique de l'UE pourrait bientôt permettre d'effectuer de nouvelles évaluations de la sécurité du réseau régional et de l'adéquation des ressources régionales.

Nous pourrions espérer obtenir, disons en 2025, la toute première série d'études européennes entièrement régionales sur les exigences en matière de «capacités et de compétences» pour la sécurité régionale de l'électricité, ainsi que les prévisions correspondantes en matière d'«adéquation» au même niveau régional. Si tout se passe bien, 2030 pourrait alors être la première année de renouvellement des études de sécurité et d'adéquation au niveau de l'UE, sur la base de ces nouvelles compétences et expériences régionales.

4. Contrats à long terme (*futures*, PPA, CfD)

Les contrats à long terme sont de plus en plus discutés sur les marchés de l'électricité depuis quelques années, en raison des risques élevés liés aux prix futurs et de la tendance à la baisse des prix au fur et à mesure que les énergies renouvelables sont déployées. En outre, l'évolution technologique a impliqué que les nouvelles technologies de production ont de faibles coûts variables mais de lourds besoins en capitaux initiaux qu'elles peuvent difficilement financer à moins de réduire leurs risques de prix.

Les «contrats à long terme» désignent ici trois types de contrats : les «accords d'achat d'électricité» (PPA), les contrats normalisés sur les marchés à terme de gros, les contrats sur différence (CfD) qui associent certaines caractéristiques du

marché (ventes aux enchères) à certains éléments contractuels⁵.

Dans tous les cas, l'un des objectifs est de protéger les agents contre les prix de gros extrêmes de l'électricité :

- Les «accords d'achat d'électricité» (PPA) sont des contrats commerciaux privés à long terme liant directement un producteur à un consommateur professionnel donné⁶ ou à un petit groupe de consommateurs professionnels. Par exemple, dans les PPA, les consommateurs signent directement un contrat à long terme avec de grands parcs éoliens et solaires pour acheter de l'énergie électrique renouvelable. Ces contrats énergétiques à long terme peuvent durer de 15 à 20 ans. Les PPA garantissent le flux de revenus du développeur d'énergie renouvelable malgré l'intermittence de la production, tandis que les consommateurs sont en mesure de respecter leur engagement environnemental et d'éviter la volatilité du prix de gros, tout en valorisant mieux, s'ils le souhaitent, les caractéristiques particulières de leur charge comme, à l'avenir, l'offre pourrait mieux prendre en compte les nombreuses flexibilités potentielles de la demande. Des contrats à long terme entre grands consommateurs et producteurs existent déjà dans de nombreux pays européens. La littérature sur les PPA est peu abondante.
- Les contrats *futures* dans le secteur de l'électricité en gros sont des contrats de livraison future de produits pour un prix fixé aujourd'hui, où tous les paramètres sont normalisés (quantité, date...) sauf le prix, qui est négocié sur le marché avec une chambre de compensation⁷. Le marché des *futures* est utilisé pour se couvrir contre les variations des prix des matières premières : un acteur qui souhaite se couvrir contre le risque de hausse des prix (par exemple un négociant qui vend à un prix fixe à son client) achète un contrat *future* en parallèle. Si les prix augmentent, il gagnera autant sur le marché des *futures* qu'il perdra sur le marché spot, et vice versa. Les contrats *futures* ne sont pas négociés en vue

d'une livraison physique (c'est l'objectif des contrats *forwards*), mais à des fins de protection. Dans le secteur de l'électricité en Europe, les marchés à terme ne sont généralement ni très liquides ni très importants⁸.

- Un contrat sur différence (CfD) est un contrat à long terme, par exemple entre les producteurs et un agent public (régulateur, fonds public...), par lequel les producteurs vendent leur électricité sur le marché et paient/reçoivent la différence entre un «prix d'exercice» et le «prix de référence». Le prix d'exercice peut être fixé par le régulateur ou par le biais d'une vente aux enchères. Il existe différents types de CfD, avec des propriétés différentes, en fonction de la manière dont le prix et la quantité de référence sont définis.

Recommandation principale : Les contrats à long terme sont essentiels à l'efficacité des marchés de l'électricité. Choisir de les limiter à un seul type (soit les PPA, soit les contrats *futures*, soit les CfD) réduirait les possibilités de couverture et augmenterait peut-être les situations propices à l'exercice d'un pouvoir de marché, ce qui n'est pas souhaitable. Ceci est d'autant plus important que chaque État membre a un mix différent et une taille et un nombre différents de parties prenantes disposées à conclure des contrats.

