

N° 635 / Décembre 2017

Tribunes

La Revue, témoin de la transformation des systèmes énergétiques

Jean-Marie Martin-Amouroux

Énergie et loi de Parkinson

Jacques Maire

Articles

Énergie et croissance

Julien Deleuze

Le mythe du paradigme électrique décentralisé.

Comment dépasser l'effet de mode ?

Dominique Finon

Ressources mondiales d'uranium : quelle disponibilité à long terme ?

Antoine Monnet, Sophie Gabriel, Jacques Percebois

Un point sur les pétroles de gisements compacts

Denis Babusiaux, Pierre-René Bauquis

Chroniques

Ma thèse en une page

Marie Petitot

Il y a dix ans dans la revue

Jean Eudes Moncomble

Regards sur l'Italie

Et aussi : l'agenda de la revue, dans la bibliothèque de la revue, nouvelles du monde...

Le mythe du paradigme électrique décentralisé. Comment dépasser l'effet de mode?

Dominique Finon

L'organisation et la régulation des secteurs électriques connaissent actuellement d'importantes perturbations sous l'effet du déploiement à grande échelle des ENR à apport variable (éoliennes, solaire PV), le plus souvent aux niveaux décentralisé et parfois individuel et la diffusion des techniques numériques et digitales. Celles-ci réduisent les coûts fixes d'entrée de nouveaux acteurs (agrégateurs, etc.) capables de fournir des services de flexibilité sur les marchés.

On nous annonce un changement du paradigme électrique, qui se traduirait par un basculement de la filière électrique d'un mode centralisé de production et de coordination technique vers un modèle reposant sur des productions et des marchés décentralisés et une transformation des consommateurs en participants actifs aux marchés décentralisés. On nous cite le développement à grande échelle des auto-producteurs en solaire PV en Allemagne où ils sont actuellement d'environ 2 millions comme la preuve de cette « disruption » qui se traduira par le remodelage de toute la filière et le développement de nouveaux modèles d'affaire loin de celui des grandes entreprises existantes. Ce serait la fin d'un monde, celui des grosses centrales et de la coordination technique centralisée, et de son reflet marchand, des *market designs* basés sur les seuls marchés de gros.

Certains voient ces changements comme inéluctables sous l'effet de la poussée technologique exceptionnelle de la digitalisation et des technologies décentralisées, les comparant au remplacement des téléphones fixes par les téléphones mobiles. Mais cette analogie est très surfaite, car contrairement à la téléphonie, ce n'est pas l'innovation technologique qui pousse en premier aux évolutions que connaissent les secteurs électriques, mais la politique de promotion

des ENR à apports variables (appelées par la suite ENR-Var) et les distorsions de tarifs de distribution pour les auto-producteurs, analysées par la suite. La diffusion du digital n'est qu'une conséquence de la déstabilisation de la régulation technique du système par l'entrée des ENR-Var pour faciliter le développement de l'offre de services de flexibilité et l'intégration de consommateurs actifs aux marchés.

D'autres y voient aussi l'empreinte de grandes évolutions sociétales. Il existerait une aspiration à l'autonomie énergétique exprimée par de nombreux citoyens, alors que les nouvelles technologies d'ENR à bas coût, de stockage et de *smart grids* ouvrent sur la transformation des consommateurs en acteurs des marchés et sur l'intégration des auto-consommateurs dans le système qui leur assurera leurs compléments de fourniture en fonction des apports erratiques de leur équipement solaire PV. De nombreux citoyens auraient ainsi la possibilité de devenir « acteurs de leur propre consommation » (pour reprendre un slogan mobilisateur) et d'adopter des comportements plus vertueux, plus sobres et plus conformes à l'utopie de l'économie circulaire qu'ils appellent de leur vœux. Ils auraient aussi la possibilité de développer des communautés d'énergie à base de mini-réseaux, de solaire PV, de cogénération et de stockage

qui aurait la vertu de créer et renforcer la cohésion de communautés locales. Si ces aspirations sont bien réelles et ne peuvent pas être ignorées, elles ne sont pas non plus une base suffisante pour que, combinées aux innovations dans le numérique et les technologies décentralisées, elles amènent à un basculement radical du paradigme électrique.

Ces explications passent sous silence la mise en question de l'efficacité économique d'ensemble du système qu'entraînent des développements mal contrôlés et coordonnés parce que ces développements facilités le plus souvent par des règles distorsives ignorent les fondamentaux sur lesquels s'est construite l'économie électrique, à savoir l'exploitation d'économies d'échelle et de coordination par la production venant de grandes installations pilotables et par l'orchestration centralisée de l'équilibre du système par le gestionnaire du système. Certes les économies de taille associées aux grands équipements se sont en partie effacées à partir de 1990, avec l'émergence des turbines à gaz en cycle combiné, mais l'essentiel des économies d'échelle en production par des unités pilotables demeurent, ainsi que les avantages d'une coordination technique et économique centralisée sous la conduite des gestionnaires de réseau. De nouvelles coordinations décentralisées peuvent et doivent émerger grâce au numérique et au digital pour répondre du déploiement à grande échelle des ENR-Var par des dispositifs hors marché répondant à des politiques particulières. Mais cela doit se faire de façon cohérente, sauf à mettre en question l'efficacité d'ensemble du système. Ceci conduit à souligner l'importance du critère d'efficacité économique dans la définition des nouvelles règles (réglementation des réseaux de transport et de distribution, règle d'intégration des entrants aux marchés) nécessaires pour permettre l'émergence et la consolidation de nouveaux modèles d'affaires sans que soit mise en question l'efficacité d'ensemble du système.

On adoptera ici une perspective réaliste où sont mises à plat les conditions de mise sur pied et de fonctionnement efficace du modèle décentralisé, plutôt que de tracer quelques

vagues esquisses de modèle décentralisé sans analyser les conditions du fonctionnement d'un tel modèle. Dans la première section, on critique le récit du changement inéluctable de paradigme qui résulterait de la poussée technologique irrésistible du numérique, de la digitalisation et des technologies décentralisées. Dans la seconde section on s'interroge sur ce qui devrait être un cadre réglementaire efficace économiquement dans ce paradigme, pour en souligner son extrême complexité et la difficulté majeure de garder la cohérence d'ensemble du système. Dans la troisième section, on cherche à repérer les gains d'efficacité que ces innovations technologiques accompagnées de changements réglementaires pourraient apporter au régime institutionnel actuel du secteur électrique, qui est un hybride de marché (dans son fonctionnement de court terme) et de planification (dans sa coordination de long terme avec attribution de contrats de long terme aux investisseurs par enchères concurrentielles). Comment tirer des gains de la possibilité de rendre active une partie de la demande et d'organiser une partie de l'équilibrage du système depuis le niveau décentralisé dans un système perturbé par les entrées hors marché d'ENR-Var à grande échelle ? La solution est-elle dans la mise en place de plateformes de marché au niveau des gestionnaires de réseau de distribution ? Quid alors de l'interface à organiser entre ces plateformes de marché du niveau décentralisé avec les marchés de gros du niveau centralisé ?

