

Octobre 2023

“Analyse économique de l’organisation du marché  
de l’électricité”

Stefan Ambec, Claude Crampes, Jean Tirole

# Analyse économique de l'organisation du marché de l'électricité

30 octobre 2023

Stefan Ambec, Claude Crampes, Jean Tirole<sup>1</sup>

## Résumé

La lutte contre le réchauffement climatique passe par l'électrification des usages de l'énergie et l'abandon des sources de production carbonées. Il est donc nécessaire que la production et la fourniture d'énergie électrique soient réalisées en respectant des contraintes d'efficacité de court terme, mais aussi en donnant des signaux fiables pour guider les investissements des producteurs et des consommateurs, non seulement dans des conditions macroéconomiques normales, mais aussi lorsque se produisent des chocs imprévus tels que la pandémie de covid 19 et l'invasion de l'Ukraine par la Russie. Pour répondre à ces défis, les autorités européennes et les Etats membres de l'UE négocient la mise en place de contrats de long terme physiques et financiers qui viendront compléter les marchés de gros de l'électricité. Cette note étudie les avantages et inconvénients respectifs de ces contrats, en mettant l'accent sur la nécessité de répartir les risques inhérents aux particularités de l'énergie électrique entre toutes les parties prenantes de cette industrie.

---

<sup>1</sup> Les auteurs sont chercheurs à la Toulouse School of Economics. Le Centre TSE Energie et Climat reçoit des soutiens financiers pour sa recherche ; la liste de ses donateurs est [ici](#).

L'organisation du marché de l'électricité peut être mise en regard de plusieurs défis.

1. Décarbonation. La question de la décarbonation est primordiale et doit être traitée avec les instruments appropriés. Un prix du carbone compatible avec nos ambitions climatiques et régissant le système communautaire d'échange de quotas d'émission oriente les investissements des entreprises, des ménages, des producteurs d'électricité et des innovateurs verts. Mélanger les questions de décarbonation de l'ensemble de l'économie avec les exigences d'une organisation efficace du marché de l'électricité qui est tout aussi nécessaire pour répondre au défi climatique peut être source d'inefficacités, se traduisant par des prix de l'électricité plus élevés et se retournant contre l'objectif de zéro émission nette en 2050. Le marché de l'électricité doit émettre les signaux conduisant aux investissements massifs qui sont nécessaires à la décarbonation du secteur de l'énergie.

2. Efficacité à court terme. A court terme, les sources de production d'électricité les moins coûteuses doivent être appelées en priorité, et ses usages les plus productifs l'emporter côté demande. Parce que le marché de gros spot et un dispatching selon l'«ordre de mérite » créent un signal prix pertinent de rareté de la ressource, ils répondent efficacement à cet objectif. Leur principe vient d'être réaffirmé dans le compromis signé par les ministres européens de l'énergie le 17 octobre.

On peut s'étonner que les prix de l'électricité soient très élevés en période de pénurie de gaz naturel alors qu'il ne représente qu'une petite partie des énergies primaires utilisées en France dans l'industrie électriques et que la production française d'électricité est, en moyenne, peu coûteuse. Pour comprendre ce phénomène, notons que le gaz est souvent le moyen de production « marginal », ce qui veut dire que si 1 MWh de plus est soutiré pour la consommation européenne, ce MWh supplémentaire sera très probablement produit par une turbine à gaz, les moyens décarbonés (renouvelables et nucléaire) étant déjà employés. Mais n'est-il pas étrange d'accepter des prix européens de 150 €/MWh (qui est le coût variable de production de l'électricité à partir de gaz<sup>2</sup>) quand le coût comptable<sup>3</sup> du parc nucléaire existant, qui assure la majorité de la production en France, est de l'ordre de 60 €/MWh ? Pour répondre, supposons que le prix en France soit maintenu administrativement à 60 €/MWh. Un industriel prêt à payer 70 €/MWh et consommant 1 MWh coûterait alors à la collectivité le prix européen de 150 €, car sa consommation aurait pu être revendue à ce prix plus élevé. Il en résulte un manque à gagner pour la France de 90 €, qui aurait pu largement compenser l'industriel pour sa perte quand il s'abstient de consommer ( $70 \text{ €} - 60 \text{ €} = 10 \text{ €}$ ) et laisser 80 € à la communauté. Il n'y a donc rien d'irrationnel à considérer que le prix déterminé par l'intersection de la courbe des coût marginaux et celle des bénéfices marginaux révèle la vraie valeur de l'électricité, 150 €/MWh dans notre exemple.