En ce qui concerne les contrats *futures* sur le marché de gros de l'électricité

Recommandation : Les marchés à terme dans le secteur de l'électricité de gros permettent d'éviter de recourir à des arrangements juridiques et commerciaux complexes. Cette option est flexible et moins complexe à mettre en place que les contrats à long terme, et accessible à toutes les entreprises (directement ou par le biais d'intermédiaires). Cependant, elle nécessiterait une augmentation de la liquidité et de la taille des contrats *futures*. Ainsi, un mécanisme obligatoire améliorerait la liquidité sur le segment le plus long des marchés à terme.

Par exemple, l'enchère BGS du New Jersey fournit une couverture continue pour l'énergie livrée et le prix (sans être strictement «obligatoire»)⁹.

Les politiques visant à augmenter la taille de ces marchés à terme (et, par conséquent, des marchés optionnels), en particulier à un horizon de 5 à 10 ans, permettraient d'améliorer sensiblement la visibilité à long terme sur les prix de l'électricité pour les consommateurs, grâce à des stratégies de couverture comparables à celles qui existent déjà pour de nombreuses matières premières.

Il y a une prolifération des contrats standardisés. Sur l'EEX, par exemple, les contrats *futures* sur l'électricité sont négociés pour des périodes de livraison d'une semaine, d'un mois, d'un trimestre et d'une année entière. En outre, la livraison peut se référer à l'ensemble de la période, ou seulement à un sous-ensemble d'heures tout au long de la période.

Recommandation : Il ne faut pas non plus négliger une meilleure coordination des contrats standardisés (*futures*) que d'autres possibilités de réduire les garanties afin d'améliorer la liquidité.

La recherche empirique sur les *futures* montre des primes à la fois positives et négatives. La récente crise de l'électricité a également créé des tensions extrêmes sur le marché *forward* (voir le rapport du GRT français RTE en 2022 pour les marchés français où une prime de risque «excessive» semble en jeu pendant l'été 2022).

Recommandation : Il convient d'encourager une surveillance et une transparence accrues des primes sur les marchés de l'électricité. Si l'hypothèse de la plaque de cuivre est abandonnée (c'est-à-dire, si les congestions sont prises en compte dans l'organisation du marché, qui pourrait être plus précise à l'avenir), tous les contrats *futures* à long terme mentionnés ci-dessus doivent finalement être mis en œuvre d'une manière assez spécifique : localisation du contrat (point de production vs point de consommation), objet du contrat (énergie vs capacité installée)... Par exemple, les contrats BGS du New Jersey portent sur des tranches (parts de

la consommation totale couverte) pour l'énergie livrée à l'emplacement de la charge et au prix livré, plus une allocation de charges de capacité pour la charge à cet emplacement. Il s'agit d'un contrat sur différence d'un type particulier, où le fournisseur prend le risque du prix LMP livré à l'emplacement de la charge (sur les LMP, voir la partie 5).

En ce qui concerne les accords d'achat d'électricité (PPA)

Recommandation : La signature d'un PPA est complexe, c'est pourquoi il s'agit principalement d'une option pour les acheteurs professionnels très motivés. Les accords d'achat d'électricité ne permettent pas à eux seuls de réaliser des investissements à faible intensité de carbone à l'échelle et à la vitesse nécessaires. Ils peuvent impliquer des risques de contrepartie importants, si aucune mesure corrective n'est prévue, et ne semblent convenir qu'à des acteurs très actifs du marché.

En ce qui concerne les contrats sur différence

Recommandation : Les enchères de CfD soutenues par la réglementation, gérées et souscrites par les régulateurs au nom des consommateurs, peuvent être conçues pour couvrir les risques de prix ou de volume. Dans la pratique, elles ont déjà été utilisées pour garantir les revenus des énergies renouvelables et neutraliser la variabilité des prix spot. Les ventes aux enchères sont des mécanismes efficaces pour extraire les informations des investisseurs sur leurs coûts réels si elles sont conçues de manière appropriée. Les enchères de CfD peuvent également être conçues pour éviter les rentes inframarginales importantes. Les gouvernements (agences) peuvent mettre en commun ces CfD souscrits et les transmettre aux consommateurs finaux (ou aux entreprises de détail en leur nom) de manière à ne pas fausser les signaux de prix à court terme ou la concurrence au niveau du détail.