1. Un basculement inéluctable vers le modèle décentralisé ?

Les technologies numériques et électroniques (capteurs) ouvrent de larges possibilités de développement de transactions au niveau décentralisé, sachant qu'elles permettent de gérer des masses très importantes de données techniques et économiques chez les consommateurs, les producteurs décentralisés, les intermédiaires (fournisseurs, agrégateurs) et au niveau des réseaux, entre les points de raccordement des consommateurs, les transformateurs et les points de contact avec le réseau de transport de l'électricité (les postes-sources). Il rendrait

possible techniquement l'émergence d'un modèle uniquement ou principalement décentralisé, l'entrée en nombre d'agrégateurs de service, la transformation des consommateurs en agents économiques actifs en facilitant les transactions directes sans intermédiaires d'un côté et en permettant la mutation des réseaux de distribution en réseaux actifs au même titre que le réseau de transport de l'autre côté.

On nous dit ainsi que l'innovation technologique aidera à résoudre tous les problèmes posés par le déploiement hors marché des unités d'ENR-Var dans le système. La digitalisation, les compteurs intelligents et les batteries permettront aux entreprises et aux ménages de réduire leur demande de puissance quand c'est nécessaire pour le système lors des baisses de production des ENR-Var, à partir des signaux de prix révélés par les plateformes de marché organisées au niveau des réseaux de distribution. On nous dit ainsi que les réseaux intelligents (*smart grids* par la suite) permettront le développement d'une coordination technique par chaque gestionnaire de réseau de distribution (GRD) qui s'appuiera sur les offres des agrégateurs pour commander les effacements ou les déstockages depuis les batteries individuelles, et optimiser l'appel aux services-systèmes offerts par les producteurs décentralisés. Ces règles à définir devront apporter de la stabilité pour l'investisseur-agrégateur pour réduire la prime de risque de ses financements et lui permettre de capter suffisamment de valeur afin que son investissement futur soit en mesure de générer un profit suffisant. Ce point est bien mis en lumière dans les récentes études de cas sur des « business models » possibles dans le stockage électrique, celle de Pollitt (2016) et celle du World Energy Council (WEC, 2016).

- **Rendre actifs les réseaux de distribution**

Rendue nécessaire par la pénétration à grande échelle des ENR à apport variable (ENR-Var), le numérique ouvre sur la mutation du rôle des GRDs en coordinateurs techniques des acteurs décentralisés, consommateurs, producteurs à base d'ENR, agrégateurs de différents types, etc. Il peut commander aux agrégateurs

les effacements à partir des appareils que ceux-ci ont installés chez certains consommateurs, utiliser les offres de service-système d'équipements décentralisés pour maintenir la qualité de l'électricité fournie (selon le concept de centrale virtuelle), contrôler de façon coordonnée les déstockages depuis les batteries de *prosumers*, voire arrêter les productions d'unités ENR-Var autour des nœuds de congestion dans le réseau de distribution en cas de trop-plein des apports d'éoliennes ou de fermes PV.

- **Intégrer les consommateurs aux marchés**

La digitalisation permettrait l'émergence du consommateur actif et intégré au marché, via les *smart grids* et les compteurs communicants. Les relations entre consommateurs et le système décentralisé de leurs zones pourraient aussi se fonder sur les signaux de prix qui leur sont envoyés demi-heure par demi-heure par l'intermédiaire des compteurs intelligents. Les premiers pourront réagir aux hausses de prix en temps réel en cas de chutes des productions ENR dans la région, en réduisant leurs consommations. De leur côté les *prosumers* qui produisent une partie de leur électricité et se sont équipés de batteries pour stocker leurs surplus temporaires s'intégreraient au marché en arbitrant entre le stockage de leurs surplus et leur exportation vers le réseau selon les prix. Ils pourraient aussi entrer en relation d'échange avec d'autres consommateurs voisins (via des transactions par *blockchain*). De plus tous les consommateurs seraient supposés gérer leurs consommations par internet ou par des applications sur leurs téléphones mobiles qui leur enverraient des informations sur le prix de marché en temps réel.

- **Le développement des nouvelles formes de transaction**

Dans le cadre du fonctionnement d'ensemble du système, la digitalisation permettait d'elle-même l'émergence de nouveaux modèles économiques en permettant les entrées d'offres de nouveaux services aux consommateurs et la transformation des consommateurs en « acteurs de leur propre consommation » pour reprendre le vocabulaire consacré. Le digital ouvre en effet

sur trois voies d'innovation (Burger and Weinman, 2015).

- L'Internet des Objets et l'intelligence artificielle offrent une alternative peu coûteuse aux solutions conventionnelles, en particulier dans la gestion à distance des consommations d'énergie et d'électricité des bâtiments et des logements. Une start-up berlinoise, Envio Systems, a développé une box appelée Cube qui contient plusieurs capteurs et se connecte à une plateforme d'optimisation numérique. Cube est capable de détecter s'il y a quelqu'un dans une pièce particulière, via un capteur de dioxyde de carbone, et ajuster l'activité de chauffage ou de climatisation en conséquence.

- La *blockchain*, qui se définit comme une base de données de transactions sécurisée en enregistrant toutes les transactions à exécuter dans un protocole internet transparent et décentralisé, peut remplacer les intermédiaires entre les parties impliquées dans un achat d'électricité, comme le sont les fournisseurs-revendeurs. Pour prendre un autre exemple de start-up allemande, Grid Singularity développe une *blockchain* pour introduire une plateforme décentralisée d'échanges de données énergétiques. Elle offre des services permettant de prévoir l'équilibre du réseau, et la protection des données sur les transactions bilatérales dans le commerce de l'énergie et de certificats verts.

- Le digital favorise aussi l'économie du partage. Le déploiement conjoint des technologies décentralisées et de la digitalisation constitue une base concrète de développement des communautés d'énergie avec la mise en place de mini-réseaux, comme c'est déjà le cas en Allemagne, au Danemark et aux Pays-Bas. Si les coûts des batteries continuent de diminuer et que le stockage devient abordable, les consommateurs situés dans un même quartier pourront s'appuyer entièrement sur une auto-production mutualisée et collective, en utilisant éventuellement une *blockchain* pour échanger de l'énergie entre eux.

Mais ce déterminisme technologique n'apparaît aucunement comme une évidence. Ces exemples ne démontrent pas leur généralisation possible à l'ensemble des systèmes électriques. Le développement des systèmes

décentralisés se jouera dans l'évolution de la régulation et le *market design* qui doit se faire de façon cohérente pour que le système d'ensemble demeure efficient économiquement, ce qui n'est pas un mince défi. Le consommateur de masse ne se ralliera certainement pas à l'injonction de devenir hyper-rationnel au nom de la transition écologique. Les acteurs qui s'activeront dans le processus de transformation du système, à savoir les entrants-agrégateurs et les entreprises existantes, ont besoin de bons signaux incitatifs ; pour ce faire les incitations ne peuvent reposer sur des défauts de réglementation ou du *market design*, comme c'est le cas actuellement, car ils ne manqueront pas d'être corrigés. Ce n'est donc pas un mince défi de conduire la transformation institutionnelle du système vers le modèle décentralisé, si tant est que ce modèle puisse être faisable.