Alors que le marché de gros remplit bien sa fonction d'allocation efficace des ressources, il faut cependant aussi veiller à ce que des opérateurs historiques dominants sur leur marché ne disposent pas de pouvoir de marché au niveau global or zonal, pouvoir qui pourrait les amener à garder des capacités inutilisées dans des périodes de tension entre l'offre et la demande pendant lesquelles les prix de l'électricité sont déjà élevés. Il y a différents moyens de limiter le pouvoir de marché des opérateurs historiques. En plus de la surveillance permanente exercée par les agences nationales de régulation (la Commission de Régulation de l'Energie pour la France) dans le cadre de la réglementation européenne REMIT, les trois approches les moins intrusives pour limiter l'incitation des opérateurs historiques à manipuler les prix de marché sont

---

<sup>2</sup> Le prix du gaz sur le marché de gros en Europe a dépassé les 150 €/MWh durant l'été 2022. Il se situe autour de 50 €/MWh en octobre 2023.

<sup>3</sup> Le coût comptable inclut le coût d'exploitation (coût marginal du MWh) et le coût d'extension de la durée de vie des centrales existantes (le « grand carénage », sachant que le coût de construction a déjà été amorti).

- l'ouverture à la concurrence internationale (qui pourrait être renforcée par l'accroissement des capacités transfrontalières de transit de l'électricité),
- la vente d'électricité sur des marchés à terme. Si la concurrence transfrontalière a un effet concurrentiel clair, il est peut-être moins évident que les ventes à terme contribuent aussi à un marché plus sain. L'idée (qui a été mise en pratique plusieurs fois en Europe et en Angleterre) est que faire monter les prix en retirant de la capacité du marché spot a beaucoup moins d'intérêt pour l'opérateur dominant quand l'essentiel de sa capacité de production fait l'objet d'un prix fixé auparavant. En effet, la hausse des prix ne bénéficiera à l'entreprise que sur le reliquat de sa production vendue sur le marché spot. La vente à terme affaiblit le pouvoir de marché de l'opérateur dominant et ne se fera donc pas spontanément. C'est la raison pour laquelle les régulateurs parfois forcent les entreprises à vendre une partie de leur production à terme, par exemple par des contrats de vente à long terme comme nous le verrons plus loin.
- l'accroissement de l'élasticité de la demande, avec l'utilisation de la domotique, des compteurs intelligents, de batteries et autres systèmes de stockage de l'énergie, et l'installation d'unités de production décentralisées, limite le bénéfice d'éventuelles manipulations des prix.

En revanche, il est tout aussi important de ne pas créer de rentes de situation chez les autres opérateurs du secteur de l'électricité. La capacité de production vendue à terme par un opérateur historique doit être vendue à un prix de marché, pas un prix de complaisance. De ce point de vue, la politique poursuivie par l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH), qui consiste à forcer EDF à vendre une partie de sa capacité aux détaillants au prix réglementé de 42 €/MWh alors que la valeur de cette ressource est bien plus élevée, ne peut se justifier économiquement. Heureusement cette politique maladroite s'arrête en 2025. La rente nucléaire aurait pu aller soit à EDF (et donc en partie à l'État, qui est l'unique actionnaire d'EDF depuis le 8 juin), soit, si l'on considérait qu'EDF elle-même se trouvait devant une rente de situation, à l'État français directement. En aucun cas aurait-on dû transférer de l'argent public aux détaillants privés. La motivation officielle était que cela créerait de la concurrence pour l'opérateur historique, ce qui n'était évidemment pas le cas, car une quantité fixe d'électricité nucléaire mise sur le réseau a le même impact sur le prix spot du marché de l'électricité que les électrons soient labellisés EDF ou du nom d'un autre revendeur. Vouloir créer un simulacre de concurrence via l'ARENH a été une erreur. Il vaut mieux stimuler le développement de contrats à long-terme concurrentiels, qui limitent plus efficacement les risques d'abus de position dominante.

