

Non classifié

Français - Or. Anglais

26 septembre 2018

**DIRECTION DES AFFAIRES FINANCIÈRES ET DES ENTREPRISES
COMITÉ DE LA CONCURRENCE**

Groupe de travail n° 2 sur la concurrence et la réglementation

**Synthèse des vues échangées à l'occasion de l'Audience sur l'innovation radicale
dans le secteur de l'électricité**

Annexe au compte rendu succinct de la 63e réunion du Groupe de travail n° 2

19 juin 2017

Dans le présent document, le Secrétariat de l'OCDE résume en détail les vues échangées à la réunion du Groupe de travail n° 2 qui s'est déroulée le 19 juin 2017.

D'autres documents sur la question sont disponibles à l'adresse
www.oecd.org/daf/competition/radical-innovation-in-the-electricity-sector.htm

Pour toute question sur ce document, contacter M. Chris Pike [tél. : +33 1 45 24 89 73, courriel : chris.pike@oecd.org].

JT03436171

Synthèse des vues échangées à la table ronde sur l'innovation radicale dans le secteur de l'électricité

Synthèse rédigée par le Secrétariat

Le **président** expose le thème de la table ronde, rappelant à ce sujet que le groupe de travail s'y est déjà intéressé par le passé et que ses travaux l'avaient conduit à prôner la séparation structurelle. Sont ensuite présentés les experts membres du panel : Frank Wolak, professeur d'économie à Stanford ; Saskia Lavrijssen, professeur spécialiste de la réglementation économique et de la gouvernance des industries de réseau à l'Université de Tilberg ; Brian Motherway, de l'Agence internationale de l'énergie ; Lawrence Orsini, de la startup américaine LO3 Energy ; Pallas Agterberg, de l'énergéticien néerlandais Alliander ; et Jean-Michel Trochet, d'EDF.

Le **président** annonce que la discussion portera tout d'abord sur l'importance grandissante des consommateurs producteurs (« prosommateurs ») et du stockage. On étudiera ensuite la question de savoir si cela impose de modifier le cadre réglementaire et le système de fixation des prix. Enfin, on examinera le rôle potentiel des agrégateurs d'effacement, des compagnies d'électricité, de l'échange de pair à pair et des gestionnaires de réseau électrique dans les années à venir.

Le **Secrétariat** expose des éléments d'information générale sur le secteur de l'électricité. Il souligne la place grandissante des énergies renouvelables dans la puissance installée globale, avec le développement des parcs éoliens (depuis 2000) et solaires (depuis 2010), le freinage de la demande dans les pays de l'OCDE depuis 2005 et la nécessité de porter de 20 % à 80 % la part des énergies renouvelables dans la production pour que le scénario « 2°C » de l'Accord de Paris se concrétise. Il décrit ensuite le problème d'intermittence découlant de l'indisponibilité de la puissance solaire en soirée, au moment où la demande est la plus forte sur le réseau. L'innovation à l'examen procède en grande partie de la nécessité d'équilibrer l'offre et la demande tout au long de la journée. Par exemple, la chute incessante du coût du stockage en batterie rend de plus en plus plausible une solution fondée sur le stockage. Dans le même temps, de super réseaux (interconnexions en courant continu à très haute tension) se construisent dans différents pays pour acheminer l'électricité d'un continent à l'autre. Ces différentes innovations ont des implications diverses pour le réseau électrique. Par conséquent, l'ampleur et la nature des investissements de demain dépendront largement des innovations qui auront la faveur des consommateurs, des prosommateurs et des pouvoirs publics pour remédier au problème de l'intermittence.

M. Wolak commence par décrire la situation qui règne en Californie, où le nouveau secteur de l'électricité se trouve selon lui à un tournant décisif. La Californie dispose d'environ 6 000 mégawatts d'origine solaire produits hors réseau et de près de 14 000 mégawatts de puissance éolienne et solaire installée alors que la demande de pointe à satisfaire s'élève à 50 000 mégawatts. Cette importante puissance intermittente met à rude épreuve les gestionnaires du système. Bien que de nouvelles technologies soient susceptibles d'y remédier, les mécanismes de prix actuellement en place rendent leur viabilité économique incertaine. En conséquence, la transition vers la décarbonation du secteur de l'électricité coûtera encore plus cher.

M. Wolak souligne quatre points à propos de la fixation des prix. Premièrement, les intervenants du marché de gros de l'électricité savent pertinemment que la méthode actuelle

de fixation des prix est incompatible avec le fonctionnement réel du système et ils agissent de façon à en tirer avantage. Par exemple, de par sa configuration, le réseau ne dispose pas d'une capacité de transport illimitée, si bien que l'électricité proposée par les producteurs sur le marché de gros ne trouve pas toujours preneur. En effet, il arrive qu'un producteur pourtant vainqueur d'une enchère ne soit finalement pas appelé ou que le gestionnaire du réseau doive se tourner vers un producteur qui demande un prix plus élevé mais qui est disponible. Le producteur augmente son prix quand il sait que le réseau sera obligé de l'appeler ; et le baisse quand il a des raisons de penser qu'il ne sera pas mobilisé, car, en général, il est dédommagé de la différence entre son prix et celui du marché. Il convient donc d'adopter la tarification localement différenciée afin que les coûts induits par les contraintes d'exploitation soient bien intégrés dans les prix. Il est possible de remédier aux fortes disparités géographiques susceptibles d'en découler en facturant les fournisseurs à un prix moyen pondéré par la quantité à l'intérieur d'une zone plus étendue. M. Wolak préconise le recours à des mécanismes de règlement multilatéral qui fixent les prix du lendemain afin de faciliter la programmation et la planification des situations d'urgence. Il affirme que cela fait reculer les coûts d'environ 3 % (100 millions USD par an en Californie).

