

## Réinventer la politique énergétique européenne

François Dassa\*

© 52596

***L'Europe de l'énergie doit se réinventer. Ses bases intellectuelles ont plus d'un quart de siècle. Primat du marché, géopolitique de la «fin de l'histoire», convergence des mix énergétiques sous l'action de la concurrence et de règles uniformes : ces trois piliers hérités d'une vision des années 1990 apparaissent chaque jour davantage en porte-à-faux avec les enjeux d'aujourd'hui. L'exigence climatique, le caractère fortement capitalistique des investissements qui lui sont liés comme le retour des délicats problèmes de coordination entre production et réseaux électriques marquent le retour d'importants échecs du marché. La géopolitique bien plus mouvementée qu'escompté remet à l'ordre du jour les enjeux industriels et de souveraineté technologique. Enfin, les contrastes durables dans les mix énergétiques des pays membres invitent à une nouvelle subsidiarité dans la politique énergétique européenne. Après un retour sur les origines conceptuelles de l'Europe de l'énergie, cet article examine le décalage croissant entre les objectifs initiaux et les évolutions récentes et propose quelques solutions pour rebâtir une politique européenne adaptée aux enjeux énergétiques devant nous.***

*«The difficulty lies, not in the new ideas,  
but in escaping from the old ones»  
J. M. Keynes [1]*

La politique énergétique européenne telle que nous la connaissons aujourd'hui plonge ses racines intellectuelles dans une vision du monde d'il y a trente ans.

La première Directive européenne qui initie l'ouverture à la concurrence du secteur électrique en Europe fêtera cette année ses vingt-trois ans. L'*Electricity Act*, au Royaume-Uni, qui démantèle et privatise le monopole intégré de l'électricité et institue une bourse d'échange obligatoire, aura trente ans cet été.

\* EDF (cf. biographies p.104).

Ce texte reprend en large part une intervention aux Journées de l'Économie de Lyon, le 8 novembre 2018, lors d'une session intitulée «Réinventer l'Europe de l'énergie», organisée par Elie Cohen.

Les sources théoriques de ce mouvement sont encore plus anciennes : l'ouvrage économique fondateur de Paul Joskow et Richard Schmalensee, *Markets for Power* [2], a, lui, été publié il y a plus de trente-cinq ans.

Ainsi, l'architecture et l'organisation de nos systèmes électriques en Europe sont-elles fondées sur un paysage intellectuel de plus d'un quart de siècle, structuré autour de trois piliers principaux.

Le premier, c'est le primat quasi absolu donné au marché comme principe d'organisation économique et social. Les échecs de la régulation sont systématiquement mis en avant. Les échecs du marché sont, au mieux, négligés, quand ils ne sont pas passés sous silence. La «main visible» de l'État doit laisser place à la «main invisible» du marché. Certes, dans certains pays, les secteurs énergétiques

présentaient de fortes inefficacités. On pense, par exemple, aux secteurs du charbon et de l'électricité anglais dans les années 1980. La singularité du moment néolibéral à l'œuvre dans les années 1990 a cependant été de «gommer» les difficultés du recours au marché, en particulier dans l'énergie, difficultés pourtant déjà largement documentées dans la littérature économique dès cette époque [3].

Le deuxième pilier, c'est celui d'une géopolitique «heureuse». Une vision illustrée dès l'été 1989 par l'article de Francis Fukuyama, «The End of History?» [4], celle d'une convergence mondiale des sociétés grâce à «l'universalisation de la démocratie libérale occidentale comme forme finale de tout gouvernement humain». Une vision qui s'impose peu à peu sur la scène mondiale, malgré d'intenses débats intellectuels [5], à la faveur de la chute du mur de Berlin et de la désagrégation de l'URSS qui ouvrent la période de «l'hyperpuissance américaine» [6]. Corollaire de cette géopolitique pacifiée et du primat du marché, la mondialisation des échanges allait pouvoir se déployer sans heurt. L'OMC, qui voit le jour en 1995, incarne cette vision d'une globalisation «lisse», à l'abri des interventions des États qu'autorisaient largement les accords du GATT [7]. Dans un tel contexte, les notions de politique industrielle ou de souveraineté économique n'avaient plus guère de sens, remises, au mieux, au rang d'accessoire désuet de l'histoire.