### 3. Investissements, rentes, et prix de l'électricité

Trois objectifs requièrent plus de réflexion, d'autant plus qu'ils sont interdépendants.

- *Efficacité à plus long terme via les investissements.* Nous nous sommes jusqu'ici focalisés sur le marché spot. A plus long terme, les décisions de maintenance et d'investissement doivent être guidées par un signal prix reflétant les anticipations de la rareté de l'électricité dans l'avenir. Ceci est d'autant plus important que les centrales nucléaires arrivent en fin de vie (malgré des opérations de grand carénage) et que les usages de l'électricité vont s'accroître rapidement avec les mobilités vertes et le chauffage vert. Les investissements nécessaires dans un avenir proche, aussi bien en amont (production d'électricité) qu'en aval (consommation d'électricité pour décarboner les usages) seront considérables, et les industriels doivent pouvoir disposer de signaux sur la rentabilité de ces investissements pour répondre au défi. C'est là que le cadre réglementaire et sa crédibilité sont cruciaux.
- *Protection contre la volatilité des prix à court terme.* L'électricité est un bien (encore) peu stockable. Cela implique que les prix spot sont parfois très bas et parfois très élevés, selon les fluctuations des fondamentaux physiques de l'offre et de la demande. Cette volatilité naturelle

rend la gestion des entreprises et celle des budgets des ménages complexes. Les pointes de prix de l'électricité sont déjà en elles-mêmes un problème. Si je sais que les prix de l'électricité sont bas à certains moments et hauts à d'autres, je devrais réduire ma consommation lorsque le prix est élevé pour ne pas trop grever mon budget. Mais l'électricité est devenue indispensable et il est des besoins dont la satisfaction ne peut être différée ou anticipée. Pour des raisons techniques et/ou comportementales, les consommateurs réagissent peu aux variations journalières des prix de l'électricité. Une trop forte volatilité des prix réduit leur bien-être car ils ne sont pas en mesure d'adapter leur consommation.

- *Maintien de prix abordables et couverture des coûts.* Le problème est bien plus compliqué si ces prix sont durablement hauts ou bas. S'ils sont très élevés (comme ce fut le cas récemment avec la pénurie de gaz, ou comme ça sera le cas si nous accroissons les usages électriques sans investir de façon adaptée en production et en renforcement du réseau de transport d'électricité), les ménages et les industriels font face à un choc de coût qui peut compromettre leur viabilité financière, et, pour les industriels, leur compétitivité au niveau international. Inversement, des prix bas mettent en péril la santé des compagnies productrices d'électricité, et l'anticipation de prix bas freine l'investissement, créant ensuite des pénuries conséquentes en aval.

L'incertitude sur le niveau des prix de court et de moyen terme et le besoin de s'en protéger appellent logiquement la signature de contrats d'assurance à long terme. Pour stabiliser leur bilan, les acheteurs et vendeurs d'électricité peuvent s'entendre sur le prix de livraison d'électricité à l'avance ; on parle alors d'un contrat *physique* (qui nécessite un accès garanti au réseau correspondant entre les points de soutirage par l'acheteur et d'injection par le vendeur). De tels Accords d'Achat d'Electricité sont généralement identifiés par le sigle anglais PPA (*Power Purchasing Agreements*) .