2. L'obstacle de la complexité institutionnelle du modèle décentralisé

La mutation du paradigme électrique vers le modèle décentralisé va se heurter à un mur de complexité institutionnelle en nécessitant d'ajouter des compartiments de marché de façon de plus en plus fines quand il y a des « marchés manquants » (*missing markets*) pour certains produits de flexibilité, et d'établir des réglementations de tarifs de réseau qui incitent à leur modernisation numérique et leur densification, le tout dans le souci constant de maintenir l'efficacité économique d'ensemble du système. Plus encore, il y aura toujours un chaînon défaillant dans la nouvelle chaîne de valeurs de la filière après la mutation radicale qu'on nous annonce, le consommateur hyper-rationnel sans lequel l'édifice d'ensemble sera toujours bancal.

2.1. L'illusion de la figure du consommateur hyper-rationnel

Comme on l'a dit, on promeut l'icône d'un consommateur hyper-rationnel et hyper connecté avec des slogans du type « replacer le consommateur au centre des marchés électriques » selon la Commission européenne dans

la présentation de son paquet « Clean Energy for All Europeans » de 2017, ou encore « gérer votre énergie en toute autonomie », « prendre en main son destin de consommateur », etc. Ce changement s'inscrirait parfaitement dans le phénomène d'« individualisation de l'individu » (selon l'expression heureuse de l'essayiste Davidenkoff) que porte la révolution numérique. Avec le *big data*, après d'autres domaines, chaque consommateur d'électricité pourrait être individualisé, identifié par ses usages, son profil, sa propension à payer, ce qui ouvrirait aux fournisseurs d'électricité et en particulier aux entrants la perspective de devenir fournisseurs de services sur mesure, facturant selon l'usage.

On peut tout de même se demander si la très grande majorité des consommateurs ne continuera pas de se comporter de façon passive comme actuellement, même après avoir été démarché par un des célèbres Gafa (dont l'entrée est souvent agitée comme une menace par bien des commentateurs toujours prompts à s'aligner sur l'effet de mode). Les consommateurs vont-ils être vraiment réactifs aux prix sur la journée, en dehors des périodes très particulières de rareté et de pics de prix extrêmes ? Ils se rendront vite compte que les différences de prix de détail au cours de la journée sont faibles (parce qu'ils paient aussi les prix des services du GRT et du distributeur, ainsi que les taxes). Le consommateur moyen devra-t-il aussi se mettre à couvrir ses risques comme un financier, alors qu'à présent ce sont les fournisseurs qui, en tant qu'intermédiaires, assument pour lui cette fonction en agrégeant les risques d'achat en gros pour l'ensemble de leurs clients. Il n'est pas prêt de devoir se préoccuper constamment des offres de prix en temps réel pour un produit auparavant sûr qu'il a l'habitude de se procurer sans souci. Les consommateurs vont-ils aussi accepter facilement que l'on conduise de l'extérieur l'usage de leurs appareils domestiques et électroniques ? La perte du confort apporté actuellement par une fourniture assurée à prix connu en vaut-elle la peine ?

Leur liberté de choix et l'autonomie de gestion de leur consommation ne peuvent pas être un argument convaincant, sauf peut-être auprès

d'une petite minorité. Les expériences de tarification en temps réel (ou quasi-temps réel) aux États-Unis et en Europe démontrent un niveau d'intérêt limité de la part des consommateurs (Farruqi et Segerci, 2009). Par exemple, dans les expériences de tarification en temps réel, environ 10 % sont sensibles au changement de prix au moment de l'installation de la nouvelle tarification, niveau qui tend à diminuer ensuite au fur et à mesure du temps. Le produit électricité reste et restera pour beaucoup, un bien suscitant peu d'attention (*a low involvement good* dans le jargon du marketing) de leur part dans la mesure où ce sont les services qu'il permet de consommer qui sont importants pour eux. Tant pis pour ceux qui pensent à l'attachement identitaire que l'on pourrait trouver à consommer de façon efficace, voire frugale dans une logique de prise en main de son destin de citoyen soucieux d'économiser les ressources de la planète.

Ceci dit, il est moins illusoire d'imaginer qu'une place pourra être faite aux intermédiaires-agrégateurs auxquels certains consommateurs délèguent la gestion de leurs consommations horaires, voire, dans le cas des *prosumers* et des propriétaires de véhicules électriques, pour la gestion de leur stockage par batteries pour que l'agrégateur en tire de la valeur sur le marché des services systèmes ou de l'énergie. Mais il faut pour ce faire que les règles pertinentes à introduire dans l'architecture de marchés pour favoriser les agrégations soient claires et ne créent pas de distorsions, ce qui n'est pas le cas actuellement.

2.2. La complexité institutionnelle du modèle décentralisé

Dans la vision idéalisée du passage inéluctable vers le modèle décentralisé, il existerait un point de basculement vers une coordination décentralisée via les prix de détail de l'énergie et des services de flexibilité offerts au niveau aval de la filière, et non plus par les prix de gros. Ceux-ci seraient co-déterminés avec les prix de détail pour les produits et services offerts au niveau du réseau central pour assurer la cohérence d'ensemble du système. Le réseau

national aura pour fonction de relier les systèmes et marchés décentralisés (Beeker, 2017) ; il serait subordonné aux systèmes décentralisés avec pour fonction de mutualiser une partie des réserves de capacité et des services de flexibilité offerts sur chacun d'entre eux par les unités de stockage, les rampes rapides d'unités de production flexibles et les programmes de gestion de demande des agrégateurs. Les producteurs décentralisés et les consommateurs candidats à l'autoproduction se référeront aux prix de détail pour leur investissement et pour optimiser l'usage de leurs productions en arbitrant entre consommation, stockage et revente sur la plateforme de marché voisine.

Dans l'utopie décentralisée, la demande se comporterait si bien que les prix de détail refléteraient en temps réel les prix de gros de l'énergie et des différents services associés à la sécurité de fourniture (réserves, services auxiliaires, etc.) et vice versa. À chaque niveau centralisé et décentralisé, les revenus de chaque équipement de production connecté à ces niveaux respectifs aligneraient sur les coûts marginaux

en développement, ce qui nécessite d'avoir des tarifs bien calibrés pour les services de transport et distribution pour mettre sur le même plan les technologies décentralisées et centralisées dans les choix d'investissement. Les productions décentralisées se développeraient d'elles-mêmes sur la base de la valeur économique qu'elles retireraient sur les marchés décentralisés.

Mais plusieurs éléments sur lesquels reposera le maintien de l'efficacité économique d'ensemble du système dans ce modèle décentralisé posent de grandes difficultés. On peut identifier les principaux à partir des travaux portant sur les améliorations réglementaires et du *market design* que nécessite le développement à grande échelle des productions ENR-Var aux niveaux décentralisé et centralisé, comme le programme du MIT « The Future of Utilities » (Voir MIT Initiative, 2017 ; Pérez-Arriaga et Burger, 2016 ; Jenkins et Pérez-Arriaga, 2017), ainsi que le programme The Future Electric Utility Regulation du Lawrence Berkeley Laboratory et des régulateurs de Californie, et les réflexions de l'EPRG-Cambridge (Newbery et al., 2017).