Deuxièmement, l'attention doit essentiellement porter sur les problèmes de pouvoir de marché local, là encore parfois imputables aux limites du réseau. Par exemple, dès lors que la puissance mobilisable à San Francisco est limitée, un producteur local peut faire de la « rétention de capacité » et provoquer une augmentation des prix à l'échelle locale. Il est donc nécessaire de disposer de plans d'atténuation en prévision de l'éventualité d'un pouvoir de marché local. Vu le poids grandissant des énergies renouvelables, cette situation est appelée à se produire plus souvent.

Troisièmement, les consommateurs et les producteurs ont besoin de connaître les prix en temps réel. Cela dit, ils peuvent décider de ne pas être facturés au prix du marché en temps réel, auquel cas ils doivent payer le droit de se soustraire à cette tarification. Les consommateurs sont libres d'attendre le dernier moment pour acheter un billet d'avion ; craignant de payer le prix fort, la plupart préfèrent écarter ce risque en réservant à l'avance. De la même manière, ils devraient être soumis, comme les producteurs, au prix par défaut et avoir la possibilité de s'y soustraire contre paiement. C'est de cette façon que l'on fournira des arguments économiques en faveur du stockage et autres technologies.

Le quatrième et dernier point concerne le mécanisme à mettre en place pour garantir l'adéquation des approvisionnements à long terme. Soit on investit dans la puissance installée, soit on compte sur le prix du marché pour inciter les consommateurs à prendre les devants en signant des contrats d'achat à long terme. La préférence de M. Wolak va pour les marchés de capacité fondés sur un système d'enchères. Ils remédient au fait qu'en présence d'une offre plafonnée, les producteurs rarement appelés ne peuvent pas, lorsqu'ils le sont, fixer un prix suffisamment élevé pour couvrir la totalité de leurs coûts annuels. Ils finiront par mettre la clé sous la porte. Il faut donc évacuer la puissance résiduelle. Une solution est de payer 115 % de la puissance nécessaire en période de pointe. Mais cela crée un excédent de puissance qui fait baisser les prix énergétiques, augmente les paiements de capacité et élimine toute incitation à innover.

En somme, il est fondamental de passer progressivement à une tarification efficiente qui tienne compte des contraintes d'exploitation afin d'encourager l'investissement en faveur des technologies utiles là où elles sont requises. Le plus difficile, pour les autorités de la concurrence, est de faire la différence entre pénurie réelle et artificielle et d'atténuer les effets d'éventuelles situations de position dominante.

L'**Australie** décrit la structure réglementaire du marché national et s'interroge sur la nature des grands enjeux de l'action publique. Le plus important est probablement d'obtenir les bons signaux-prix. Cela est fondamental pour que les décisions d'investissement soient efficaces et répondent à l'intérêt général ; pour maîtriser la consommation ; pour que les gens rechargent et utilisent leurs batteries à un moment où cela est efficace ; pour qu'ils s'équipent d'appareils qui fonctionnent à l'énergie solaire et autres sources d'énergie décentralisées dès lors que cela est efficace. En Australie, le réseau de transport fait l'objet d'un marché de gros libéralisé, qui envoie un signal-prix toutes les cinq minutes. En revanche, sur les réseaux de distribution, basse tension, les prix ne sont pas correctement fixés. Il est important pour l'Australie d'y remédier.

De l'avis de l'Australie, l'efficacité de la tarification des réseaux de distribution passe par la différenciation temporelle et spatiale des prix ainsi que par leur variabilité en fonction des effacements et des goulets d'étranglement du réseau de distribution. En Australie, les réseaux de distribution sont tenus de fixer leurs prix sur la base des coûts, mais, telle qu'elle est actuellement interprétée, cette obligation ne se traduit pas par une tarification dynamique. S'il existe déjà un opérateur de marché pour le système de transport, une tarification dynamique efficace suppose la création d'un nouvel opérateur de marché pour le système de distribution. Ces prix efficaces différeraient des tarifs d'achat garantis, qui sont fixes et dissociés des conditions du réseau. Les tarifs d'achat ne varient ni dans le temps, ni d'un endroit à l'autre, si bien que les consommateurs ne reçoivent pas les incitations appropriées pour décider d'injecter de l'électricité sur le réseau aux heures qui conviendraient.

En Australie, des projets sont à l'étude pour mettre en place un système d'échange d'électricité entre particuliers, qui pourrait s'appuyer sur la technologie du chaînage par blocs. Si ce système permettrait d'obtenir des prix plus efficaces, variables selon l'heure et le lieu, il doit également tenir compte de la congestion qui touche le réseau de distribution. Sur le réseau de transport, le prix de la congestion est actuellement fixé suivant une procédure de marché centralisée. Il conviendrait donc peut-être, là encore, de faire appel à un opérateur de marché central pour fixer les prix d'utilisation du réseau de distribution, même s'il faudrait également compter avec une certaine quantité d'énergie collaborative.

Un autre point à souligner est que les réseaux de distribution souhaiteraient intervenir sur les marchés innovants potentiellement concurrentiels comme ceux du stockage en batterie et de l'effacement. On en trouve des exemples dans les États de Victoria et d'Australie-Méridionale. Cependant, le groupe de travail n° 2 a déjà mené un travail de fond sur la question, à l'issue duquel il s'est prononcé en faveur de la séparation structurelle, qui remédie à la discrimination anticoncurrentielle. Le problème est que si le gestionnaire d'un réseau organisé en monopole réglementé intervient sur des marchés connexes ouverts à la concurrence, il est en mesure de se servir de sa position pour favoriser sa filiale.