Autre solution, les acheteurs et les vendeurs peuvent signer un contrat d'assurance *financier*. Un exemple de ce type de contrat à long-terme est le contrat d'écart compensatoire bidirectionnel, généralement appelé Contrat pour Différences (CfD pour *Contrat for Differences*) dans lequel le vendeur (ou un tiers) rembourse la différence entre le prix de marché et un prix convenu à l'avance si le prix de marché excède le prix convenu, et à l'inverse l'acheteur paie la différence entre le prix convenu et le prix de marché si ce dernier est plus faible. Il n'y a pas nécessairement de flux d'électricité réel spécifié dans le contrat, seulement des flux financiers. Les contrats physiques et financiers sont deux outils pour l'assurance.

Une autre distinction entre PPA et CfD est l'implication des pouvoirs publics comme tierce partie. Le PPA est un contrat entre deux parties privées alors que les CfD impliquent l'Etat comme tierce partie fournissant de l'assurance.<sup>4</sup> L'Etat s'implique également dans la mise en œuvre des CfD, par exemple sous la forme d'appels d'offres, alors que les PPA sont négociés de gré à gré.

*Les défis du développement des contrats de long terme.* En pratique, on observe assez peu de contrats d'assurance dans un secteur non-régulé. Il y a trois raisons à cela.

- *Anticipation de sauvetage par l'Etat et demande limitée d'assurance.* La première est la confiance des parties concernées (acheteurs, vendeurs) dans la possibilité d'une intervention de l'État en cas de problème. Les consommateurs d'électricité (ménages, industriels, sociétés de distribution d'électricité) s'attendent à une « contrainte budgétaire souple », c'est-à-dire à un sauvetage par le gouvernement : lorsque le prix est élevé et que des lobbies politiquement

---

<sup>4</sup> A noter que la tierce partie pourrait être une institution financière qui accepterait d'assurer le producteur en échange d'une prime de risque.

puissants n'ont pas eu assez d'incitation à se couvrir eux-mêmes par l'assurance que procurent des ventes/achats à terme, le gouvernement est sous pression pour renflouer leurs caisses. Ce renflouement est logique *ex post*, mais il est déresponsabilisant *ex ante*. Le renflouement peut bien sûr prendre différentes formes, par exemple l'option pour les consommateurs d'électricité de revenir vers le tarif régulé d'EDF si les prix de gros montent. De la même façon, les détaillants bénéficient d'une option gratuite avec l'ARENH, ressource vers laquelle ils ne se tournent que lorsque les prix montent sur le marché de gros.

Le marché de l'électricité n'est pas unique de ce point de vue ; les agriculteurs qui refusent de s'assurer contre les aléas de prix ou de production s'en remettent à un geste de l'État en cas de problème. Leur nombre fait alors leur force. Un agriculteur qui serait seul à ne pas s'assurer n'aurait pas l'oreille de l'État, alors qu'un grand nombre d'agriculteurs dans cette situation sont sûrs d'être entendus. De même, le particulier qui construit sa maison à côté d'un aéroport n'empêchera pas l'expansion de cet aéroport. Dix mille particuliers qui le font pourront la bloquer. Les économistes appellent ce phénomène un problème d'«aléa moral collectif».

Le remède approprié est donc d'obliger une grande partie de la capacité de production électrique à être achetée/vendue sur le marché à terme ou de la couvrir avec un contrat financier de long terme.

- *Manque de liquidité sur le marché à terme.* Une entreprise verticalement intégrée (par exemple un producteur d'électricité qui est aussi vendeur d'électricité au détail) est "naturellement couverte", et n'a donc que peu d'intérêt à participer au marché à terme, ce qui a pour effet de diminuer la liquidité de ce dernier. De nouveau, la participation obligatoire permettrait d'éviter une trop faible liquidité.
- *Offre limitée d'assurance.* La solvabilité des assureurs peut aussi constituer un obstacle à la conclusion de contrats à terme. L'incertitude sur leur capacité à respecter leurs engagements peut être un frein. La réglementation en matière de solvabilité peut également empêcher les sociétés spécialisées de développer leur portefeuille de contrats assurés.

