

Le futur règlement sur le marché européen de l'électricité, un grand pas dans la bonne direction

Dominique Finon*

@ 34369

Mots-clés : marché, électricité, Europe, contrats, investissement

Le règlement européen sur les nouvelles règles du marché de l'électricité, qui est en cours d'adoption, est organisé autour de trois enjeux : la transition rapide du système électrique par le développement efficace des technologies EnR et autres, le maintien de la sécurité d'approvisionnement mise à mal par le développement de l'intermittence, et la protection des consommateurs. Le règlement apparaît comme un catalogue de mesures très diverses dont on peut peiner à comprendre la ligne principale. Mais, dans ce catalogue, un État membre aura la possibilité de piocher un ensemble cohérent qui lui permettrait de poursuivre ces trois objectifs de la façon la plus efficiente économiquement. Il permet en effet de recourir à grande échelle à des contrats financiers de long terme pour tout équipement bas carbone nouveau ou rénové pour couvrir les risques de l'investisseur. Il ouvre aussi la possibilité de redistribuer les rentes des producteurs bas carbone aux consommateurs en période de prix très élevés. C'est cette nouvelle organisation qu'ont proposée de façon assez voisine les gouvernements français et espagnol lors des discussions préparatoires.

La crise prolongée des marchés de l'électricité a amené à s'interroger sur les effets positifs de la concurrence sur le marché de l'électricité de l'Union européenne (UE), dont la conception est basée sur des marchés de gros à pas horaires. Ce *market design* présente une triple limite. D'abord, il donne des prix horaires alignés sur le coût du combustible des producteurs marginaux, qui ne reflètent jamais le coût complet des technologies de production. Ceci conduit aussi à une volatilité des prix qui rend impossible l'anticipation à long terme de la rentabilité de tout investissement en production. Le signal prix envoyé par le marché horaire est inefficace pour investir dans des équipements d'une durée de 30, 60 ou 100 ans, comme c'est le cas pour les équipements bas carbone. Il ôte donc aux

prix du marché tout rôle en tant que signaux de long terme pour investir dans des équipements de production, ce que prouve l'expérience des quinze dernières années en Europe où très peu d'investissements dans les techniques non EnR ont été réalisés par la voie du marché.

Seconde limite : il expose les fournisseurs et les consommateurs à des épisodes de prix très élevés en raison de la volatilité des prix du gaz. Ce modèle de marché n'a pas tenu la promesse de faire baisser les prix de l'électricité par la pression de la concurrence. Il ne permet pas en particulier aux consommateurs de bénéficier de prix modérés reflétant les baisses de coût importantes des techniques EnR depuis quinze ans et en France de prix stables et modérés alignés sur les coûts du nucléaire existant. C'est aussi pourquoi il échoue

* CNRS, CEEM Paris-Dauphine.

Le futur règlement sur le marché européen de l'électricité, un grand pas dans la bonne direction

à envoyer des signaux de long terme du côté de la demande pour inciter à investir dans l'électrification des usages.

Troisième limite : il ne permet pas de relever le défi de la sécurité d'approvisionnement. En effet, le problème reste entier pour l'investissement dans les équipements de pointe, le renouvellement des équipements pilotables, le développement des sources de flexibilité (stockage, etc.), le renforcement des réseaux — autant de domaines dont l'importance augmente avec le déploiement « hors marché » des EnR.

Si les coordinations de court terme assurées par le marché à pas horaire sont efficaces et doivent être maintenues, en revanche il faut compléter le *market design* pour atteindre trois objectifs. D'une part, il faut partager les risques liés à l'investissement dans de nouveaux équipements, ce qui peut se faire par des contrats de long terme. D'autre part, il faut garantir la sécurité d'approvisionnement en toute situation en assurant la rémunération de la puissance. Enfin, il faut couvrir les risques de marché pour les fournisseurs afin d'assurer la protection des consommateurs tout en s'assurant qu'ils puissent bénéficier en grande partie de prix de vente stables et alignés sur les coûts de long terme du mix électrique, ce qui peut se faire de plusieurs façons en assurant (ou en s'assurant de) la couverture des risques des fournisseurs.

C'est ce que peut permettre le nouveau projet de règlement sur les marchés de l'électricité qui a été proposé en mars 2023 par la Commission « pour améliorer la conception du marché de l'électricité de l'Union » et qui a été adopté par le Conseil des ministres de l'Énergie du 17 octobre 2023, avant d'être soumis au Parlement européen. Au sein de l'éventail de mesures très diverses que prévoit le règlement, on peut piocher un ensemble cohérent basé sur la généralisation des contrats de couverture pour les équipements bas carbone (détaillés ci-dessous), qui présentent aussi l'avantage de permettre de récupérer leurs rentes inframarginales en période prolongée de pics de prix. C'est ce qu'ont proposé de façon assez similaire les gouvernements français et

espagnol fin 2022 dans différentes notes de position (*non-papers*) [Fabra, 2022; Gouvernement espagnol, 2022; Gouvernement français, 2022a, 2022b]. Après la présentation du contenu hétérogène du règlement, on reprendra ensuite les traits essentiels de l'organisation qu'ils proposent, basée sur un ensemble cohérent de mesures piochées dans celui-ci, que nous avons appelé « modèle du trader central » dans un récent article publié dans l'*Oxford Energy Forum* [Finon, 2023]¹.

1. Le contenu du projet de règlement

On présente par objectifs l'ensemble des mesures proposées dans le règlement.

1.1. Développer les investissements de la transition

Le règlement propose aux États membres de développer des contrats à long terme pour les nouveaux actifs bas carbone, EnR et nucléaire, ainsi que pour les équipements après rénovation ou *repowering*, en s'affranchissant des règles de contrôle de l'exercice de la concurrence et du régime d'aides d'État.