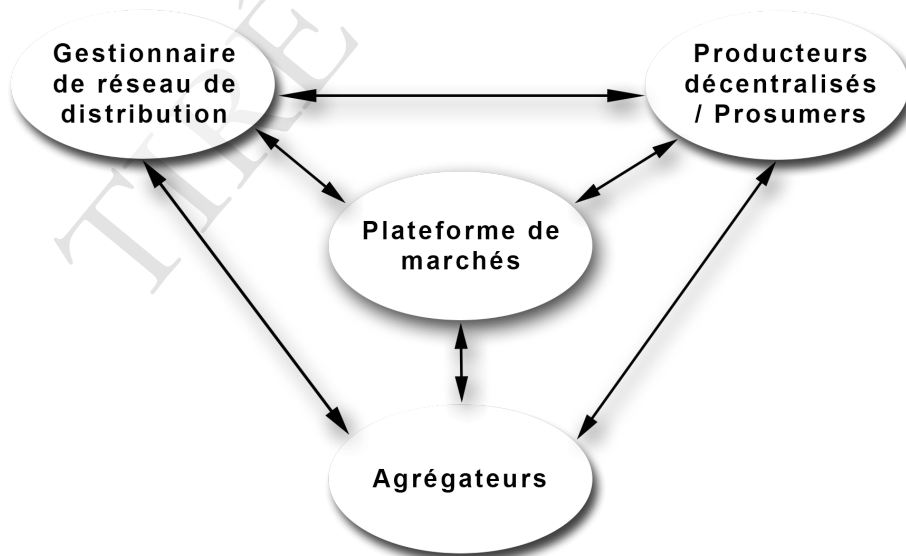


Figure 1. Les plateformes de marché au centre du modèle centralisé

Éléments-clés	Défis	Mesures possibles
Coordonnations court terme/long terme basées sur les prix de détail	Nouveau rôle de long terme des prix de détail : incitations à investir en production décentralisée	<ol style="list-style-type: none"> 1. Faire en sorte que les prix des « prosumers » et ceux des consommateurs soient alignés. 2. Dégrouper les prix des produits et services (énergie, réserves, ajustement, accès réseau) pour révéler des raretés respectives 3. Faire financer certains éléments du produit-électricité (sécurité) par une redevance de capacité
Régulation des GRD	Inciter à l'investissement en <i>smart grids</i>	Règlementation incitative (performances, innovation)
Coordination des développements productions et réseaux	Coordonner investissements en réseau et en productions décentralisées	<ol style="list-style-type: none"> 1. Révéler rareté sur les réseaux de distribution par des tarifications zonales 2. Éviter surinvestissement réseau par effacement productions éoliennes 3. Stimuler développement localisé de stockages individuels et d'effacements 4. Laisser les GRD investir en stockage
Entrée des petits producteurs sur le marché	Surmonter l'obstacle de la gestion de risque	<ol style="list-style-type: none"> 1. Les règles d'équilibrage doivent être neutres vis-à-vis de la taille 2. Faciliter les entrées par l'émergence d'agrégateurs de services offerts aux producteurs ENR-Var (sur la fonction de responsables d'équilibre) 3. Option radicale : recourir à un système de contrats CfDs avec l'État

Tableau 1. Éléments critiques du *market design* dans le paradigme décentralisé idéalisé

Inspiré de F. Roques. « Market Design for High Shares of Renewables : Is radical change required ? », Présentation au CEEM Workshop Market designs for low-carbon electricity generation. Université Dauphine. 14 mars 2017, p. 21

• **Mettre productions centralisées et décentralisées sur le même plan**

Pour que ce modèle décentralisé fonctionne de façon efficiente, les productions, comme les services offerts au niveau décentralisé doivent concourir sur une base équitable avec les productions et les services offerts au niveau centralisé. Ceci nécessite une série d'amélioration de l'architecture de marchés permettant de révéler les coûts des différents services et les raretés diverses sur les réseaux avec des granularités temporelles et spatiales très fines non seulement au niveau du transport mais aussi de la distribution, car c'est à ce niveau que s'intègrent la majorité des unités de production ENR, avec des impacts locaux marqués sur de nouvelles congestions. Bien des aspects de l'efficience économique dépendent des configurations locales des réseaux et des localisations des productions et

des consommateurs. Des nouveaux enjeux d'arbitrage de long terme émergent, comme celui entre l'effacement des productions d'éoliennes ou de fermes PV et la construction de nouvelles lignes dans des zones du réseau congestionnées, comme on commence à le pratiquer dans certains pays européens (Irlande, Danemark). Il en sera de même si les agrégateurs parviennent à concentrer suffisamment de contrats d'effacement dans une zone proche d'un point de congestion pour en tirer une valeur élevée sur la plateforme de marché locale, ou encore si les opérateurs de réseau sont autorisés à construire des unités de stockage dans ces mêmes zones, ce qui pour l'heure, irait à l'encontre des principes « bruxellois ».

- **Limiter les abandons d'économies d'échelle et de coordination**

La représentation du paradigme décentralisé, qui repose sur une idéalisation des potentialités économiques de la production distribuée et des nouvelles coordinations techniques au niveau de la distribution ignore en particulier la perte des économies d'échelle et de coordination qu'impliquent les développements de production décentralisée et individuelle à partir d'unités de petite taille et à production non pilotable. En prenant le cas de diffusion à grande échelle du modèle du *prosumer* (qui est un producteur individuel par solaire PV et un détenteur de batteries pour stockage), on peut montrer que ce type de déploiement technologique présente des désavantages au regard de l'efficacité collective si les batteries décentralisées des *prosumers* sont utilisées de façon purement individuelle, alors que les coûts de système de ces productions ENR-Var par PV seraient plus bas si les batteries décentralisées étaient opérées d'une façon coordonnée et compatible avec la gestion d'ensemble de l'équilibre du système (Schill et al., 2017). De nouvelles coordinations impliquant les producteurs décentralisés devront permettre d'éviter ce type de perte d'efficacité.

- **Différencier les produits et services associés à la production et la garantie de fourniture**

Il serait nécessaire d'envoyer aux nouveaux acteurs décentralisés et aux consommateurs des signaux de prix détaillés par produits et services qu'ils utilisent implicitement en consommant un kWh d'énergie électrique. Le produit électricité qui est vendu par le fournisseur regroupe la fourniture de puissance (kW), d'énergie (kWh) et de qualité du signal (en tension, fréquence, continuité) à chaque emplacement localisable sur le réseau de distribution. Il offre à ses clients un groupage de ces services qu'il achète au gestionnaire de réseau qui se fournit de son côté en services d'ajustement et réserves (services auxiliaires) sur les mécanismes d'ajustement et de réserves afin d'assurer l'équilibre du système. Il achète aussi une assurance de garantie de fourniture de long terme par le paiement de contrats de capacité passés avec tous les producteurs. En fait les clients n'ont

aucune idée de l'existence de tous ces services puisqu'ils ne les voient pas.