Des évolutions réglementaires (notamment une révision de la réglementation prudentielle) et des changements de pratique sont possibles et souhaitables pour lever ces trois types de limitations.

*L'approche centralisatrice : l'État en tant qu'intermédiaire.*

L'accord conclu le 17 octobre entre les ministres européens de l'énergie cherche à favoriser, sans contraindre, la signature des deux types de contrats à long terme mentionnés précédemment (PPA et CfD). Il fixe également des conditions au développement des CfD qui risquent d'être plus distorsifs pour la concurrence intra-européenne que les PPA, car plus administrés. Les Etats membres seront autorisés à conclure des CfD pour les nouvelles installations décarbonées (renouvelables et nucléaire) et, sous des conditions plus restrictives contrôlées par la Commission européenne, pour les actifs existants, en particulier pour le nucléaire historique, concession faite à la France par l'Allemagne inquiète de voir les industriels français bénéficier de prix bas de l'électricité, et craignant même que des entreprises rhénanes soient attirées vers la France si les CfD étaient réservés aux entreprises installées sur le territoire.

Comment analyser ce débat et quelles sont les implications de l'accord ?

1. Les CfD ont les propriétés d'assurance des contrats de long terme financiers, notamment celle de préserver la liquidité des marchés de gros. Contrairement aux contrats physiques où les

transactions se font directement sur la livraison des électrons, pour les contrats financiers, les volumes échangés sont mis sur le marché. Néanmoins, la rémunération du producteur étant garantie à un niveau fixé par l'Etat, rien n'indique que l'efficacité du marché soit préservée, autrement dit que le dispatching entre les différentes centrales appelées se fasse optimalement. Dans la forme la plus simple du « CfD bidirectionnel » (two-way CfD) préconisé par l'accord, la production est rémunérée par le prix d'exercice (strike price), l'Etat ou le producteur conservant à sa charge la différence avec le prix de marché (l'Etat si le prix de marché est inférieur, le producteur s'il est supérieur), sur tout le volume de la production de l'actif, quel que soit le volume produit. Supposons que le prix d'exercice soit de 60 euros par MWh. Si le prix de marché est de 40 euros le MWh, l'Etat versera la différence de 20 euros par MWh. S'il grimpe à 80 euros, le producteur devra reverser 20 euros par MWh. Par conséquent, le producteur gagne 60 euros par MWh indépendamment des prix sur le marché de gros. Il a donc intérêt à produire à partir du moment où le prix d'exercice excède son coût de production. Et donc à enchérir le prix le plus bas possible pour être sûr d'être appelé dans le dispatching qui est construit en empilant les offres de production par ordre d'enchères croissantes. Inversement, si son coût de production est supérieur aux prix d'exercice, il perdrait pour chaque MWh produit. Il va donc enchérir un montant suffisamment élevé pour ne pas être appelé. Ce faisant, le résultat des enchères sur le marché de gros ne reflètera pas les coûts de production et donc ne permettra pas un dispatching efficace. Ainsi, si le prix de marché est de 40 euros par MWh quand le prix d'exercice du CfD est de 60€/MWh, une centrale dont le coût de production est de 50 euros par MWh qui a à enchéri en dessous de 40 euros sera appelée dans l'ordre de mérite et empochera une marge de  $60-50=10$  euros par MWh. Symétriquement, si ses coûts sont de 70€/MWh, elle va éviter de produire pour ne pas faire de perte même si le prix de marché monte à 80 euros par MWh. En assurant complètement le producteur contre les variations de prix, un CfD bidirectionnel fonctionne comme les tarifs d'achat garantis des renouvelables qui ont contribué à l'occurrence d'épisodes de prix nuls, voire négatifs (voir [le billet Ambec-Crampes sur le sujet](#)).