- Le règlement propose que soient développés plus avant les marchés *forward* à des échéances beaucoup plus lointaines que les échéances maximales actuelles à 2-3 ans afin de couvrir plus facilement les investissements dans des actifs bas carbone sur les marchés financiers, mais aussi les contrats de fourniture de long terme de gros acheteurs.
- Il prévoit des encouragements à la signature de contrats d'achat d'électricité de long terme entre développeurs et gros acheteurs (les *Power Purchase Agreements* ou PPA) qui ne se développent pas spontanément autour de projets EnR pour différentes raisons liées aux risques de chaque partie contractante. Il prévoit en effet un système de garanties en cas de défaillance de l'acheteur, des incitations au développement d'un marché secondaire de revente des contrats, ou encore la possibilité de mise en *pool* de plusieurs acheteurs.

- Il propose la signature de contrats pour différence (CfD) entre État et investisseurs dans des équipements EnR et nucléaires. Ce sont des contrats financiers de double option. Ils permettent à l'entité publique en charge du contrat de verser au producteur l'écart entre le prix fixé et le prix du marché lorsque celui-ci est inférieur au premier et, à l'inverse, de conduire le producteur à rembourser l'entité publique de tout écart inverse lorsque le prix du marché lui est supérieur². Notons qu'après bien des oppositions (voir l'Encadré 2), le Conseil du 17 octobre a reconnu la possibilité d'élargir le dispositif des CfD aux équipements existants «qui bénéficieront d'investissements substantiels pour les rééquiper, ou augmenter significativement leur capacité, ou encore prolonger leur durée de vie» (article 19b-1a). Le règlement recommande que les CfD soient attribués de façon transparente par enchères quand il peut y avoir concurrence.

À noter que la Commission n'a pas souhaité rendre obligatoire la signature de CfD pour chaque nouvel investissement en EnR ou dans le nucléaire, comme il aurait été concevable de le faire pour gagner en cohérence, mais aussi, comme on le verra par la suite, afin de faciliter le transfert des rentes inframarginales en période de prix élevés vers les consommateurs. En revanche, le Conseil du 17 octobre a décidé de rendre obligatoire le choix d'un CfD dès lors que l'appui public est recherché par un développeur.

1.2. La sécurité d'approvisionnement par la flexibilité et la puissance garantie

Le règlement prévoit d'encourager la mise en place de mécanismes de rémunération de capacité (MRC) pour faciliter le développement des équipements de pointe et de sources de flexibilité. Jusqu'ici, les MRC avaient fait l'objet de fortes réticences de la Commission qui les considérait comme des aides d'État, au point que tous ceux mis en place par des États membres étaient considérés comme transitoires même après avoir été contrôlés scrupuleusement par la direction générale de la concurrence. À présent, les dispositifs ne feront plus l'objet de tels contrôles et ne seront

plus considérés comme transitoires. Les articles les concernant ouvrent aussi la voie aux dispositifs spécifiques de ce type destinés au développement des sources de flexibilité (stockages divers, suréquipement hydraulique, programmes d'effacement, etc.) et basés sur des contrats de rémunération de la capacité, à l'instar de l'élargissement récent du mécanisme britannique qui est fondé sur des contrats de capacité.

Dans ce même objectif d'amélioration de la flexibilité du système pour faire face à une variabilité accrue des productions, le règlement propose un approfondissement des marchés de l'électricité du très court terme (en particulier celui des services système). Avec un autre règlement en cours de finalisation (le REMIT), il propose aussi la poursuite de l'harmonisation des marchés entre pays et leur couplage croissant pour une meilleure intégration des systèmes afin de faciliter leur solidarité instantanée et améliorer la liquidité des marchés de la flexibilité, nécessaires l'une et l'autre pour faire face à la croissance de l'intermittence.

1.3. La protection des fournisseurs et des consommateurs

Le règlement inclut d'abord plusieurs mesures destinées à améliorer les choix des consommateurs et à ouvrir un peu plus les voies de productions individuelles et collectives basées sur des EnR (dont les communautés d'énergie), ce qu'il présente de façon intéressante comme un moyen de protéger les consommateurs.

Plus directes sont les protections résultant de mesures explicites proposées dans le règlement.

- Dans la logique d'un recours généralisé aux CfD pour les équipements bas carbone (nouveaux ou renouvelés), les rentes inframarginales que récupère l'entité publique contractante sur les équipements bas carbone peuvent être reversées indirectement aux consommateurs, via les fournisseurs qui ajustent leurs prix en conséquence. Ceci doit se faire sous le regard du régulateur qui s'assure de l'équité du réajustement entre industriels, PME

Le futur règlement sur le marché européen de l'électricité, un grand pas dans la bonne direction

et ménages (voir plus loin). Toutefois, cette possibilité peut être réduite par la possibilité pour chaque État membre d'utiliser une partie de cette ressource pour financer des équipements de la transition, comme le précise le règlement adopté le 17 octobre.

- Le règlement propose aussi, comme on vient de le préciser, d'améliorer le fonctionnement des marchés à terme pour permettre aux acheteurs et aux fournisseurs de se couvrir sur des échéances longues. Dans cette même logique, il propose de mettre en place une obligation pour les fournisseurs de couverture du risque d'une partie de leur offre.
- Pour une protection plus directe des consommateurs, le règlement prévoit en période de prix élevés de plafonner les prix de détail sur une durée précise et sur un volume qui serait fixé à l'avance dans chaque pays, pour ne pas fausser indéfiniment la concurrence de détail. Une autre mesure prévoit d'élargir le concept de fournisseur en dernier ressort pour assurer la continuité de fourniture à des tarifs stables pour des consommateurs aux revenus modestes, dans les pays où une telle régulation n'est pas encore en place.