Dans le paradigme décentralisé idéalisé, il faudrait que les consommateurs et les candidats à l'autoproduction paient à part certains de ces attributs qui vont rencontrer dans le temps des situations de rareté afin qu'ils participent à l'ajustement du système en recevant des signaux de rareté par les prix. Pour ce faire il faudrait que chacun des produits et services soit payé au niveau géographique pertinent pour prendre en compte les congestions sur le réseau de distribution. De façon symétrique, certains frais de réseau devraient être ciblés du côté des offreurs de services de flexibilité et de certaines productions décentralisées pour fournir des signaux corrects de localisation par rapport aux besoins. Un scénario qui serait très défavorable en termes d'efficacité économique, mais politiquement possible, serait le maintien du groupage des prix de tous ces produits et services dans un prix volumétrique, ce qui occulterait les différences de valeurs de ses composants dans l'espace et le temps réel. La vérité des coûts et la révélation des raretés aux consommateurs et aux producteurs décentralisés en seraient irrémédiablement affectées, ce qui est d'autant plus problématique que les productions décentralisées par ENR-Var créent des problèmes locaux de congestion sur le réseau de distribution.

- **Éviter les règles aux effets de distorsion**

Les règles en place peuvent conduire à des entrées inefficaces d'agrégateurs. En principe la valeur de l'agrégation d'un service lui est intrinsèque et indépendante du contexte réglementaire car elle se base sur les économies d'échelle et d'envergure, qu'un agrégateur de service exploite pour asseoir son modèle d'affaires de façon stable (Pérez-Arriaga et Bruger, 2016). C'est le cas des détaillants dans les systèmes actuels libéralisés car, comme déjà dit, leur fonction principale est d'agréger les achats de gros pour leurs clients et de gérer les risques financiers associés. C'est aussi le cas des agrégateurs d'effacement capables de faire des offres sur les marchés de gros. Mais il est des cas où

la valeur dégagée par l'agrégateur repose sur des règles distorsives et des défauts de réglementation ou de *market design*. C'est le cas des règles d'allocation des coûts d'équilibrage et d'achat de services d'équilibrage quand elles ne s'appliquent pas à tous les producteurs (notamment les ENR-Var). C'est aussi le cas de l'agrégation des effacements, lorsqu'il n'y a pas de remboursement des fournisseurs d'énergie pour la perte de recettes entraînées par l'effacement des consommations de leurs clients par l'agrégateur pendant les heures de pointe.

C'est encore le cas de l'imperfection des signaux de prix de transport et de distribution en termes de répartition inefficace des charges de transport et de distribution entre énergie transmise et puissance souscrite. Le cas type est celui du *net metering* pour les « prosumers » qui produisent partiellement l'électricité qu'ils consomment. (Au passage, on estime en Allemagne que le « prosumer » qui détient un stockage par batterie est tout de même obligé d'acheter au système au moins 50 % de l'électricité qu'il consomme sur l'année). En effet les tarifs volumétriques entraînent une subvention significative qui incite le consommateur à agréger à sa demande individuelle et une autoproduction par PV, le montant subventionné étant à la charge des simples consommateurs qui utilisent normalement le réseau. Les incitations des communautés d'énergie à se constituer autour du projet d'autoproduire en partie leur énergie électrique pour leurs membres repose aussi sur le même type d'effets de distorsions des tarifs de réseau. La solution est alors de définir des tarifs alignés sur les coûts liés à la puissance et non au volume transmis, en ajoutant pour bien faire le remplacement de leur compteur standard par un compteur horaire pour qu'ils procèdent à leurs arbitrages par rapport aux prix en temps réel.

- **Le paiement des services d'un bien commun**

Les tenants du paradigme décentralisé font l'impasse sur la problématique du paiement du bien commun que constituent les réseaux modifiés par le développement d'infrastructures numériques et l'installation de nouvelles plateformes de marché à ce niveau. Un tel système

est la condition pour que toutes les parties (producteurs décentralisés, auto-consommateurs, intermédiaires-agrégateurs, fournisseurs) puissent échanger des produits et des services. La représentation du paradigme décentralisé ignore que la production distribuée nécessite d'installer de nouvelles lignes de distribution et de transformer le réseau de distribution en réseau actif avec des investissements appropriés. Il faudra pour ce faire inciter les propriétaires de réseaux de distribution à procéder aux investissements de modernisation, alors que la réglementation des tarifs de distribution qui se fait principalement par alignement sur les coûts est peu incitatrice. La réglementation doit être basée plus clairement sur les performances de qualité de service et d'innovations alors que les investissements présentent des risques plus élevés. Le calcul des tarifs doit se baser sur une projection pluriannuelle de revenus et des mécanismes récompensant les investissements qui permettent des réductions de coût et facilitent les nouvelles transactions commerciales (Jenkins et Pérez-Arriaga, 2017). Par ailleurs la structure des tarifs de distribution, déjà restructurée en privilégiant le paiement à la puissance, devrait également inclure des éléments de différenciation par zones pour envoyer des signaux de localisation en relation avec les congestions des systèmes de distribution.

- **Le contrôle de la sécurité des données**

Pour qu'un nouveau système émerge, il faut favoriser l'accès aux données pour faciliter les entrées, mais le grand souci qui surgit immédiatement est de les sécuriser. L'accès aux données est indispensable pour les gestionnaires de réseau, les fournisseurs et autres agrégateurs pour disposer des données de consommation en temps réel et exploiter pleinement le potentiel des compteurs intelligents. Mais en parallèle l'activation de l'intérêt des clients pour leur consommation et leur facture, via l'action des agrégateurs ou des fournisseurs, nécessite leur protection en matière d'accès aux données des premiers. Il convient de légiférer afin de spécifier les conditions de mise à disposition sécurisée et « anonymisée » des données à caractère personnel ou des informations

commerciallement sensibles. En particulier l'approbation des consommateurs doit être obligatoire. Les régulateurs devront être aussi attentifs aux risques de manipulation des clients, via les possibilités offertes par l'Internet des Objets et l'intelligence artificielle qui lui est associée, de mettre en place des instruments de surveillance et de manipulation. Les questions de cybersécurité ne devront pas être sous-estimées. L'accessibilité à distance, via des plateformes en Open Data ouvre les possibilités d'intrusions et les données sensibles devront être cryptées pour des raisons de confidentialité. Les *smart grids* pourront aussi faire l'objet de cyberattaques car les technologies d'information sous-jacentes aux réseaux d'information associés sont vulnérables.