En conclusion, l'innovation radicale met à mal les politiques en place et oblige désormais les décideurs à imaginer une solution flexible, fondée sur le marché et ajustable dans le temps. Il y a un certain nombre de questions à résoudre, en premier lieu, notamment celles de la fixation des prix de distribution et de la mise en place de la séparation structurelle.

Mme Lavrijssen explique comment la législation et la réglementation peuvent traiter de l'innovation dans le secteur de l'énergie. La législation de l'Union européenne repose sur l'ancien modèle de marché dans lequel des centrales aux combustibles fossiles raccordées au réseau satisfont la demande des consommateurs, ces derniers étant considérés comme des agents passifs et non comme des acteurs actifs capables de produire de l'énergie et de

l'injecter sur le réseau pour éviter les ruptures, ou encore de la stocker en cas de saturation du réseau. Cela soulève de nouvelles questions auxquelles la législation n'apporte aucune réponse pour l'instant. La « prosommation » n'est toujours pas un concept juridique et les agrégateurs n'ont pas accès aux marchés de flexibilité. Il arrive que les prosommateurs soient tenus par des prescriptions contraignantes applicables aux fournisseurs traditionnels, ce qui compromet leur intervention sur le marché. Il convient donc de définir de nouvelles règles pour réussir la transition et, sur la base des nombreuses contributions des États membres, la Commission européenne a conçu une stratégie qui trace les contours d'une nouvelle législation énergétique et pourrait être appliquée en dehors de l'UE.

Il y a lieu d'alléger le poids de la réglementation, notamment pour les consommateurs qui vendent de l'énergie sur le marché, mais aussi de redéfinir les rôles et responsabilités. À terme, il faudra non seulement faire face à un afflux d'énergie intermittente d'origine renouvelable, potentiellement synonyme de congestion et de déséquilibres, mais aussi compter avec le fait que les nombreux propriétaires de véhicules électriques voudront tous les recharger à leur retour du travail. Selon toute vraisemblance, de nouveaux problèmes et défis attendent les distributeurs, qui coordonnent les réseaux locaux et veillent à leur équilibre.

On pourrait envisager, entre autres, d'élargir le rôle des distributeurs. Leur mission consiste généralement à garantir la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement énergétique. Ils pourraient aussi faire office de facilitateurs du marché, chargés de veiller à ce que les capacités flexibles raccordées aux réseaux locaux (panneaux solaires ou installations de recharge) aient accès à un marché de flexibilité et à ce que l'équilibre du système énergétique puisse être préservé. Cela supposerait de redéfinir les relations avec le gestionnaire du système de transport. Aux Pays-Bas, où le gestionnaire du système national de transport est chargé d'assurer l'équilibre entre la demande et l'offre, le développement des marchés locaux serait synonyme de responsabilités nouvelles pour le gestionnaire du réseau public de distribution, ce qui nécessiterait, notamment, la coordination des investissements ou encore l'établissement de contrats avec les consommateurs et les distributeurs.

La Commission européenne a admis qu'il fallait donner des moyens d'agir aux consommateurs. Le nouvel ensemble de règles à l'examen permettrait aux consommateurs et aux prosommateurs de prendre une part plus active au fonctionnement du système énergétique : il leur reconnaît le droit de passer un accord avec un agrégateur indépendant ou de participer à un programme de pilotage de la demande, les autorise à signer des contrats d'électricité fondés sur une tarification dynamique et dispose expressément que les prosommateurs ne devraient pas à être soumis à des prescriptions inutilement contraignantes, qu'ils devraient avoir accès en temps réel à leurs relevés et données de consommation ainsi qu'aux prix de marché. Enfin, les nouvelles règles reconnaissent le rôle des groupements énergétiques locaux et disposent, en particulier, que les États membres devraient mettre en place le cadre nécessaire pour leur permettre d'intervenir sur les marchés de flexibilité et de négocier de l'énergie au nom de leurs membres.

Il faut garder à l'esprit que beaucoup de consommateurs ne seront pas actifs et auront du mal à comprendre les termes d'un contrat fondé sur le principe d'une tarification dynamique. C'est pourquoi il ne faut pas risquer de les désorienter en les noyant d'informations sur les nouveaux types de contrat ou sur la teneur détaillée des codes complexes. Des travaux de recherche montrent qu'une surabondance d'information peut conduire les consommateurs à prendre de mauvaises décisions et à agir à l'encontre de leur

bien-être. Les nouvelles règles devraient produire des avantages, mais il est fort probable que les consommateurs ne les accueillent pas comme souhaité.

La mission des gestionnaires du réseau public de distribution ne devrait pas inclure de tâches réalisables par d'autres. Cela dit, eu égard aux services qui priment pour les consommateurs, ils peuvent intervenir pour remédier aux insuffisances du marché. Dans les pays de l'UE, par exemple, les distributeurs ont la possibilité d'assumer certaines de ces tâches dans des circonstances exceptionnelles.

Aux considérations de l'efficacité s'ajoute celle de l'équité. Les consommateurs qui se trouvent dans l'incapacité de s'équiper de panneaux solaires sont privés d'accès à la flexibilité. Il faut donc veiller à ce qu'ils ne soient pas pénalisés par des tarifs plus élevés du fait que d'autres ont davantage accès aux moyens de flexibilité ou se situent dans d'autres régions. Enfin, des problèmes de position dominante peuvent survenir, tant sur les marchés de l'offre que sur ceux de détail quand des entreprises disposent d'un accès exclusif aux données des consommateurs.