Dans cet éventail de mesures, les États membres pourront piocher celles qui leur conviennent le mieux pour assurer la transition selon le mix électrique qu'ils choisiront, tout en recherchant des moyens pour protéger les consommateurs des épisodes de prix extrêmes liés à la volatilité des prix du gaz. C'est ainsi qu'ils pourront se rapprocher du modèle d'organisation qui a été proposé de façon assez voisine par les gouvernements français et espagnol lors des discussions préparatoires. La Commission a intégré leurs propositions dans la rédaction du règlement au milieu de bien d'autres éléments qui, on l'a vu, concernent les marchés à terme, la couverture des fournisseurs, ou encore les mesures pouvant être prises par les États membres en période de crise. C'est pourquoi le règlement nous apparaît comme un pas important vers un modèle d'organisation articulant de façon très développée les coordinations de court terme et de long terme.

2. Le choix d'un modèle cohérent pour le long terme

Le règlement permettra à un État membre d'adopter un ensemble cohérent de mesures à trois niveaux qui permettent d'atteindre les principaux objectifs de manière efficace. C'est d'abord par la possibilité de couvrir les risques d'investissement en technologies bas carbone par la généralisation de CfD volontaires pour les actifs nouveaux et ceux existants après rénovation. Le règlement autorise aussi la mise en place de MRC, en rendant possible celle de MRC basés sur des contrats longs pour rémunérer de nouvelles capacités flexibles ou pilotables contribuant à la sécurité de fourniture. Ensuite, la protection des consommateurs peut être assurée en grande partie par les CfD regroupés qui permettent la restitution aux premiers des rentes des équipements bas carbone, via les fournisseurs. Enfin, pour rendre cohérent ce modèle d'organisation, il ne saurait se concevoir sans le renforcement de la gouvernance de la politique énergétique pour piloter la transition depuis le niveau national, ce qui s'ajoute aux mesures extraites du règlement.

2.1. Généraliser les contrats de couverture de risque pour les investissements bas carbone

La priorité est l'établissement de contrats financiers à long terme (avec une échéance de 15 à 30 ans selon les technologies) entre les développeurs de nouveaux équipements bas carbone et l'État pour assurer la couverture de leurs risques du marché. Afin d'être en conformité avec les règles de la concurrence de l'UE, les CfD ne seront pas obligatoires pour les investisseurs dans des projets bas carbone, EnR comme nucléaire. Ceux-ci pourront donc choisir entre participer aux enchères pour conclure un CfD avec l'État en se mettant sous la protection du parapluie public des CfD, ou bien préférer conclure un PPA à prix fixe avec une contrepartie privée.

Mais, comme on le précise dans l'Encadré 1, il est difficile d'imaginer qu'il y ait pour un développeur un avantage à couvrir ses risques de long terme par un PPA à prix fixe, tant les coûts de transaction et les risques de contrepartie

Encadré 1. LES CONTRATS DE LONG TERME ENTRE DÉVELOPPEURS ENR ET GROS ACHETEURS

Très attachés au marché et aux transactions entre acteurs privés, la Commission et les régulateurs, encouragés par le milieu des experts et des traders (qui fondent leur *business model* sur les marchés), ont voulu donner un rôle important aux PPA et aux marchés financiers à terme. Dans leur grammaire, on postule sans question que les PPA faciliteront le développement rapide des EnR autant si ce n'est plus que l'action publique par l'attribution de CfD, dont se méfient les professionnels. De même, les gros acheteurs sont supposés considérer qu'ils seront protégés contre le risque-prix et les épisodes de prix de gros très élevés en signant des PPA avec de nouvelles unités de production d'EnR (qui, rappelons-le, sont à apports variables et sans correspondance possible avec leur demande modulée de charges).

Ces postulats ont conduit à encourager le développement de PPA par différentes mesures telles que des garanties publiques associées à l'investissement en EnR pour faire face au risque de défaut de l'acheteur; la mise en *pool* de gros acheteurs (qui était très contrainte par les règles européennes) ou la possibilité d'obliger des industriels à contracter une part de leur fourniture par de tels contrats avec un développeur EnR comme c'est le cas en Espagne.

Ces postulats sont discutables car il est douteux que les PPA avec un développeur EnR, ce qu'on appelle les *corporate PPA*, permettent de contribuer de façon majeure au développement des EnR électriques à la vitesse nécessaire pour atteindre les objectifs en matière de climat et d'énergie convenus au niveau de l'UE. Contrairement aux CfD contractés avec la puissance publique, ils ne pourront jouer qu'un rôle mineur, sauf s'ils sont aidés et portés fortement par les États.

La première raison est que les développeurs engagés dans des PPA sont exposés à d'importants risques de contreparties. D'abord, il y a le risque d'opportunisme des acheteurs car ils seront fortement incités à revenir sur ces contrats lorsque les prix du marché tombent durablement en dessous du prix de leur engagement. Ensuite, il y a le risque que l'acheteur industriel engagé dans un PPA ne puisse pas respecter le contrat en cas de banqueroute, de fermeture de ses établissements après fusion-acquisition, ou encore en cas de délocalisation. Le règlement propose que soient développés un fonds public de garanties (comme celui qui existe déjà en Espagne) ainsi qu'un marché secondaire de ces contrats pour faire face à ces risques. On peut imaginer sans peine qu'il y aura d'importants coûts de transaction associés.

Symétriquement, du côté des contreparties attirées par la possibilité d'achat d'électricité verte à un prix stable à moyen et long terme, elles seront confrontées à la variabilité des productions de leur contractant éolien ou photovoltaïque. Elles devront chercher à se fournir de façon complémentaire sur le marché de gros. Ou bien elles devront passer un contrat avec un fournisseur pour leur «*balancing*» qui présente pour ce dernier à la fois un risque-prix et un risque-volume pour gérer l'approvisionnement complémentaire. Là encore, les coûts de transaction élevés du contrat passé avec ce tiers pour compléter leur fourniture au moment voulu seront très loin d'être négligeables. Mais, dans ce cas, ils seront à la charge de l'acheteur, ce qui pourra le faire réfléchir.