2. Il faut donc bien réfléchir au design des CfD. Il s'agit d'apporter des garanties sur la rémunération future afin de favoriser l'investissement (nouvelles capacités de production et maintenance de l'existant) tout en préservant les propriétés de dispatching efficace du marché de gros. Comme le stipule le texte de l'accord: *"The design of these two-way contracts for differences should preserve the incentives for the generating facility to operate and participate efficiently in the electricity markets, in particular to adjust its production to reflect market circumstances"*. Il ne faut pas seulement obliger les producteurs à enchérir sur le marché de gros mais également faire en sorte qu'une partie de leur rémunération dépende de leurs positions sur ce marché. Plusieurs options sont ouvertes, par exemple un prix plancher et/ou prix plafond plutôt qu'un seul prix de d'exercice, ou couvrir la différence avec un prix de référence égal à la moyenne des prix du marché de gros sur une période (May et al. 2018, Fabra 2022). De même, le CfD peut s'appliquer seulement sur des volumes spécifiés à l'avance (calculés sur la base des capacités de production) plutôt que ceux mis sur le marché pour préserver les incitations à enchérir à un niveau proche des coûts de production.
3. L'arbitrage entre assurance et incitation se pose dans les mêmes termes pour tous les contrats de long terme financiers, quelle que soit la nature de la contrepartie, donc aussi bien pour les CfD que pour les PPA. Mais les PPA sont des contrats à contrepartie privée, donc plus souples car ils peuvent être adaptés aux cas par cas pour répondre aux besoins des parties, ce qui facilite l'arbitrage : un consommateur peu élastique privilégiera la stabilité alors qu'un consommateur plus élastique prendra plus en compte le caractère incitatif pour optimiser ses appels de puissance. A l'inverse, les CfD étant administrés, ces contrats seront standardisés et ne permettront donc pas de trouver l'optimum consommateur par consommateur dans l'arbitrage entre assurance et incitation.
4. On retrouve le même arbitrage du côté du consommateur et du côté du producteur. Reste à savoir si les acheteurs sur le marché de gros (industriels, fournisseurs) sont toujours assujettis

aux prix du marché, ou s'ils bénéficient de l'assurance contre la variation des prix des CfD. Dans le premier cas, les industriels auront toute incitation à restreindre leur consommation lors des périodes de pointe et à adapter leurs technologies pour rendre leur production plus flexible dans le temps. Dans le second cas, ils auront plus de visibilité pour leurs investissements de long terme.

Si les distorsions dans l'équilibre incitation/assurance évoquées ci-dessus restent limitées, le seul effet d'une sous-tarification des CfD par l'État (ce qui se passerait par exemple si un prix de 60 €, correspondant au coût comptable historique du parc nucléaire existant, était en dessous du prix espéré de l'électricité à l'avenir) serait *de facto* une aide d'État. Non pas une aide venant réduire artificiellement le coût marginal de production des entreprises consommatrices d'électricité en supposant qu'elles restent, à la marge, assujetties aux prix du marché pour leurs achats d'électricité. Mais plutôt une aide gonflant les caisses de ces entreprises. Ceci créerait un flux de trésorerie disponible pouvant servir à financer l'investissement, conférant un avantage concurrentiel par rapport à leurs concurrents (ou inversement, ces « fonds propres » supplémentaires pourraient éviter une faillite à l'industriel). Dans ce cas la distorsion de la concurrence est indirecte. De façon liée, il n'y a pas de raison que le coût historique corresponde au « vrai prix », ni même au « vrai coût », de l'électricité en France. Les temps ont changé, que ce soit la rentabilité inespérée du nucléaire historique, les ambitions climatiques, ou les conditions de l'offre et de la demande, et il ne faut pas oublier le coût des investissements massifs qui sont nécessaires pour renouveler le parc de production avec des moyens de production décarbonés (nucléaire et renouvelables). Le marché spot de l'électricité ne sera pas impacté par l'accord européen, ce qui est une bonne chose, mais l'accord reste silencieux sur les modalités des signaux à envoyer aux investisseurs pour réaliser les investissements attendus<sup>5</sup>. Quel sera le prix spécifié dans les CfD pour les nouvelles installations ? Le même que pour les installations historiques ? Le point précédent montre qu'il n'y a pas de rationalité particulière à cette uniformisation des prix des CfD. Supposons que l'Europe décide (enfin) d'éliminer ses subventions aux énergies fossiles, donc arrête d'utiliser le charbon et soit plus sobre dans sa consommation de gaz, et plus généralement de respecter ses ambitions écologiques. Est-il clair qu'un CfD à 60€/MWh attirera la quantité d'investissements nécessaires en production d'électricité décarbonée ? Sans stimulation du côté offre, il sera très difficile pour l'État de s'assurer que la transition énergétique se passe comme prévu.