5. Tarification marginale locale

Les effets du passage à un marché LMP (*locational marginal prices*, ou prix marginaux locaux, ou prix nodaux) peuvent varier considérablement d'un pays à l'autre :

- Les États-Unis ont hérité de réseaux peu étendus, relativement mal connectés aux zones de distribution voisines, avec d'importants problèmes de contraintes, mais ils avaient l'avantage de disposer d'une distribution centrale, de sorte que l'introduction des LMP a été simple et, dans certains cas, a entraîné des réductions de coûts (économies d'énergie) de l'ordre de 2 %.
- La France a une histoire de décisions intégrées de localisation de la production et du transport sur une zone à l'échelle du pays, de sorte que les contraintes sont susceptibles d'être plus faibles, du moins lorsque toutes les centrales nucléaires sont en service. La France ressemble probablement davantage à une plaque de cuivre que des pays comme l'Italie et la Grande-Bretagne, de sorte que les gains liés à la tarification au prix du marché seraient probablement moindres qu'aux États-Unis, du moins à l'heure actuelle. De même, les gains du LMP en France seraient probablement moindres que dans les autres pays européens, comme l'Allemagne par exemple (où une grande partie de la production d'électricité est située dans le nord alors que la consommation est plutôt concentrée dans le sud) ou comme l'Italie.
- Le LMP entraînerait une hétérogénéité significative des prix de gros dans les pays où les zones de production sont relativement éloignées des zones de consommation, ce qui pourrait être le cas de l'Allemagne.

Si les contraintes futures sur les réseaux électriques peuvent effectivement devenir plus sévères avec les énergies renouvelables se connectant à des endroits très différents de la grande production conventionnelle passée, des contrats de connexion efficaces à long terme

peuvent également réduire de manière significative la tension sur le système électrique. Les LMP reflètent les coûts marginaux à court terme, tandis que les décisions d'investissement sont motivées par les coûts marginaux à long terme (LRMC ou coût total). Pour minimiser le risque, les investisseurs doivent être aussi confiants que possible quant aux coûts futurs de l'implantation aux différents nœuds. Dans ce contexte, les redevances annuelles peuvent être remplacées par des contrats à long terme qui signalent à chaque date les meilleurs endroits où s'implanter, sur la base d'une estimation réaliste du LRMC. L'ensemble des prix contractuels publiés serait mis à jour chaque année en fonction de l'évolution des réseaux et de la production, mais les contrats antérieurs continueraient d'être honorés. Les redevances pour la production existante seraient remplacées par des contrats équivalents bénéficiant de droits acquis pour la durée de vie restante.

Le passage aux LMP peut poser quelques défis en termes d'organisation. Apparemment, l'opérateur du système électrique a besoin de plusieurs années pour mettre en place le système de distribution soumis à des contraintes de sécurité et les systèmes de règlement critiques; il s'agit donc d'une réforme qu'il vaut la peine de mettre en œuvre.

Les LMP donneraient un signal d'investissement relativement faible au propriétaire du réseau de transport. Ils signalent les contraintes de transport à court terme qui changeront avec le renforcement du réseau, mais les différences de prix entre les différents nœuds seront loin de couvrir le coût du renforcement de cette liaison¹⁰.

La solution des prix zonaux (c'est-à-dire une solution intermédiaire entre une distribution centrale à l'échelle d'un pays et un cadre strict de tarification nodale) peut constituer une solution de second choix, mais les avantages ne sont pas non plus très clairs. L'expérience de l'Italie avec 21 zones de tarification sur le territoire n'a pas éliminé les congestions à travers le pays et donc les effets de tarification inégaux entre les zones et donc les consommateurs, en particulier dans les régions où la pénétration des énergies

renouvelables est la plus élevée. Un autre argument en défaveur de la tarification zonale est qu'elle peut apparaître comme une étape intermédiaire avec le risque associé d'encourir deux fois tous les coûts de transaction avant d'atteindre les LMP complets.

Recommandation : Des considérations théoriques solides suggèrent que les prix marginaux locaux, en moyenne, permettraient de résoudre efficacement les problèmes importants des marchés de gros de l'électricité actuels et futurs. Toutefois, leur mise en œuvre en Europe soulèverait d'importants problèmes organisationnels et réglementaires qu'il conviendrait d'aplanir au préalable. Les avantages de ces tarifications varieraient d'un pays européen à l'autre. En tout état de cause, il sera nécessaire d'orienter la localisation des investissements. D'autres solutions impliqueraient une tarification à plus long terme de la localisation, ou l'intégration de composantes liées à la localisation dans les tarifs de réseau payés par les producteurs. Ceux-ci nécessiteraient toutefois des règles d'harmonisation supplémentaires entre les États membres.