Le **président** demande si le comptage net pourrait remplacer le système des tarifs d'achat.

Mme Lavrijssen explique que les deux systèmes incitent les consommateurs à produire leur propre électricité, mais aucun à moduler l'offre ou la demande dans un souci d'équilibre de marché. Il y a lieu de tableer sur leur disparition prochaine.

La délégation des **Pays-Bas** explique que l'enjeu de la transition énergétique est d'aider le marché à s'adapter au poids grandissant de l'électricité renouvelable, dont la production est plus instable et décentralisée que la production traditionnelle.

Comme les énergies renouvelables, par nature plus aléatoires, sont appelées à occuper une place grandissante dans le bouquet énergétique, il est important que l'offre et la demande gagnent en souplesse. Les Pays-Bas ont besoin de rendre les marchés mieux à même d'envoyer les bons signaux-prix à tout moment. Cela implique de laisser les prix monter en période de pénurie afin qu'ils correspondent à la valeur de l'électricité produite à ce moment-là. Il faut aussi garantir un accès égal à tous les acteurs, y compris les nouveaux intervenants du marché, et prendre des dispositions pour encourager la réalisation de nouveaux investissements.

Pour cela, les gestionnaires du réseau public de distribution doivent devenir des facilitateurs de marché neutres, ce qui suppose de maintenir, voire de renforcer l'obligation de séparation fonctionnelle les concernant. Autrement dit, les distributeurs n'ont pas le droit de détenir ou de gérer de l'infrastructure de stockage et de chargement électronique. Aux Pays-Bas, les énergéticiens locaux forment une base solide pour l'investissement dans la production renouvelable. Il importe toutefois de préserver les avantages d'un système de marché qui a fait ses preuves en Europe et aux Pays-Bas. Voilà pourquoi les Pays-Bas sont d'avis qu'il faut empêcher les énergéticiens locaux de se détourner du système de marché et veiller plus particulièrement à ce qu'ils demeurent dans le système énergétique pour trois raisons : premièrement, parce que l'intégration accroît l'efficacité ; deuxièmement, parce qu'en maintenant les particuliers raccordés, on contribuera au financement des réseaux de transport et de distribution et ; troisièmement, parce qu'en prévenant une situation de verrouillage, on protège la liberté de choix des consommateurs.

La gestion des données joue un rôle fondamental dans la transition énergétique. Des ressources flexibles doivent pouvoir rivaliser à armes égales, ce qui n'est possible que si tous les intervenants, y compris les agrégateurs et les entreprises de services énergétiques, ont accès aux données voulues. Par conséquent, il est désormais dans l'intérêt général que

les données fournies par les millions de compteurs communicants en cours de déploiement soient accessibles sans discrimination. Certes, cette situation soulève de nouvelles questions quant à la protection de la vie privée des consommateurs. Quoi qu'il en soit, l'accès aux données ne sera accordé qu'avec le consentement explicite de leur propriétaire. Il faut toutefois s'abstenir de les importuner avec la question des données qu'ils génèrent. C'est aux intervenants du marché qu'il incombe de leur proposer des offres commerciales intéressantes, non contraignantes et financièrement attractives.

En ce qui concerne l'innovation, l'autorité de contrôle a autorisé un fournisseur à proposer des tarifs horaires flexibles. Elle autorise également les consommateurs à s'échanger l'électricité qu'ils produisent à partir d'énergies renouvelables, ce qui est possible pour les titulaires d'une autorisation de fourniture. Il lui a également été demandé d'autoriser des liaisons locales en courant continu.

En résumé, les Pays-Bas s'emploient à améliorer le fonctionnement des marchés en proposant des incitations judicieuses, en particulier sur les marchés de court terme, infrajournaliers et de l'ajustement, jugeant cette mesure plus efficace que la simple création de marchés de capacité. Ils envisagent également de combiner les modes de production centralisée et décentralisée tout en préservant les avantages du système de marché. Une troisième condition fondamentale est de disposer d'un système de gestion des données aux responsabilités clairement définies qui garantisse à la fois la disponibilité des données pour toutes les parties prenantes de la transition énergétique et le respect de la vie privée des consommateurs.

La **Nouvelle-Zélande** explique que, depuis la mise en place du marché de l'électricité en 1996, les prix sont différenciés selon la situation géographique. Le marché compte 250 nœuds. Chaque point d'injection ou de soutirage situé sur le réseau constitue un nœud, de sorte que 250 prix distincts sont calculés deux fois par heure sur la base du coût marginal de l'injection ou du soutirage effectué au nœud considéré. Il n'existe pas de marché de capacité, mais des marchés à terme et des mécanismes d'arbitrage. L'électricité d'origine renouvelable représentait 88 % de la production au dernier trimestre. Les prix varient fortement au cours d'une même journée, entre les pics du soir et les premières heures du matin, mais aussi d'une saison à l'autre. L'électricité coûte bien plus cher en hiver que le reste de l'année. Le marché de détail est complètement libéralisé ; il est exempt de tout dispositif de contrôle des prix, de fournisseur par défaut ou de prix de détail. On recense au total une trentaine de fournisseurs : un certain nombre sont de gros fournisseurs, et quelques-uns de petits producteurs. Le changement de fournisseur relève d'un système centralisé ; son taux est élevé, plus de 20 % par an, et les grands producteurs-fournisseurs sont en train de perdre des parts de marché. Ceux qui en gagnent le plus appliquent les tarifs de gros au comptant aux consommateurs résidentiels et autres petits consommateurs.