Terminons par l'« éléphant dans la pièce ». Les ménages ont été protégés ces dernières années par un bouclier tarifaire extrêmement coûteux pour les finances publiques. Ces mesures de protection auraient pu être moins coûteuses en ciblant seulement les ménages les plus démunis, mais l'absence d'institutions permettant d'éviter une intervention forte de l'État rendait sans doute cette politique indispensable. Mais il n'y a pas de raison que nous nous soumettions à un tel choix cornélien si des conditions identiques se représentent. On peut et doit préparer l'avenir. L'accord européen est étrangement silencieux sur le sujet. Il se contente de préconiser qu'en cas de nouvelle envolée durable des prix les États puissent adopter facilement, dans le cadre d'un mécanisme de crise, des mesures de type bouclier tarifaire. La rationalité économique du bouclier tarifaire reste à prouver. On peut invoquer l'absence de réactivité des consommateurs aux variations de prix, du moins à court terme (Gerlagh, Liski et Vehviläinen, 2022), mais cela ne remplace pas le besoin d'instruments d'assurance *ex ante* (comme les contrats à long terme) pour éviter une correction uniquement *ex post* du type « bouclier tarifaire » qui laisse entier le problème de l'aléa moral collectif.

Ce qui nous amène au point final suivant. La lutte contre le réchauffement climatique, les tensions géopolitiques, l'acceptabilité sociale de la plupart des moyens de production, et l'incertitude technologique créent un risque macroéconomique important. *In fine* quelqu'un doit supporter ce

---

<sup>5</sup> Il semble cependant que l'économie sera très administrée, plus que dans l'ancienne EDF monopole public où Marcel Boiteux et ses collègues avaient créé des signaux de prix internes.

risque, ce que beaucoup feignent d'ignorer. De plus dans un monde où l'investissement doit garantir un minimum de rentabilité pour attirer son financement, tout le risque ne peut être mis sur les entreprises produisant l'électricité. Ce qui veut dire que les consommateurs, ménages et industriels, doivent aussi être exposés au risque. Ou alors ils doivent signer des contrats d'assurance (par l'intermédiaire de leurs fournisseurs dans le cas des ménages) à des prix correspondant à la rareté de la ressource.

Pour mieux partager ces risques macroéconomiques, les contrats à long terme sont l'instrument idoine. L'Etat peut régir et réguler ce marché assurantiel, mais il ne doit pas en rigidifier toutes les modalités, par exemple en mettant toute la production d'électricité sous CfD à prix unique, ce qui pourrait tuer ce marché et empêcher que soit atteint le partage des risques optimal.

## Références

Ambec S. et C. Crampes (2017) Des prix négatif pour l'électricité, TSE débat, <https://www.tse-fr.eu/fr/des-prix-negatifs-pour-lelectricite>

Fabra, N. (2022) Electricity Markets in Transition: A proposal for reforming European electricity markets, CEPR Discussion Paper 17689.

Gerlagh, R., M. Liski et I. Vehviläinen (2022) Rational Rationing: A Price-Control Mechanism for a Persistent Supply Shock, MIT CEEPR Working Paper 2022-014.

May, N., K. Neuhoff et J.C. Richstein (2018) Affordable electricity supply via contracts for difference for renewable energy, DIW Weekly Report, ISSN 2568-7697, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, 8(28), pp. 251-259.