6. Amortir le choc global pour les agents privés

Les gouvernements peuvent amortir de différentes manières le choc de prix subi par les agents privés (c'est-à-dire les ménages ou les entreprises), comme le montrent les données empiriques :

- L'ampleur de l'aide peut varier considérablement d'un pays européen à l'autre. Jusqu'à présent, ce sont les finances publiques allemandes qui ont apporté le soutien le plus important à l'économie allemande.
- La répartition de l'aide entre le secteur manufacturier et les ménages peut également varier fortement d'un pays à l'autre :
 - En Allemagne, l'industrie (environ 25 000 entreprises dont la consommation de gaz est supérieure à 1,5 million de kWh/an) bénéficie d'un plafond de prix

de 7 c€/kWh sur 70 % de sa consommation de gaz en 2021. En revanche, les ménages bénéficient d'un plafond sur le prix du gaz de 12 c€/kWh qui reste bien supérieur au prix de 2021 (c'est-à-dire 7,06 c€/kWh). En conséquence, les ménages allemands subiront toujours une augmentation significative de leur facture de gaz.

- En Italie, pour atténuer l'impact de l'augmentation des prix de l'énergie, la charge des frais du système a été transférée vers les recettes fiscales, pour ne pas peser sur les factures d'énergie. Les entreprises à forte consommation d'énergie ont bénéficié d'un crédit d'impôt.
- En France, le ministère des Finances estime que les finances publiques ont compensé la quasi-totalité du choc des prix pour les ménages, mais seulement un tiers environ pour les entreprises.

Recommandations : La politique budgétaire visant à amortir le récent choc des prix de l'énergie sur les agents privés peut essayer de viser un équilibre entre le soutien aux différents types d'agents (ménages contre entreprises, notamment). Ce faisant, elle peut garder à l'esprit qu'un tel choc déclenche différents effets macroéconomiques par différents canaux (des effets principalement sur la demande par le biais des ménages, des effets principalement sur l'offre par le biais des entreprises) et les entreprises peuvent être plus négativement influencées par un tel événement que la plupart des ménages.

La coordination au niveau de l'UE des mesures de soutien locales est fondamentale pour éviter les distorsions du marché qui peuvent se répercuter sur les secteurs industriels en créant des avantages locaux.

Dans ce contexte, il est également justifié de renforcer les obligations des fournisseurs afin de mieux protéger les consommateurs (industries et ménages) des hausses de prix à court terme.

Une plus grande efficacité énergétique atténuerait considérablement les effets globaux d'une hausse des prix de l'électricité.

7. Défis technologiques, taxonomie et taxe carbone

La confiance implicite de la taxonomie dans le bon fonctionnement des marchés financiers et la confiance des investisseurs risque de n'être qu'un troisième choix. Cela pourrait compromettre à court terme un modèle qui pourrait être plus compétitif à long terme. En outre, la complexité des critères techniques de sélection et les exigences strictes en matière d'émissions, basées sur une approche d'évaluation du cycle de vie, pourraient freiner les nouveaux projets et investissements. Même si la taxonomie peut augmenter le coût du capital des combustibles fossiles et, en ce sens, peut être considérée comme complémentaire des prix du carbone, il est plus efficace d'utiliser directement les marchés et de fournir un signal de prix substantiel sur le carbone afin d'activer les capitaux requis de la part des investisseurs du secteur privé.

Recommandation : La confiance implicite de la taxonomie dans le bon fonctionnement des marchés financiers et la confiance des investisseurs risque de n'être qu'un troisième choix. Il est plus efficace d'utiliser directement les marchés et de fournir un signal de prix substantiel sur le carbone. Il est encore plus important que le futur prix du carbone soit prévisible et tangible, ce qui plaide en faveur d'un plancher ou, mieux encore, d'une taxe sur le carbone imposée par la loi et augmentant à un rythme convenu.