L'atténuation des risques de défaillance des gros acheteurs industriels et tertiaires par les divers types de garantie publique, notamment l'adossement à des fonds spéciaux, n'est pas sans défaut, car elle ne manquera pas de donner lieu à des problèmes d'aléa moral. Tout aussi inquiétante serait la mesure visant à ce qu'une part minimale de l'approvisionnement des fournisseurs s'effectue dans le cadre de PPA, ce qui rendrait leur demande de PPA inélastique au prix, créant ainsi un pouvoir de marché des producteurs-développeurs d'EnR.

devraient être élevés. Il en est de même aussi du côté des gros acheteurs (fournisseurs, consommateurs industriels) qui recherchaient une visibilité pour les prix de leur fourniture, sauf à être aidés très largement par la puissance publique.

Ces contrats d'options symétriques que sont les CfD permettent aux investisseurs de recevoir un flux de revenu stable aligné sur le prix de référence de la double option (*strike price*), qui est au moins aligné sur le coût complet de production

Le futur règlement sur le marché européen de l'électricité, un grand pas dans la bonne direction

de l'équipement concerné. Compte tenu de la structure de coût des équipements bas carbone présentant tous des coûts variables faibles ou nuls, ils ne fausseront pas le jeu des marchés horaires, ce que l'on craint parfois³.

En revanche, la généralisation des CfD du fait du déploiement des actifs bas carbone dans le système peut poser problème selon le *market design* en place pour organiser de façon transparente et fidèle les transferts dans les deux sens. C'est particulièrement le cas dans les pays où le marché horaire fonctionne en *self-dispatch*, c'est-à-dire où les offres horaires des producteurs portent sur la production de plusieurs équipements à la fois, comme c'est le cas sur EPEX Spot dans lequel est intégré le système électrique français. En effet, il faudrait un repérage clair des transactions et une identification de qui a produit quoi à tel moment et qui a acheté quoi sur le marché à quel prix au même moment. Pour ce faire, un système *unit-based* comme celui du marché ibérique, où les offres horaires se font pour chaque équipement, est beaucoup plus adéquat⁴.

Pour les nouveaux équipements EnR (énergie éolienne, solaire photovoltaïque, géothermie, hydroélectricité rénoverée), les contrats à long terme sont conclus par le biais d'enchères ouvertes régulièrement, la sélection se faisant sur la base du prix de référence qu'ils demandent. Les enchères seront spécialisées par type de sources renouvelables, étant donné les différences de profils de puissance et de services qu'elles procurent.

Afin d'encourager l'entrée des développeurs sous le parapluie du système des CfD au fur et à mesure de l'avancée de la transition, le gouvernement devrait s'engager sur un calendrier préétabli de tenue de ces enchères, lié à sa programmation du développement des EnR, mais aussi du nucléaire dans les pays de plus en plus nombreux qui maintiennent ou rouvrent cette option. Pour les équipements dans des technologies peu divisibles, à forte intensité de capital et à long délai de réalisation, comme le nucléaire et le captage et le stockage du carbone (CSC), les CfD devront plutôt être établis par négociation avec le ministère ou le régulateur. Une autre mesure

pour faciliter le choix de CfD a été prise lors du Conseil du 17 octobre à la demande des pays d'Europe centrale et de l'Est : le prix des CfD pour les EnR ne pourra pas être fixé uniquement par la procédure d'appels d'offres, ce qui simplifiera leur mise en œuvre.

2.2. Des contrats de capacité avec les sources de flexibilité et de pointe

Le développement des sources de flexibilité est confronté à des incertitudes trop importantes sur leurs revenus anticipables sur les marchés de l'énergie et de services système. Ces marchés sont conditionnés par la variabilité des équilibres offre-demande qui provient des productions intermittentes des EnR et des modulations de la demande horosaisonnaire. Aucun de ces équipements ne peut être rentabilisé sur la base de ces revenus, dont ceux des arbitrages intertemporels sur les marchés de l'énergie sur lesquels escomptent les divers types d'équipements de stockage. Ils sont très volatiles à court terme et trop incertains en tendance sur leur longue période de recouvrement. Seuls des contrats spécifiques de rémunération de leur capacité permettent de garantir leurs revenus de long terme, ce qui n'empêche pas d'inclure des incitations à la disponibilité dans ces contrats.

Ceci pourrait être assuré par un mécanisme de capacité de vocation large, qui soit basé sur des contrats de capacité, qui visent aussi bien à s'assurer de capacités garanties suffisantes à horizon de 10 ans que de sources de flexibilité nécessaires au système, comme il en existe aux États-Unis (dénommées *forward capacity markets*), au Royaume-Uni et partiellement en France pour les équipements neufs bas carbone⁵. Cela peut être assuré aussi plus simplement par un dispositif de contrats de capacité spécialisé sur les sources de flexibilité avec attribution par enchères. Si tel est le cas, les enchères doivent être aussi organisées par technologie.