De l'avis de la Nouvelle-Zélande, s'il est primordial que les prix soient efficients dans un système fondé sur les énergies renouvelables, c'est parce que la question de l'emplacement gagne en importance. La valeur relative des lieux de production et de consommation doit transparaître dans les prix, tout comme les coûts de transport et de distribution. Il convient d'envoyer les bons signaux-prix pour encourager l'adoption des nouvelles technologies car si les prix restent inchangés, pour quelle raison faire l'acquisition de batteries ? En l'état actuel de la situation, le consommateur n'est guère incité à s'équiper de dispositifs photovoltaïques ou de véhicules électriques permettant de conserver l'énergie à l'aide de commandes, etc.

La Nouvelle-Zélande accorde une grande attention aux problèmes de pouvoir de marché observés localement et à l'échelle du système. On constate par exemple que, dans le

contexte de la tarification spatiale, les producteurs se retrouvent parfois en position d'imposer leur prix. Il faut donc disposer de mécanismes qui garantissent qu'une telle situation n'aboutisse pas à des prix inefficients sans pour autant empêcher la formation de prix efficients (quoiqu'élevés) annonciateurs d'une véritable pénurie de ressources. Il convient également de réduire le risque de défaillance chez les fournisseurs et les conséquences qui en résulteraient, la forte variabilité des prix augmentant la probabilité d'un tel cas de figure. Autrement dit, il faut veiller à ce que les entreprises gèrent leur position et prennent les dispositions voulues pour que les consommateurs ne pâtissent pas du comportement des fournisseurs.

L'institut national de défense des consommateurs, organisation sans but lucratif rebaptisé Consumer New Zealand, propose un comparateur en ligne. Il n'est pas le seul à le faire. Sur son site web, en revanche, le consommateur peut saisir ses données pour définir l'offre qui lui convient le mieux. Il faut également pouvoir donner accès aux prix dynamiques qui rendent compte du lieu, de l'heure, de la saison et des coûts de production de l'électricité qui sera consommée. Des fournisseurs proposent de prendre contact par SMS et d'utiliser des applications pour consulter les prix et revoir sa demande en conséquence. La sensibilité aux fluctuations des prix semble désormais plus importante qu'on ne l'avait imaginé. La Nouvelle-Zélande entend également autoriser l'accès aux données de consommation en général. Sans nier les problèmes de respect de la vie privée évoqués par les Pays-Bas, le pays estime que les entreprises doivent pouvoir accéder aux données de consommation, même si celles-ci appartiennent au consommateur, pour être en mesure de formuler des offres adéquates.

Récemment, des études sur la régulation du rapport qualité-prix dans les réseaux qui font l'objet d'un monopole ont traité de la possibilité qu'un retrait massif de consommateurs du réseau électricité n'entraîne la disparition du monopole naturel. Ces mêmes travaux abordaient la question de la séparation structurelle. Il en ressort qu'en autorisant la présence des gestionnaires de réseau sur les marchés, on risque d'observer des comportements discriminatoires et des situations de financement croisé, mais cela pourrait aussi aller de pair avec des économies d'échelle et des économies de coûts liés à la transition. De l'avis de la délégation néo-zélandaise, il n'est pas possible de dire ce qui prédominera. Toujours est-il que la loi interdit de bloquer indûment l'accès des gestionnaires des réseaux électriques à ces marchés.

Enfin, l'autorité de réglementation encourage les distributeurs à intégrer dans leur prix les coûts de fourniture de manière à éviter le contournement anti-économique du réseau électrique. En revanche, les gestionnaires n'ont pas à éviter de contourner le réseau dès lors que la mesure présente un intérêt économique.

Brian Motherway (Agence internationale de l'énergie, AIE) intervient pour présenter les services de l'efficacité énergétique. Les mesures prises depuis 2000 ont permis d'économiser un volume d'énergie équivalant à ce que l'UE consomme pendant une année, ce qui donne à penser que, dans la plupart des pays de l'OCDE, la demande en énergie ne va pas repartir à la hausse. Le secteur de l'efficacité énergétique pèse environ 24 milliards USD, la Chine remportant la part du lion avec la présence de robustes entreprises de services énergétiques dans le secteur industriel. Ces entreprises se voient confier des missions de réflexion et de mise à exécution en lien avec l'offre et/ou la consommation d'énergie. Dans un modèle classique, une entreprise très consommatrice d'énergie ne possède pas toujours de moyens de production et de distribution d'énergie en site propre. Si tel est le cas, les chaudières, les générateurs, voire l'eau qui circule dans le

système, appartient à un tiers qui les lui met à disposition contre rémunération et a bien sûr tout intérêt à le faire de manière rentable.

M. Motherway donne l'exemple de la Corée, où une grande compagnie d'électricité propose désormais à ses clients de les aider à utiliser l'énergie de manière plus rationnelle. Ses services consistent à suivre et à gérer la consommation d'énergie en vue de l'améliorer. À cette fin, il est recouru aux technologies de suivi et de gestion à distance en continu ou à des services de conseils, ou bien à une combinaison des deux. Un autre exemple est celui des contrats de performance énergétique. Un prestataire propose de rénover un bâtiment en l'équipant de nouveaux systèmes d'isolation et de chauffage, de nouvelles fenêtres et de nouveaux systèmes d'éclairage. Au lieu d'être facturés, ces travaux font l'objet d'un contrat de performance par lequel le prestataire s'engage à fournir la technologie à ses frais et à être rémunéré en échange, pendant une durée déterminée, pour les économies d'énergie réalisées.