- **Les limites intrinsèques de la coordination de long terme par le seul marché**

Au bout du compte, le problème-clé qui va se poser dans le modèle décentralisé est la capacité des agents décentralisés à investir dans les unités de productions décentralisées et dans les ressources de flexibilité, qu'ils soient des petits producteurs spécialisés, des auto-consommateurs, des agrégateurs de service ou même des entreprises recomposées autour de nouveaux métiers. Gérer les risques d'investissement sur la base de revenus très variables sur les différents compartiments de marchés (énergie en *day ahead*, énergie en infra-journalier, réserves, services auxiliaires) au niveau décentralisé des plateformes de marché et au niveau centralisé du marché de gros résiduel, constituera un défi très important, surtout pour des équipements à CAPEX élevé comme le sont les unités ENR et les batteries. La solution serait le recours aux arrangements de long terme à revenus garantis par les États, comme c'est le cas actuellement, ce qui tournerait totalement le dos à l'esprit très libéral du paradigme décentralisé.

Un autre problème, rarement discuté jusqu'ici, est l'interface à établir entre les plateformes de marché et les marchés de gros qui subsisteront au niveau central pour réguler les transactions du système résiduel, interface qui ne peut manquer d'être particulièrement complexe. On aborde cette question dans la section

suivante, mais depuis un autre point de vue d'où l'on considère que les systèmes décentralisés ne seront qu'un complément du système centralisé au sein duquel les transactions n'étaient jusqu'à présent organisées qu'au niveau central.

3. Des possibilités d'amélioration du régime de marché hybride

Au cours de la dernière décennie, le régime centralisé de marché électrique des industries électriques a basculé vers un régime de marché hybride pour organiser la décarbonation du système électrique principalement à partir d'ENR à apports variables (éolien terrestre et maritime, PV), et pour maintenir la garantie de sécurité de fourniture (Roques et Finon, 2017 ; Hansen et Percebois, 2017). Cette dernière fonction vise à cette garantie en toute situation via l'adéquation de capacité, et, nouveauté, en incitant au développement des ressources de flexibilité pour faire face à la variabilité des productions ENR développées à grande échelle. Sans pour autant amener un basculement déterminant de l'architecture de marchés vers le paradigme décentralisé, les innovations dans le numérique ouvrent la possibilité de compléter les régulations techniques et économiques en ajoutant un nouvel étage de régulation technique au niveau décentralisé et en articulant cette régulation à une plateforme de marché où les produits de flexibilité sont échangeables avec le GRD.

3.1. L'adjonction de « briques » décentralisées à l'architecture de marchés

Le changement principal entre le régime initial de marché établi dans les années 1990 et le régime hybride actuel concerne la coordination de long terme. Dans le premier celle-ci se fondait sur des signaux de prix du marché tandis que, dans le second, elle repose sur une planification des capacités articulée à des enchères de contrats à long terme avec l'État ou des entités réglementées pour passer sur ces derniers le risque d'investissement (voir tableau 2). Amorcés par l'extension des tarifs d'achat qui servaient à la fois à subventionner les producteurs ENR et à garantir leurs revenus à long terme, ces

	Régime du marché au niveau centralisé	Régime hybride marché/planification au niveau centralisé
Coordinations de court terme <ul style="list-style-type: none"> • Dispatch économique • Dispatch des services d'ajustement et de réserve offerts au GRT 	Décisions décentralisées à partir des prix horaires du marché de gros Mécanismes de marché centralisés ad hoc	Décisions décentralisées à partir des prix horaires du marché de gros Mécanismes de marché centralisés ad hoc
Coordination de long terme <ul style="list-style-type: none"> • Incitation à l'investissement des acteurs de marché 	Décisions à partir d'anticipations des prix des marchés de gros	Planification & enchères centralisées pour contrats de long terme « <i>de-risking</i> »

Tableau 2. Les caractères-clés du régime de marché et du régime hybride

arrangements de long terme sont rendus nécessaires par l'importance des CAPEX des technologies bas carbone et ENR. Leur nécessité s'est accrue par les conséquences du forçage des entrées des capacités ENR-Var à coût variable nul, car elles conduisent à une volatilité accrue des prix horaires, et à une baisse significative des prix de marché et des quantités produites par les équipements du système résiduel, notamment les équipements venant en « backup » des productions ENR-Var et les équipements de pointe. De ce fait les *markets designs* sont de plus en plus nombreux à inclure un mécanisme de capacité rémunérant la puissance de ces équipements par des contrats attribués par enchères, certains de ces mécanismes allant même jusqu'à attribuer des contrats de long terme pour les nouveaux équipements comme au Royaume-Uni et prochainement en France.

Le rôle du marché se concentre dans le régime hybride sur les seules coordinations de court terme et du temps réel, avec le paradoxe apparent de les voir s'approfondir. En effet l'importance croissante des productions variables dans le système rend nécessaire l'approfondissement des marchés infra-journaliers, en temps réel (ajustement) et de réserve, ainsi que la mise en place d'une tarification zonale du transport pour donner une indication sur les coûts de système attaché à une localisation, comme on le voit avec les propositions actuelles du paquet de directives « Clean Energy for All ». Les producteurs ENR sont

rendus « responsables d'équilibre », c'est-à-dire redevables des coûts d'ajustement du système qu'ils entraînent à l'échelle de la journée en devant faire correspondre leurs annonces de production avec leurs injonctions dans le système à l'heure de livraison ; à ce titre rendus responsables, ils créent une large partie de la demande de services de flexibilité par leurs achats sur le marché infra-journalier près de l'heure de livraison.

Dans ce régime hybride qui doit beaucoup aux exigences imposées par les politiques de décarbonation basées principalement sur le soutien au développement des ENR-Var, les innovations dans le numérique ouvrent des possibilités de nouveaux développements dans les secteurs électriques libéralisés des pays de l'OCDE, sans que soit mise pour autant en question la dominance des technologies de grande taille et la coordination technique centralisée. L'ampleur de ce qui peut être mobilisé pour la flexibilité d'ensemble du système au niveau décentralisé (effacement des pointes de consommation, stockage, rampes rapides, services auxiliaires) ne doit pas être surestimée. Selon beaucoup, le développement de la flexibilité à hauteur des besoins créés par le développement à grande échelle des ENR-Var se résoudra principalement par la mobilisation de ressources centralisées avec des unités de production flexibles. De façon plus générale, l'avantage des économies d'échelle et de coordination du système centralisé n'est pas près de s'effacer devant le faible coût-avantage des

productions ENR décentralisées développées à grande échelle. Le mouvement de déploiement des ENR porte d'ailleurs autant sur les équipements ENR de grande taille comme l'éolien offshore et une bonne partie des projets éoliens terrestres et de fermes PV, que sur des équipements décentralisés, communautaires ou individuels. De plus les technologies centralisées sont loin d'avoir dit leur dernier mot, que ce soit pour la production de base ou pour assurer le *back up* des productions ENR à apports variables depuis le niveau central.