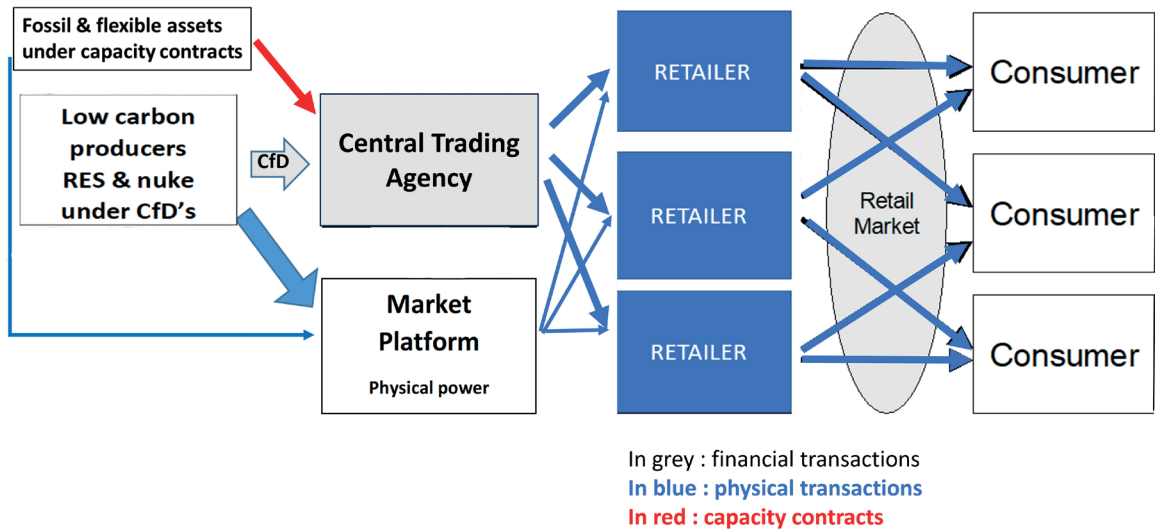


Figure 1. Le modèle du trader central

2.3. La protection des consommateurs, via celle des fournisseurs

Dès l'origine des débats, la Commission a été très intéressée par les CfD pour organiser durablement la protection des consommateurs, comme elle l'exposait dans sa note de position sur les « options politiques pour atténuer l'impact des prix du gaz naturel sur la facture d'électricité » de novembre 2022. Elle y soulignait que, dès lors que les CfD seront reconnus compatibles avec les règles européennes, ils pourront constituer « une solution durable pour récupérer les rentes des producteurs [bas carbone] inframarginaux et les réaffecter aux consommateurs, via un transfert aux fournisseurs pour compensation » [Commission européenne, 2022]. Le règlement ne définit pas de prescription en matière d'institution qui serait à créer, pour organiser la fonction d'intermédiation de l'État entre les producteurs, le marché et les fournisseurs. Il faudra tout de même une entité publique bien identifiable pour signer des CfD avec les équipements EnR ou nucléaires,

et assurer dans les deux sens les transferts entre les acteurs de façon crédible juridiquement.

2.3.1. La couverture des risques des fournisseurs par la puissance publique

L'une des deux fonctions principales de l'ensemble des CfD est la protection des fournisseurs contre les risques de marché auxquels ils sont exposés, ce qui doit permettre ensuite de protéger leurs divers types de clients contre le risque d'épisodes de prix très élevés.

Vis-à-vis des exploitants des équipements bas carbone, l'entité publique porte le risque de devoir payer des différences importantes entre les prix de référence des CfD et le prix du marché quand celui-ci est bas ou nul. Certains se sont effrayés du coût pour l'entité publique de son obligation de rembourser ces différences dans ces situations (voir par exemple [Bureau et al., 2023]). Il est vrai que la montée des productions des capacités EnR qui ont un coût variable nul va se traduire par des épisodes de plus en plus nombreux de prix horaires nuls, voire négatifs. En fait, ce risque est bien calculé car l'entité publique est complètement couverte pendant ces épisodes par

Le futur règlement sur le marché européen de l'électricité, un grand pas dans la bonne direction

Encadré 2. LE CONFLIT AUTOUR DES CFD PORTANT SUR LES ÉQUIPEMENTS BAS CARBONE EXISTANTS

Lors du premier Conseil des ministres traitant du projet de règlement le 19 juin 2023, certains pays se sont opposés au projet en raison de la possibilité de généraliser les CfD pour les équipements bas carbone, qu'ils soient nouveaux ou existants, car le nucléaire était concerné. Les oppositions étaient pour la plupart purement politiques, comme celles de la Belgique, de l'Autriche, du Luxembourg et de l'Allemagne qui étayait tout de même son opposition d'arguments économiques. Ces pays n'acceptaient pas que les actifs nucléaires bénéficient de la protection des CfD. L'opposition de l'Espagne était plus spécifique : elle ne voulait pas que les CfD concernent les équipements nucléaires en place (sans ou avec rénovation), quand bien même elle défendait ce principe pour les équipements EnR rénovés.

Concernant les arguments plus économiques, l'enjeu débattu n'a jamais été la protection de tous les consommateurs des risques-prix auxquels ils sont exposés directement par la redistribution de toutes les rentes inframarginales des producteurs bas carbone, EnR et nucléaire, aux consommateurs. Le premier argument était que cela empêcherait l'utilisation de ces rentes pour le financement de nouveaux actifs par les opérateurs, ou que cela limiterait les marges d'action des États membres pour financer la transition. Dans la version finale adoptée le 17 octobre par le Conseil, on laisse à chaque pays qui utiliserait les CfD à grande échelle le soin de décider comment serait utilisée la rente récupérée en la répartissant entre les deux possibilités.

Le second argument était ciblé sur les CfD appliqués aux actifs nucléaires existants. Ce qui motivait l'opposition de l'Allemagne était de voir le produit des CfD distribué en priorité à des industries stratégiques électro-intensives. De fait, ceci pourrait constituer un avantage décisif pour la France avec le parc nucléaire qui est en place, ce qui affecterait le principe de concurrence libre et non faussée au sein du marché intérieur. Finalement, dans le compromis adopté par le Conseil le 17 octobre après un bras de fer spectaculaire entre l'Allemagne et la France avant le Conseil, deux garde-fous ont été ajoutés dans le règlement. D'une part, seuls les actifs existants rénovés peuvent s'appuyer sur des CfD, et d'autre part, les prix de référence des contrats CfD appliqués aux actifs existants rénovés seront strictement contrôlés par la direction générale de la concurrence. Enfin, il est précisé que les régulateurs supervisés par cette dernière devront vérifier la réaffectation équitable des ressources réallouées aux fournisseurs entre leurs différents types de clients.

les paiements correspondants des fournisseurs qui doivent rembourser les différences quand les prix horaires sont inférieurs au prix défini dans le contrat CfD (voir Figure 2).