Un dernier exemple concerne l'accès à l'énergie dans les zones non raccordées au réseau électrique. En Afrique, dans le modèle classique, la solution envisagée serait d'édifier un réseau, de construire des centrales et de fournir de l'énergie en certaines quantités. Or, des entreprises comme Bbox voient les choses différemment. Au lieu de fournir x gigawatts ou gigawatt/heures dans une zone donnée, elle propose aux foyers un ensemble de services énergétiques incluant par exemple la télévision, l'éclairage, la radio, le chargement des téléphones, etc. À cette fin, elle a mis au point une technologie ultra-efficace qui permet d'assurer le fonctionnement de la télévision, de la radio, de deux ou trois ampoules électriques et de deux ou trois chargeurs pour une puissance totale inférieure à 80 watts. C'est moins que toute l'énergie auparavant consommée par une seule ampoule électrique durant quelques années. Cette solution vraiment sobre en énergie comprend la fourniture d'un panneau solaire ou d'un système de batterie et est vendue en tant que service. Les utilisateurs ne sont donc pas facturés à l'unité d'énergie consommée et ne sont pas propriétaires des installations ; pour utiliser les différentes composantes de l'offre, ils souscrivent à un abonnement mensuel dont ils s'acquittent depuis leur téléphone mobile, leur consommation étant suivie et pilotée séparément. Bbox, qui a son siège social à Londres, vérifie que les batteries sont en bon état, que l'éclairage fonctionne et que le client règle son forfait mensuel. La technologie peut être mise à l'arrêt à distance. C'est pourquoi il s'agit d'un abonnement mensuel.

M. Motherway affirme que le numérique ouvre de nouvelles pistes de réflexion sur la manière d'obtenir la maîtrise de l'énergie et fait disparaître une partie des obstacles à la mise en œuvre de mesures énergétiques efficaces.

Puis **Jean-Michel Trochet** (EDF) explique que, même s'il est certainement possible de décentraliser davantage les investissements dans les moyens de production, il n'en demeure pas moins fondamental que des capacités garanties fonctionnent à l'échelle nationale ou régionale pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Cela étant dit, il conclut à la nécessité d'investir dans le renforcement des réseaux de transport. À propos du stockage, il affirme que cette solution jouerait un rôle central, ne serait-ce que pour compléter le système traditionnel fondé sur les centrales organisées en réseau centralisé sans le remplacer totalement. Du point de vue des consommateurs, la sécurité des approvisionnements continuerait de dépendre de systèmes centralisés. La tarification différenciée selon la situation géographique, possible depuis 30 ans, a certes sa préférence mais il s'agit d'une méthode complexe. Les prix ne sont pas calculés par la main invisible du marché pour empêcher l'exercice d'une puissance de marché locale. De plus, elle est difficile à expliquer et à justifier auprès du consommateur.

En ce qui concerne l'échange local de pair à pair, M. Trochet estime que les possibilités offertes par le principe sont intéressantes mais qu'il doit être régi par des règles et que cette activité ne devrait pas bénéficier de subventions artificielles.

Lawrence Orsini (LO3 Energy) expose l'innovation dont s'occupe son entreprise. Graphiques à l'appui, il décrit le problème financier résultant de la « courbe du canard » californienne, qui illustre l'évolution de la demande au cours de la journée indépendamment de la production renouvelable, par nature variable. Selon une étude d'Accenture, à l'heure actuelle, 70 % des consommateurs souhaitent participer au marché de l'énergie et la moitié de ces consommateurs souhaitent pouvoir s'approvisionner en énergie renouvelable auprès de sources locales. Un obstacle de taille lié à la réglementation est que les entreprises de réseau touchent une rémunération du capital investi dans l'infrastructure. M. Orsini fait valoir que cela doit changer et que les entreprises de réseau devraient être payées pour rendre le réseau électrique plus efficient et plus résilient.

La plateforme de LO3 Energy repose sur la technologie du chaînage par blocs, système de registres distribués très sécurisé et particulièrement fluide, qui confère aux marchés un degré de transparence jusqu'alors absent. Elle apporte une solution à bien des problèmes rencontrés sur les marchés de l'énergie. LO3 Energy installe des compteurs communicants qui intègrent cette technologie. Ils mesurent l'énergie réinjectée sur le réseau et communiquent également avec les appareils : le système de gestion du bâtiment, dans le cas des locaux commerciaux, les dispositifs de commandes et les appareils de domotique dans le cas des habitations.

L'objet de la collaboration nouée entre LO3 et Siemens est de passer à terme à une tarification dynamique différenciée selon la situation géographique. Il s'agit d'établir le prix de l'infrastructure réseau à l'aide d'algorithmes prédictifs qui déterminent le coût de l'infrastructure et, le cas échéant, de la congestion. Le prix ainsi obtenu correspond à la valeur totale de l'énergie, soit le coût du produit proprement dit ainsi que le coût de transport et des services système assurés sur le marché en transition.

LO3 a lancé un projet pilote à Brooklyn, où il existait une volonté d'instaurer une économie circulaire fondée sur la possibilité de véritablement acquérir de l'énergie auprès des membres de la communauté, l'idée étant de réaliser des transactions en dollars au profit de la communauté et de l'économie locale. L'application mise au point permet aux consommateurs de décider de la provenance de leur énergie et du type de combustible qu'ils sont disposés à acheter. Ils peuvent simplement fixer le prix qu'ils consentent à payer pour consommer de l'énergie produite localement au profit de l'environnement local. On peut ainsi voir le montant qu'ils sont prêts à déboursier pour de l'énergie produite localement, la proportion de l'énergie stockée qu'ils souhaitent garder en réserve et le degré d'ouverture du marché qu'ils acceptent. Ce projet pilote repose sur le déploiement d'un micro-réseau physique qui pourra fonctionner sans être raccordé au réseau principal (mode insulaire)