S'ils sont mis en œuvre, les contrats à long terme (cf. partie 4) ne devraient pas être «trop longs» afin de ne pas introduire une sorte de verrouillage vis-à-vis des technologies actuelles qui pourraient être dépassées à l'avenir.¹¹

RÉFÉRENCE

CRE, 2023. Rapport du groupe académique international à la CRE, «Au-delà de la crise ; repenser le marché électrique européen», 6 mars 2023.

NOTES (POSITIONS MINORITAIRES)

1. Certains membres du groupe pensent toutefois que ces mesures peuvent être défendues comme des interventions anti-monopoles, ou comme la récupération d'une partie de la rente des actifs appartenant à l'État que nous avons initialement vendus au rabais sur un marché aux perspectives incertaines.

2. L'effet empirique pourrait toutefois être modéré, dans la mesure où la demande d'électricité reste assez inélastique.

3. Si l'objectif consiste à fournir des revenus pour garantir qu'il n'y ait pas d'argent manquant, le problème peut être traité par les courbes de demande de réserve d'exploitation (ORDC) et la tarification de la rareté qui en découle.

4. Une nouvelle mesure pourrait être la «puissance garantie équivalente» pour toutes les ressources. Toutefois, certains membres du groupe considèrent que l'extension de ce concept à des dispositifs fortement corrélés tels que l'éolien et le solaire pose de sérieux problèmes.

5. Les partenariats entre grands consommateurs et producteurs sont un moyen direct théoriquement possible pour les premiers d'accéder à un prix de revient majoré pour les installations électriques dont les prix marginaux sont bas, bien que cela ne soit pas nécessairement le cas. Il peut s'agir d'une coentreprise entre le(s) producteur(s) et les consommateurs (industriels), dans laquelle les consommateurs détiennent une part du capital, participent au financement de l'entreprise et bénéficient d'un droit de tirage proportionnel à leur participation à la coentreprise. Ce type de schéma se retrouve dans des projets finlandais ou anglais. La répartition des risques entre les parties prenantes peut être très variable. Globalement, les partenariats en capital entre grands consommateurs et producteurs reflètent le concept traditionnel de partenariat industriel. Ces solutions doivent faire l'objet d'un examen attentif quant à leur conformité avec les lois sur la concurrence et les lois antitrust.

6. L'augmentation des prix de gros de l'électricité et leur volatilité sont devenues une menace pour les industries européennes (à forte consommation d'énergie). Ces phénomènes pèsent sur leur compétitivité, peuvent bloquer temporairement leur production et menacent leur viabilité en Europe. Les conséquences économiques et sociales sont

potentiellement graves puisque les produits de base de ces industries alimentent toutes les chaînes de valeur.

7. Lorsque deux opérateurs ont négocié l'achat ou la vente d'un contrat, la transaction est enregistrée par la chambre de compensation qui devient la contrepartie de l'acheteur ou du vendeur. Tout contrat acheté ou vendu est dénoué au plus tard à l'échéance, la plupart du temps par compensation : l'opérateur qui a une position courte (longue) achète (vend) le même nombre de contrats de même échéance. La présence d'une compensation permet à l'opérateur de percevoir ou de déboursier la différence entre les prix des deux transactions sans intervenir sur le marché spot.

8. C'est notamment le cas en France où le mécanisme de l'ARENH supprime une grande partie de la liquidité des marchés à terme de gros.

9. Une autre solution consisterait à créer de la liquidité à long terme sur le marché avec les producteurs régulateurs publics afin qu'ils offrent des volumes pour l'achat et la vente de produits de marché avec des échéances spécifiques. Les ordres de marché (volume, prix, date de livraison) seraient gérés de manière centralisée par une structure indépendante (publique ou non) dans un cadre réglementaire. Du point de vue de la réglementation européenne, aucun obstacle juridique n'a été identifié à ce stade. En particulier, la possibilité de s'engager sur une longue période n'est *a priori* pas entravée par la directive 2019/944, sous réserve de s'assurer de l'impartialité de l'opérateur.

10. Et, selon certains membres du groupe, dans tous les cas, cela donnerait des systèmes trompeurs car le renforcement du réseau est un problème à l'échelle du système.

11. Toutefois, certains membres du groupe suggèrent qu'ils doivent être suffisamment longs pour réduire le risque d'investissement : la plupart des contrats relatifs aux énergies renouvelables en Europe ont une durée de 12 à 20 ans et ne verrouillent pas une technologie puisque des enchères successives introduisent de meilleurs moyens de fournir de l'électricité à partir des mêmes sources.