Symétriquement, l'entité publique couvre le risque-prix auquel sont exposés les fournisseurs pour la très grande partie de leur approvisionnement, excepté leur part de fourniture dans le cadre de PPA qui devraient rester minoritaires, comme on l'a exposé dans l'Encadré 1. Les équipements bénéficiant d'investissements de rénovation ou de *repowering* sont les seuls actifs existants faisant l'objet du support d'un CfD (voir Encadré 2) : les contrats seront de plus courte durée que pour les équipements neufs (huit ans par exemple)⁶. Ils pourraient être attribués par enchères pour les équipements d'une même technologie,

à moins que le gouvernement préfère confier au régulateur la mission de définir le prix de référence des CfD associés aux équipements d'une même technologie.

Au bout du compte, les transferts dans les deux sens entre producteurs bas carbone et fournisseurs d'électricité permettront à ces derniers d'offrir des prix de vente plutôt stables qui reflèteront la moyenne pondérée des coûts complets des centrales bas carbone couverts par les CfD et dont la production dominera prochainement celle de l'ensemble du mix électrique. Dans les pays qui optent pour les seules EnR, les dirigeants pourront se féliciter que les consommateurs nationaux bénéficient enfin des baisses de coût spectaculaires, comme le souhaitaient les

dirigeants allemands ou espagnols et la Commission européenne pendant la crise.

2.3.2. *La transmission des risques restants des fournisseurs aux consommateurs*

On pourrait penser que ce système supprimerait toute exposition des consommateurs aux fluctuations des prix du marché alors que l'adaptation de leur consommation à des prix élevés est nécessaire aux équilibres de court et moyen termes du système électrique. En fait, tout n'est pas figé par ce système sur les marchés aval, comme certains critiques ont pu lui reprocher. En effet, les fournisseurs doivent acheter une partie de leurs approvisionnements sur le marché spot sans couverture. Cette partie de leurs achats non couverts par les CfD (qu'ils effectuent à des prix plus élevés lors des moindres productions des éoliennes et du photovoltaïque) correspond aux mégawattheures produits par les équipements flexibles venant adosser les productions intermittentes des EnR à apports variables.

Comme les fournisseurs ne se couvrent pas contre le risque-prix pour ces quantités, ils transféreront ce risque à leurs clients dans leurs offres

de prix et de services. À côté de leurs livraisons à tarifs fixés pour plusieurs mois, ils seront incités à appliquer à une partie de celles-ci à chaque client qui le souhaiterait une tarification dynamique, fonction de l'heure et de la journée en semaine. De même, ils devraient proposer des offres tarifaires impliquant un effacement à distance de certains équipements pendant certaines heures. Leurs clients seront ainsi incités à adapter leur comportement pendant les périodes où les prix spot sont élevés.

2.3.3. *Garantir les transferts de rentes des producteurs vers les consommateurs*

Pour que ce mode de transfert des rentes inframarginales soit considéré comme une solution fiable et durable, il faut assurer la crédibilité du transfert des rentes inframarginales vers les consommateurs (en direct ou via leurs fournisseurs), ainsi que de celui, inverse, des compensations à verser aux producteurs bas carbone lors des épisodes de prix nuls (ou très bas). Pour cela, un gouvernement peut choisir la création d'une entreprise publique de statut commercial chargée de mettre en *pool* les CfD pour gérer les transferts financiers entre les producteurs bas carbone et

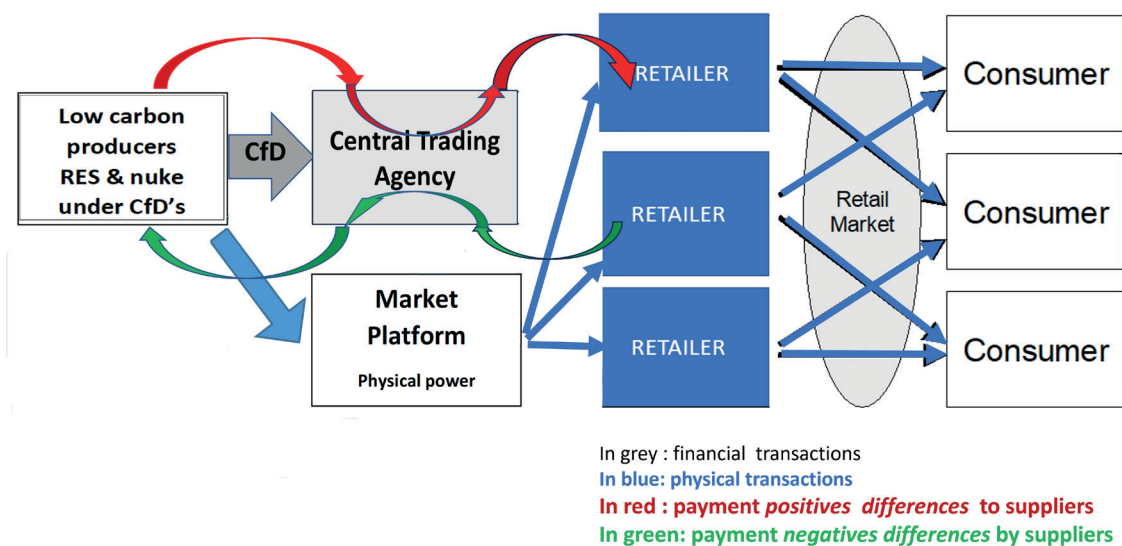


Figure 2. Flux financiers sur les « différences » entre producteurs bas carbone et fournisseurs

Le futur règlement sur le marché européen de l'électricité, un grand pas dans la bonne direction

les consommateurs (représentés par les fournisseurs). La référence institutionnelle pour ce faire est la Low Carbon Contracts Company (LCCC) créée à cette fin au Royaume-Uni où les CfD ont été développés à partir de 2012⁷.

Des règles précises et transparentes de calcul de ces transferts dans les deux sens seront définies par le régulateur (après avoir soustrait la part définie à l'avance que l'État souhaite garder pour le financement de la transition dans la situation de prix très élevés). Les remboursements des producteurs aux fournisseurs sont établis et reversés par l'entreprise publique à chaque échéance au prorata de leur part de marché. Dans la situation inverse, les compensations versées aux producteurs sont financées par les fournisseurs qui paient une taxe flexible calculée par l'entité publique supervisée par le régulateur sur une certaine période (semaine, mois ou trimestre) à partir du solde des différences entre le prix de référence et les prix spot horaires pour chaque CfD.