Pallas Agterberg (Alliander, gestionnaire de réseau de distribution néerlandais) explique pourquoi la fourniture d'énergie passe progressivement du statut de service public à celui de service de l'économie collaborative, chacun pouvant produire de l'énergie et l'échanger avec ses voisins. Dans le modèle de l'économie collaborative, il faut une plateforme. Or Alliander est un gestionnaire de réseau qui souhaite être cette plateforme. Celle-ci doit permettre aux particuliers de pratiquer l'échange de pair à pair et de choisir les centrales éoliennes ou solaires d'où tirer leur énergie. Elle doit être flexible. Il faut donc qu'un marché de flexibilité offre des possibilités de stockage ou que de nouveaux services apparaissent sur le marché. Enfin, cette plateforme traitera des questions de chargement et de stockage qui touchent les véhicules électriques.

Le **Royaume-Uni** présente les effets de la réglementation sur les technologies, tels qu'exposés dans une récente étude de l'Autorité des marchés et de la concurrence consacrée au marché de l'énergie. Son constat est qu'un certain nombre de problèmes, concernant notamment le cadre réglementaire, touchent les marchés de gros et de détail et que les clients en pâtissent fortement sous la forme de prix plus élevés et d'une innovation plus limitée. Bien que portant sur la dynamique actuelle du marché et le cadre réglementaire, l'étude n'en a pas moins été très instructive quant aux effets potentiels des nouvelles technologies sur les secteurs d'activité et une grande partie de son contenu témoigne d'une volonté de faire en sorte que l'innovation bénéficie pleinement et rapidement aux consommateurs.

Il en ressort qu'un certain nombre d'innovations technologiques récentes et futures promettent aux consommateurs de bénéficier d'une réduction des coûts de l'énergie mais aussi d'une plus grande marge de manœuvre. À titre d'exemples, on peut citer les compteurs communicants, qui aident à déplacer les appels des périodes de pointe vers les périodes creuses, l'essor de l'internet des objets et les outils numériques de comparaison, comme les comparateurs de prix en ligne qui réduisent les coûts de transaction pour les consommateurs.

Bien souvent, pour déployer une innovation ou exploiter toutes les potentialités qui en découlent, il y a lieu de modifier les règles et codes en vigueur. Il est néanmoins constaté que la réglementation n'évolue pas nécessairement au rythme du progrès technologique et que cette situation est exacerbée par la mainmise du secteur sur le système des codes qui la régissent. Du fait de la complexité de ces codes, ce sont les acteurs historiques qui ont la main haute et n'ont donc souvent pas intérêt à faire évoluer les choses, en particulier à favoriser les changements de nature à entraîner une refonte du secteur. Par exemple, à plusieurs reprises, la mise en œuvre de réformes pourtant utiles a été reportée ou bloquée parce que les énergéticiens n'avaient pas intérêt ou guère de motivation à opérer les changements voulus. Cela fait déjà une vingtaine d'années que les divergences d'intérêts et d'incitations qui opposent les six poids lourds du secteur retardent l'instauration d'une tarification localement différenciée des pertes en ligne, alors qu'il était prévu qu'elle intervienne dans le sillage de la privatisation. Les sites de production se trouvant dans différents lieux, il est vrai que la mesure ne ferait pas que des gagnants. Un autre exemple est celui de la modulation des prix de l'électricité par tranche horaire de trente minutes, mesure indispensable pour exploiter tout le potentiel des compteurs communicants en matière de déplacement de la demande des périodes de pointe vers les périodes creuses, et l'internet des objets. Pourtant, le secteur ne dispose d'aucun plan pour moduler les prix par demi-heure sur la base de la consommation réelle, même après le déploiement des compteurs communicants.

Outre la mise en œuvre de solutions précises concernant la tarification localement différenciée des pertes en ligne et la modulation des prix par demi-heure, un certain nombre des recommandations de l'étude portent sur la réforme de la procédure de gouvernance des codes. Afin que l'autorité de la réglementation, Ofgem, ait un rôle plus actif dans la gouvernance des codes, il est recommandé : premièrement, de définir un cadre stratégique pour l'établissement des codes ; deuxièmement, d'engager ou de hiérarchiser les propositions de modification requises pour réaliser les objectifs stratégiques clés ; et, troisièmement, d'intervenir pour avoir la maîtrise des importantes propositions de modification lorsque les circonstances sont exceptionnelles. Il est également recommandé que le législateur étende le pouvoir d'Ofgem en matière de modification des codes sectoriels afin qu'il y apporte les changements voulus pour garantir la réalisation des grands objectifs de l'action publique.

D'autres mesures visent à améliorer l'accès des clients aux données les concernant, condition requise de l'efficacité de nombreuses innovations technologiques. En règle générale, les consommateurs ont beaucoup de mal à comprendre le fonctionnement des marchés de l'énergie. Cela tient à plusieurs facteurs, notamment le rôle des compteurs traditionnels : du fait de l'irrégularité des relevés, les consommateurs sont souvent facturés sur la base d'estimations et non au regard de leur consommation réelle. La confusion des consommateurs découle également de la complexité des factures et de la structure des prix ; de la méfiance dont les comparateurs de prix en ligne font l'objet, d'autant qu'il n'en existe pas toujours ; et des mauvaises expériences subies lors d'un changement de fournisseur, notamment à l'occasion d'un déménagement.