Ceci dit, le numérique et la digitalisation ouvrent la possibilité de gérer une partie de l'équilibre du système au niveau des réseaux de distribution par le pilotage à ce niveau du recours aux ressources de flexibilité (effacement, stockages individuels, agrégation de services systèmes des producteurs décentralisés, etc.). Ils améliorent les possibilités de contrôle des réseaux de distribution et leur gestion automatisée pour intégrer de façon techniquement efficace les productions décentralisées ENR-Var, et faciliter l'agrégation locale de services de flexibilité dans le potentiel diffus des consommateurs, des *prosumers* et des véhicules électriques. Il faudrait pour ce faire que les règles installant les distributeurs dans leur nouveau rôle de coordinateur technique soient rapidement mises en place et bien articulées avec de nouvelles règles de marché qui permettraient aux GRD de se fournir en produits et services sur des plateformes de marché au niveau décentralisé, comme on est en train de le faire sur le marché du New York ISO (voir plus loin). La généralisation des *smart grids* ne facilitera le déploiement des services d'agrégations de ressources de flexibilité que si de nouvelles règles de marché permettent une valorisation sur les marchés centralisés, comme plateformes de marché qui seront créées au niveau des différents distributeurs.

3.2. L'interface des plateformes de marché et du marché de gros

L'approfondissement du *market design* au niveau décentralisé doit consister non seulement à mettre en place des plateformes de marché,

mais aussi à définir des interfaces précises et claires avec les marchés au niveau central. Un récent rapport de l'IAE procède à la recension des nombreuses questions qui se posent pour définir des interfaces pertinentes entre niveaux de marché (IEA, 2016), notamment à partir de l'expérience pionnière de la réforme du marché de l'État de New York (la *Reforming the Energy Vision initiative*) qui vise à mobiliser de façon économique le maximum de ressources décentralisées, pour améliorer l'économie d'ensemble du système (Bade, 2016 ; New York Public Service Commission, 2017¹). De façon générale les concepts envisagés ici et là confient au gestionnaire du réseau de distribution la gestion de la plateforme de marché créée dans la zone de desserte de ce GRD. Cette plate-forme doit générer des prix du marché locaux pour l'énergie et les différents services et pouvoir les remonter aux différents points de contact de son réseau avec le réseau central dans le cas idéal où il y aurait participation conjointe de toutes les ressources du niveau décentralisé aux différents compartiments du marché de gros du niveau central. Mais malgré l'augmentation de leur puissance de calcul, les ordinateurs n'ont pas encore la capacité de le faire. Comme l'IEA et le Council of European Energy Regulators l'ont étudié (IEA, 2016 ; CEER, 2017), deux options principales sont envisageables pour contourner cette impossibilité.

- La première option consiste, pour chaque plate-forme de marché décentralisée, à agréger les offres et demandes de productions et de puissance des différents acteurs, et de ne faire participer au marché de gros que les puissances agrégées nettes et les offres nettes d'énergie, qu'il faudrait soit importer, soit exporter depuis les points de connexion. Les distributeurs qui gèrent chacun de leur côté une plateforme de marché seraient alors les seuls

1. La plateforme en cours de mise en place par le New York ISO ne comporte pas moins de 13 produits venant d'offres qualifiés. On citera les services suivants : support de tension, puissance réactive, réserves tournantes à 10' et 20', service de black start, service d'effacement valant une réserve tournante non synchronisé, service d'effacement-efficacité énergétique, etc.

acteurs impliqués depuis l'aval dans les marchés de gros de l'électricité pour leurs offres à chaque point de connexion. Mais ce modèle simplificateur contrarie les plus libéraux, car les offreurs du niveau décentralisé sont exclus du marché de gros.

- Une seconde option qui est celle choisie par l'ISO de New York, est de permettre la participation conjointe des producteurs et des ressources décentralisées dans une zone au marché de gros et à la plate-forme locale de marché décentralisé de la zone. Celle-ci permet d'activer les ressources développées par les fournisseurs de détail et les agrégateurs pour répondre aux besoins d'équilibrage du réseau de distribution, en plus de la participation de ces ressources aux marchés de gros de l'électricité. Le système de prix nodaux du New York ISO dont l'ensemble correspond approximativement à celui des points de contacts des réseaux de distribution avec le réseau de transport assure la mise sur le même pied des ressources centralisées et décentralisées. En pratique, il faut que les offres qui sont soumises par les ressources décentralisées sur les marchés de gros le soient avec des indications de leur localisation. L'agrégateur qui peut participer à la fois aux deux niveaux doit définir ses offres par rapport à un point précis du réseau du distributeur, sachant que, s'il opère dans plusieurs zones, il ne faut pas que ses offres au niveau centralisé agrègent des services collectés dans des zones différentes.

Sans détailler plus avant les nouvelles règles du marché du New York ISO, ce début de description met en évidence la complication croissante de la coordination entre les niveaux centralisé et décentralisé. Avec des réseaux de distribution actifs, leur fonctionnement basé sur la coordination technique des ressources raccordées ne peut que modifier chaque heure les puissances et les quantités d'énergie et de services annoncées pour envoi au système de transport aux échéances successives du marché infra-journalier et du temps réel avant l'heure de livraison. Les effacements de charge commandés par les distributeurs dans leur zone de service réduiront la charge appelée prévue sur le marché de gros. Des mises à jour continues

de l'information sur ce marché seront donc nécessaires. À l'inverse les ressources décentralisées qui préféreront participer aux marchés de gros à certains moments pourront de leur côté créer des problèmes de congestion sur les réseaux de distribution concernés. Pour l'éviter il faudrait que des signaux de rareté sur le réseau de distribution soient envoyés dans les délais voulus aux offreurs de ces services, ce qui n'est pas envisagé dans le système très complexe du New York ISO. En fait il faudrait des marchés de court terme très détaillés et une granularité géographique et temporelle très fine pour assurer une coordination efficace entre les ressources décentralisées et centralisées.

On conviendra qu'organiser un marché combinant des plateformes de marché décentralisé et des marchés de gros de plusieurs compartiments est un véritable défi réglementaire. Certains dans l'État de New York s'interrogent sur la faisabilité d'une telle réforme, en se demandant si la coordination technique à tous les niveaux du système peut reposer de façon efficace sur les prix des produits et services échangés sur les différents compartiments des marchés décentralisés et centralisés. Les différents opérateurs, dont les agrégateurs potentiels, s'interrogent aussi sur la viabilité de leur modèles d'affaires, car leurs revenus seront volatiles et incertains, et les risques d'investissement difficiles à maîtriser. En tout cas les tenants du paradigme décentralisé auront bientôt la possibilité d'observer l'expérience des plateformes de marché décentralisé mises en place actuellement par le New York ISO, si tant est que leur foi enthousiaste dans l'utopie décentralisée ne les incite pas à s'intéresser aux faits.