Un autre aspect de la supervision de ces transferts est la surveillance par le régulateur de l'équité de la redistribution entre les différents types de consommateurs. Les modalités de redistribution définies par l'État ne doivent pas se focaliser sur le seul appui aux industriels électro-intensifs. La redistribution doit rester équitable entre les différents consommateurs et c'est au régulateur de s'en assurer, d'autant plus que la Commission sera très attentive à cette redistribution, afin que la concurrence ne soit pas faussée dans ces domaines industriels particuliers. Le texte du règlement du 17 octobre 2023 est particulièrement clair sur ce point.

2.4. La prise en main par les États membres de leurs choix de long terme

On doit ajouter à ce modèle un aspect qui n'est pas évoqué dans le règlement, mais qui lui est implicite. En effet, l'accent est mis sur les enjeux du long terme, ce qui doit conduire à refonder le rôle de la puissance publique au niveau national et développer une capacité de pilotage de la transition. Un État membre qui donne la priorité à ces enjeux en adoptant l'ensemble de mesures qui

vient d'être présenté sera porté à mener sa propre politique en matière de bouquet énergétique sous la seule exigence de respecter son engagement de décarbonation vis-à-vis de l'UE. Le choix du mix énergétique est une question de souveraineté nationale, comme le prévoit l'article 194-2 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE).

Jusqu'ici, les ambitions de souveraineté énergétique nationale étaient volontiers étouffées par les logiques bureaucratiques et de la comitologie au niveau bruxellois, avec des gouvernements peu décidés à y défendre les intérêts énergétiques nationaux. On pense bien sûr au cas de la France qui, jusqu'en 2022, n'a pas défendu au niveau européen l'option nucléaire comme pouvant être partie intégrante, au même plan que les énergies renouvelables, de la politique bas carbone de tout État membre et à ce titre devant être prise en compte dans un objectif bas carbone.

De plus, parce que le développement de l'intermittence à grande échelle pose des problèmes de sécurité de fourniture que seul le développement de sources de flexibilité peut résoudre alors qu'il n'est programmé qu'au niveau de chaque pays, la balle est un peu plus dans le camp de chaque État membre. Comme on le lit d'ailleurs dans le projet de règlement, «les États membres doivent être chargés d'évaluer les besoins de flexibilité de leur système électrique et d'établir des objectifs pour répondre à ces besoins». C'est bien la reconnaissance du rôle de coordination de long terme de chaque État et de son autonomie dans le choix de la trajectoire du mix électrique du pays. Ceci n'exclut pas, bien sûr, de procéder à des coordinations ultérieures entre systèmes sous l'égide d'instances européennes, comme le rappelle à juste titre la note du Conseil d'analyse économique de mars 2023 sur la réforme du marché électrique européen [Bureau, Glachant et al., 2023 ; Glachant, 2023].

Pour ce faire, au niveau d'un pays qui souhaite définir sa propre programmation, il est nécessaire de développer une capacité d'expertise objective en créant un organisme public de programmation doté d'importantes compétences en matière

de modélisation de systèmes complexes pour développer une approche rationnelle des décisions d'investissement. Il serait responsable de la programmation glissante du développement du mix de production et des sources de flexibilité (ainsi que des fermetures). Cette programmation serait harmonisée avec le développement du réseau à différentes échelles (nationale, régionale et locale) pour établir le calendrier des appels d'offres concurrentiels successifs pour le développement des EnR à côté de celui du nucléaire. Le programme de long terme sera à définir en fonction des objectifs fixés par le gouvernement, à la lumière des conseils supposés impartiaux de l'organisme de programmation.

Cette approche est radicalement différente de la pratique politique actuelle de l'UE qui consiste à empiler de façon détaillée des objectifs d'efforts d'efficacité énergétique et de parts d'EnR à atteindre dans tous les secteurs et tous les usages, sur la seule base de critères politiques et sans véritable rationalisation de l'effort d'ensemble à poursuivre pour atteindre le net zéro en 2050.

Pour conclure

Cet ensemble cohérent de mesures que nous avons appelé modèle du trader central est une option cohérente ouverte au choix des États membres qui pourront opter pour cet ensemble dans le menu du futur règlement une fois qu'il sera adopté, en espérant qu'il ne soit pas trop écorné par les guerres microcholines lors de son examen prochain par le Parlement européen.

Le pilier principal de ce *market design* rénové est constitué de ces arrangements de long terme capables de répondre à la fois à l'objectif de faciliter les investissements bas carbone en réduisant les risques et le coût du capital, et à l'objectif de protéger les consommateurs en leur permettant de bénéficier des coûts de long terme modérés des différentes techniques bas carbone.

Ce serait une solution élégante pour faciliter la transition vers la neutralité carbone et pour protéger les consommateurs de la volatilité des prix en arrivant à lier les prix de détail aux coûts

à long terme, tout en préservant l'optimisation court terme du système par les coordinations efficaces du marché spot. Les papiers de position successifs du gouvernement français, aussi bien que la synthèse des positions des autorités françaises à la consultation publique de la Commission [Gouvernement, 2023] montrent que c'est vers ce modèle que la France voudrait s'acheminer après l'adoption du règlement, en abandonnant les mécanismes baroques qui ont été rajoutés pour protéger les consommateurs : on pense évidemment à l'ARENH.