Il y a donc lieu de conclure qu'il serait possible de mettre au point de meilleurs produits et services si les clients avaient plus facilement accès aux données relatives à leur consommation d'énergie. Un certain nombre de mesures ont été pensées dans ce sens en vue de faciliter le déploiement d'un plus large éventail de technologies innovantes. La première de ces mesures est la mise en œuvre du programme gouvernemental Midata, qui garantit aux clients d'un certain nombre de secteurs clés de pouvoir accéder aux données que les entreprises détiennent au sujet de leurs habitudes de consommation. Ces données sont utiles car, pour faire des choix éclairés, les clients ont souvent besoin, non seulement de comprendre les composantes du prix du produit étudié, mais aussi d'avoir une idée de la consommation qu'ils en feront. Ainsi, avec Midata, les clients peuvent choisir de partager leurs données de manière continue sur un comparateur numérique. Cet outil pourrait ensuite assurer un service de suivi permanent de la consommation d'énergie, qui signalerait la moindre évolution dans les habitudes de consommation justifiant un changement de tarif. À terme, ceux qui sont équipés de compteurs communicants ou de réseaux domotiques pourraient recourir à un service qui optimiserait leur consommation d'énergie et leur permettrait, sans intervention de leur part, de se fournir en temps réel et, ainsi, de réduire leurs coûts au minimum.

Les Pays-Bas demandent combien d'États sont actuellement concernés par la montée en puissance de la tarification dynamique.

M. Wolak répond que l'Australie, la Nouvelle-Zélande et les États-Unis sont les pays qui sont allés le plus loin dans ce domaine. De plus, le dernier paquet Énergie de la Commission européenne rend la tarification dynamique obligatoire. Ailleurs, les autorités de la réglementation s'y opposent parce qu'elles ne veulent pas renoncer à leur mission de fixation des prix. La tarification dynamique gagne du terrain, lentement mais sûrement, principalement grâce à la montée en puissance de la filière solaire, car elle pallie le problème que pose la variabilité de la puissance solaire décentralisée présente sur le réseau à un moment donné.

Le **président** demande s'il faudrait imposer aux producteurs d'électricité intermittente d'assumer la totalité des coûts qu'ils font supporter au réseau.

M. Wolak répond qu'il n'est généralement pas possible de dire qui est la cause de la mobilisation des services système (par exemple, gestion de la congestion). De son point de vue, les consommateurs devraient être facturés en fonction de leur lieu d'implantation, qui peut donner une idée du niveau moyen des coûts système qu'ils engendreront.

L'**Australie** répond que tout producteur d'électricité, intermittente ou non intermittente, est rémunéré à un prix bas, voire négatif, lorsqu'il produit à un moment où il y a déjà trop d'énergie injectée sur le réseau. La production intermittente peut entraîner des coûts supplémentaires en imposant de mobiliser très rapidement des sources de substitution. La

rémunération de la production rapidement mobilisable risque d'être inadéquate si la tranche temporelle retenue dans le mode de calcul des prix est trop large, par exemple s'il s'agit d'une heure, par opposition à la tranche de cinq minutes que l'Australie est en train d'instaurer.

L'**Italie** attire l'attention sur un décalage manifeste : la technologie évolue très rapidement, la réglementation un peu moins vite et les consommateurs très lentement. En Italie, 30 millions de foyers sont désormais équipés d'un compteur communicant. Les réseaux de transport, de distribution et d'information sont les trois grands piliers d'un secteur ouvert et libéralisé. Ces infrastructures doivent être ouvertes à tous, mais aussi neutres. Il n'est pas certain qu'il serait dans l'intérêt du marché que les gestionnaires des réseaux de distribution y soient également acteurs. Ils devraient rester neutres et ne détenir aucun intérêt dans la fourniture de services système comme le stockage.

La **Nouvelle-Zélande** déclare avoir pris des mesures pour rendre plus concurrentiel le marché des services système. Elles ont notamment consisté à modifier l'objectif opérationnel du gestionnaire du système de manière à ce qu'il agisse en faveur du libre jeu de la concurrence, de l'efficacité et de la fiabilité.

Le **président** demande quel intérêt concurrentiel il y a à rendre les données disponibles.

L'**Italie** répond qu'en faisant passer la propriété des données des fournisseurs d'électricité aux consommateurs, on permet à ces derniers d'être plus à même de réagir aux variations de prix et d'améliorer leur maîtrise de l'énergie, notamment à l'aide de l'application mobile d'un prestataire tiers.

M. Wolak explique comme suit le principal enjeu concurrentiel : si le consommateur est propriétaire des données qui le concernent, il peut aller faire le tour des fournisseurs d'électricité et leur dire : « Voici mes données, que me proposez-vous ? » Voyant à quoi ressemble sa courbe de consommation, ceux-ci pourront faire une proposition sur mesure. Sinon, le consommateur devra choisir un fournisseur qui ne le connaîtra pas et ne disposera d'aucune information à son sujet. Alors qu'en présentant ses données, il peut peut-être même obtenir des offres plus intéressantes puisqu'il est possible d'établir sa consommation à l'heure ou au quart d'heure près et, par conséquent, la quantité d'énergie qui fera l'objet du contrat. Les fournisseurs sont ainsi en mesure de formuler une meilleure offre. Voilà où réside l'intérêt concurrentiel de permettre aux clients de détenir leurs données. Sans cette information, le consommateur est classé dans la clientèle générique, alors qu'en sachant exactement ce qu'il consomme, les fournisseurs peuvent lui proposer un tarif sur mesure.

Le **président** conclut en rappelant que les possibilités de production solaire ne sont pas les mêmes dans les villes densément peuplées et dans les zones rurales. Il estime que le modèle de Bbox présente un certain intérêt et est certainement appelé à s'étendre vu les nouvelles contraintes que les véhicules électriques commencent à faire peser sur le réseau.