Conclusion

La vision prospective d'un basculement du secteur électrique vers le paradigme décentralisé n'est en aucune façon une représentation frappée au coin du bon sens. Sans doute doit-on s'enthousiasmer devant le jaillissement de « mille fleurs » sur nos maisons et dans nos territoires, qui participe à la remise en question de notre capitalisme productiviste. Sans doute doit-on s'enthousiasmer avec les libéraux de voir les consommateurs d'électricité enfin placés au cœur des marchés, et des start-up dynamiques venir nous aider à gérer nos consommations, à revendre nos effacements de charge, nos déstockages et nos surplus de production PV sur les marchés. Mais de là à suivre certains idéalistes de la transition énergétique qui nous disent : « nous n'exigeons rien de plus des gens qu'un changement de paradigme. C'est dans les têtes qu'il doit avoir lieu. Sinon la transition énergétique dans l'électricité va échouer », il y a un gouffre. Les myriades d'autoconsommateurs PV et les communautés d'énergie ne se développent que sur la base de distorsions tarifaires sans prise en compte des coûts qu'ils entraînent pour le système et qui sont implicitement transférés sur les consommateurs. Confrontés aux réalités complexes du secteur électrique, tous les praticiens, notamment ceux qui s'aventurent dans les métiers de l'agrégation et des services énergétiques, ne sont pas dupes.

Face aux possibilités ouvertes par les innovations, la problématique pertinente est la recherche des adaptations possibles qui apporteraient des gains d'efficacité au système d'ensemble, et non pas des avantages à certains acteurs au détriment des autres. Il n'y a pas de solutions institutionnelles simples pour qu'à côté des producteurs ENR-Var qui continueront à être largement aidés, tous les autres acteurs soient gagnants. On pourra sans doute tirer des gains d'ensemble en rendant plus active une partie de la demande, via l'intermédiation des agrégateurs, et d'organiser au niveau décentralisé une partie de l'équilibrage du système ébranlé par le forçage de l'entrée d'ENR-Var à tous les niveaux. La réflexion prospective sur le sujet serait déjà plus simple si les différentes idéologies

qui parasitent le débat étaient mises un temps de côté pour laisser place à la réalité et aux faits. Ainsi, pour aborder les différents problèmes qui sont posés au régulateur au niveau de la distribution par les producteurs ENR-Var, les autoconsommateurs, les véhicules électriques, etc., seule une approche d'ensemble sera pertinente pour corriger les règles distorsives comme la tarification volumétrique et pour définir une régulation efficace des tarifs de réseau, sans isoler un type d'acteurs sous des pressions politiques visant à le privilégier.

RÉFÉRENCES

- Anaya K., Pollitt M., 2016. "Can Current Electricity Markets Cope with High Shares of Renewables? A Comparison of Approaches in Germany, the UK and the State of New York". *The Energy Journal*. Vol.37, p.69-88.
- Bade G., 2016. "REV could transform utility business models in New York". *Utility Dive*
- Beeker E., 2017. *Énergie centralisée ou décentralisée ?* Note de France Stratégie, Janvier 2017.
- Burger C., Weinmann J., 2016 "How the 'Big Beyond' will change business models of utilities?". *Oxford Energy Forum*. Février 2016. n° 104, p. 9-11
- Faruqui A., Sergici S., 2009. "Household response to dynamic pricing of electricity: A survey of the experimental evidence," January 10, 2009.
- http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2009/The%20Power%20of%20Experimentation%20_01-1109_.pdf
- Hansen J.P., Percebois J. 2017. *Transition(s) électrique(s). Ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire*. Paris, Éditions Odile Jacob.
- IEA (International Energy Agency), 2016. *Repowering markets: Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems*. Paris : Éditions OCDE-IEA.
- Jenkins J., Pérez-Arriaga I., 2017. "Improved regulatory approaches for the remuneration of electricity distribution utilities with high penetration of distributed energy resources". *The Energy Journal*, Vol. 38, n° 3, p. 63-91
- MIT Initiative, 2017. *Utility of the Future, An MIT Energy Initiative response to an industry in transition*. Cambridge (Mass)
- New York Public Service Commission, 2017, *Reforming the Energy Vision Initiative*

<http://www3.dps.ny.gov/W/PSCWeb.nsf/All/CC4F2EFA3A23551585257DEA007DCFE2?OpenDocument>

Newbery D., Pollitt M., Ritz R., Strielkowski W. 2017. *Market design for a high-renewables European electricity system*. EPRG Working Paper 1711. Cambridge: EPRG Working Papers

Perez Arriaga I. et Scott Burger 2016, « Centralized or decentralized? Remove first the regulatory barriers ». *Oxford Energy Forum*. n ° 104, p. 22-24

Pollitt M., 2016. *Business Models for Future Energy Systems*. Presentation to the BIEE annual conference. Oxford, 22 september 2016

Roques F. et Finon D., 2017 « Adapting electricity markets to decarbonisation and security of supply objectives: Toward a hybrid regime? ». *Energy Policy*. Vol 105, p. 584-596

Roques F., 2016. *Market Design for High Shares of Renewables : Is radical change required ?*, Presentation au CEEM Workshop on Market designs for low-carbon electricity generation. Université Dauphine. 14 mars 2017, p. 21

Schill W.P., Zerrahn A., Kunz F., Kemfert C., 2017. « Decentralized solar prosumage with battery storage: system orientation required ». *DIW Economic Bulletin* 12, p. 141-151.

WEC (World energy Council), 2016. *E-storage: Shifting from cost to value 2016 – wind and solar applications*. Londres: WEC Report.

Dominique FINON,

Directeur de Recherche CNRS émérite, est chercheur au Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement (CIRED) du CNRS et de l'EN-



PC. Il a été Conseiller Scientifique de la Chaire European Energy Markets (Paris Dauphine) de 2012 à 2016, directeur du GIS Analyse économique des Réseaux et des Systèmes Énergétiques (CNR, EDF R&D et U. Paris-Sud de 2006 à 2011, et directeur de l'Institut d'Économie et de Politique de l'Énergie (IEPE) du CNRS et de l'Université Grenoble II de 1991 à 2002. Il a été consultant de la Banque Mondiale en 2015-2016 sur la compatibilité des politiques de prix du carbone et des politiques de l'énergie dans les pays émergents et président de l'Association des Économistes de l'Énergie de 2004 à 2008.

S'ABONNER À LA REVUE



Contribuer à une meilleure compréhension des enjeux et des opportunités dans le domaine de l'énergie et partager les meilleures stratégies et politiques pour favoriser la transition vers des systèmes énergétiques plus durables

Je m'abonne pour l'année civile 2018 (6 numéros) à *La Revue de l'Énergie* au tarif de :

- 210 € TTC (France)
- 230 € TTC (Autres pays)

Nom : Prénom :

Société :

Adresse :

Code postal : Ville : Pays :

Téléphone :

E-mail :

- Je joins un chèque à l'ordre du Conseil Français de l'Énergie.
- Je réglerai à réception de la facture.

Date : Signature :

Bulletin d'abonnement à envoyer à :

La Revue de l'Énergie – 12 rue de Saint-Quentin – 75010 Paris – France

Ou à : abonnement@larevuedelenergie.com

Des tarifs réduits existent et sont accessibles sur le site de la revue :

www.larevuedelenergie.com

Les informations recueillies sur ce formulaire sont enregistrées dans un fichier informatisé par *La Revue de l'Énergie* pour la gestion de votre abonnement. Conformément à la loi « informatique et libertés », vous pouvez accéder aux informations vous concernant, les rectifier et vous opposer à leur transmission éventuelle en écrivant à la rédaction à : redaction@larevuedelenergie.com