Arriver à un régime combinant de façon intelligente marché de court terme, planification et marchés du long terme était loin d'être gagné au début des discussions engagées par la crise des prix de 2022. L'ambiance dominante dans le milieu des régulateurs et des fonctionnaires européens et dans le milieu des professionnels des marchés électriques est très marquée par les croyances dans l'efficacité de la concurrence et des marchés organisés pour résoudre les problèmes d'investissement dans la transition et de couverture des risques des fournisseurs (voir par exemple [CRE, 2023a ; 2023b] pour la France). Ne parlons pas du point aveugle de beaucoup de prises de position que constitue l'hostilité politique à l'énergie nucléaire, qui a longtemps gêné la recherche d'un compromis de bon sens. Ce dernier a pu tout de même s'inviter dans les discussions, en ramenant les acteurs principaux à la réalité très capitaliste des systèmes électriques et à celle des fortes spécificités du marché de l'électricité, commodité non stockable, qui ne peut pas être traitée avec les seules grilles de la finance de marché comme certains ont voulu le faire croire.

Le futur règlement sur le marché européen de l'électricité, un grand pas dans la bonne direction

NOTES

1. Voir aussi pour une version élargie du modèle du trader central [Finon D., Beeker E., 2022].
2. La version française de CfD déjà existants prend la forme des contrats en complément de rémunération (CCR). Ils s'appliquent à la plupart des filières renouvelables (hydraulique, photovoltaïque, incinération d'ordures ménagères, biogaz, géothermie).
3. Il y a aussi un risque que les exploitants nucléaires ne soient pas incités à programmer les arrêts pour entretien et rechargement à des dates pertinentes, notamment celles où la demande horaire est la moins élevée. Dans ce cas, une réponse existe en complexifiant le design des CfD pour en faire des CfD avec premiums glissants, comme le propose Natalia Fabra [Fabra, 2022]. Le *sliding premium* introduit des incitations à produire pendant des périodes préétablies de prix élevés et symétriquement à ne pas produire pendant des périodes de bas prix.
4. C'est d'ailleurs le cas pour le mécanisme d'ajustement du marché français qui est organisé et géré par RTE.
5. Dans le dispositif français de rémunération de capacité qui est particulièrement complexe, il y a, à côté de la branche principale qui est une obligation de certificats de garanties de capacité mise sur les fournisseurs, une branche dite AOLT (Appel d'offres long terme) pour certains nouveaux investissements.
6. Si les équipements bas carbone non renouvelés après la fin de leur amortissement, qui ne sont pas dans le champ autorisé par le règlement, avaient été autorisés pour permettre une récupération exhaustive des rentes de tous les équipements bas carbone appelés à être inframarginaux en période de prix du gaz élevés, les contrats seraient d'une durée d'un an et renouvelés chaque année avec la procédure d'enchères.
7. Notons au passage que les notes de position de la France et de l'Espagne ne sont pas précises sur de possibles institutions assurant ces transferts dans les deux sens, probablement parce qu'on a en tête qu'une partie de la manne peut être gardée par la puissance publique pour des financements verts.

RÉFÉRENCES

- Bureau D., Glachant J.M., Schubert K., 2023. Le triple défi de la réforme du marché européen de l'électricité. Les Notes du Conseil d'analyse économique, n° 76, mars 2023.
- Commission européenne, 2022. Non-paper: policy options to mitigate the impact of natural gas prices on electricity bills, November 2022.
- Commission européenne, 2023. Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design. COM/2023/148 final.
- CRE (Commission de Régulation de l'Énergie), 2023. Marché européen de l'électricité. Synthèse de la réponse de la CRE à la consultation de la Commission européenne. Paris.
- Fabra N., 2022. Electricity markets in transition: A proposal for reforming European electricity markets. CEPR Discussion paper 17689. November 2022.
- Finon D., Beeker E., 2022. The Long Term Central Buyer Model, CEEM policy paper n° 1. Chair on European Electricity Markets (CEEM), Paris Dauphine University. December 2022.
- Finon D., 2023. "The Central Trader model: a solution to strengthen the low carbon transition and to protect consumers in the European Union", *Oxford Energy Forum*, May 2023: Issue 136, p. 31-35.
- Gouvernement espagnol, 2022. Proposal to reform the EU's wholesale power market. Non Paper by Spain, https://table.media/europe/wp-content/uploads/sites/9/2023/01/230110_Strommarktreform_Non-Paper_ES.pdf.
- Gouvernement français, 2022a. Reforming the electricity market to foster energy transition, protect consumers and to keep benefits of market integration and market coupling. Position Paper. September 2022.

Gouvernement français, 2022b. Renewing EU electricity market design for reaching our climate targets. Non Paper. December 2022.

Gouvernement français, 2023. Consultation publique sur la réforme du marché de l'électricité. Synthèse des propositions des autorités françaises.

Glachant J.M., 2023. "Reforming the EU internal market will not suffice to deliver EU aims", *Oxford Energy Forum*, May 2023: Issue 136, p. 42-46.

Hogan et al., 2023. «Au-delà de la crise : repenser le marché électrique européen», *La Revue de l'Énergie*, n° 668, septembre-octobre 2023.

BIOGRAPHIE

Directeur de Recherche émérite au CNRS, médaillé de bronze du CNRS, **DOMINIQUE FINON** a été directeur de l'Institut d'Économie et de Politique de l'Énergie (CNRS et Grenoble II) de 1991 à 2002. Il a été président de l'Association des Économistes de l'Énergie. Il a été consultant de la Banque mondiale sur la combinaison des politiques climatiques et énergétiques dans les pays en voie de développement (2016-2018). Il a publié de nombreux articles académiques et des ouvrages codirigés sur la régulation des industries énergétiques libéralisées. Il est actuellement chercheur associé à la chaire European Electricity Markets (Paris Dauphine) dont il a été le coordinateur scientifique entre 2012 et 2018.

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Le modèle d'acheteur central, une réponse aux défauts du marché électrique actuel, *Dominique Finon, Etienne Beeker (n° 662, mai-juin 2022)*
- Marché de l'électricité : comment faire face aux épisodes de prix extrêmes ?, *Jacques Percebois, Stanislas Pommeret (n° 662, mai-juin 2022)*
- 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 (n° 668, septembre-octobre 2023)*

À retrouver sur www.larevuedelenergie.com.