Le troisième pilier, enfin, étroitement lié aux deux précédents, est celui d'une Europe homogène, où les différences héritées de l'histoire avaient vocation à disparaître grâce au développement du marché intérieur. En conséquence, au début des années 1990, la méthode de construction de l'Europe de l'énergie change du tout au tout. On passe d'une approche «par le bas» faite des coopérations et initiatives des opérateurs et des pays, à une construction «par le haut» où une architecture et des modes d'organisations similaires s'imposent à tous de manière uniforme. Jusqu'alors, en effet, la construction d'un système électrique européen interconnecté de

Lisbonne à l'Europe de l'Est s'était faite au travers des collaborations fortes entre les électriciens européens. À la fin des années 1980, l'Europe est à la fois le continent le plus interconnecté au monde, le plus interdépendant, du point de vue électrique, et une zone dotée de systèmes électriques aux logiques d'organisation très diverses, fruits du croisement d'un modèle technico-économique partagé et d'histoires politiques et énergétiques singulières. À partir des années 1990, l'approche européenne «par le haut» va conduire à implémenter un modèle uniforme centré sur le marché et l'*unbundling*, qui remet en cause cette diversité issue de l'histoire et de la géographie humaine et physique des pays membres et laisse peu de place à la subsidiarité.

Sur ces trois dimensions (primat du marché, souveraineté économique et industrielle, subsidiarité), les bases intellectuelles de l'Europe de l'énergie apparaissent désormais en porte-à-faux avec l'évolution des enjeux tels qu'ils se présentent à nous depuis plusieurs années maintenant. Le besoin de revisiter le cadre conceptuel qui a présidé à la construction de la politique européenne de l'énergie se fait en réalité de plus en plus pressant. La question du climat comme la crise de 2008 remettent en cause le primat absolu du marché, invitent à traiter de manière symétrique échecs du marché et échecs de la régulation et plaident pour une nouvelle articulation entre marché et État. Les investissements constituent un enjeu majeur pour l'Europe. Le parc électrique existant doit y être rapidement renouvelé. Par ailleurs, la préservation du climat conduit à de nouveaux échecs du marché, car elle va exiger des investissements beaucoup plus capitalistiques et remet à l'ordre du jour la question de la coordination des investissements dans les réseaux et la production. Dans ce contexte, compléter le marché à court terme par des formes de concurrence organisées et régulées pour l'accès au marché apparaît nécessaire pour répondre à ce défi des investissements (Partie 1). Le rôle croissant des pays émergents et singulièrement de la Chine, la montée des nationalismes et des risques

de guerres commerciales démentent la vision d'une géopolitique pacifiée et d'un monde homogène. Les questions de souveraineté se reposent et, en particulier, celles autour de la maîtrise des technologies de l'énergie et des politiques industrielles associées (Partie 2). Enfin, la convergence espérée des politiques énergétiques des États membres grâce au jeu du marché cède le pas au constat de diversités d'approches durables. Le risque est grand qu'en continuant de nier ces différences, elles finissent par se rappeler à nous par des voies détournées. Il est sans doute temps d'envisager les formes d'une nouvelle subsidiarité dans l'Europe de l'énergie, d'une répartition plus efficace des responsabilités entre les États membres et la Commission afin de permettre aux premiers de vivre leur diversité (marquée) comme une force pour l'Europe (Partie 3).

### 1. Définir un nouvel équilibre entre marché et régulation

Le marché de l'électricité en Europe remplit son rôle pour fournir les signaux d'optimisation de la production à court terme. En revanche, il ne permet plus aujourd'hui de donner les signaux nécessaires aux investissements. De fait, quasiment aucun investissement dans l'Union ne se fait aujourd'hui dans le cadre du marché. Les nouveaux moyens de production sont presque exclusivement construits grâce à des contrats de long terme, au travers d'appels d'offres ou de tarifs de rachat. Le marché, pierre angulaire de l'Europe de l'énergie, n'est ainsi plus en mesure de déterminer les équilibres offre-demande du système électrique à long terme.

Si rien n'est fait, cette situation risque de s'amplifier. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), les coûts complets de production d'électricité en Europe étaient couverts à seulement 60 % par le marché aujourd'hui contre près de 80 % en 2010. Ce taux pourrait passer en dessous de 50 % dès 2025 [8]. Cette situation remet en cause la perspective de développement des moyens de production

à base d'énergies renouvelables (EnR) dans le marché, le maintien de capacités de production existantes ainsi que la capacité à déclencher les décisions d'investissement efficaces lorsqu'elles seront nécessaires.

C'est donc potentiellement un véritable problème de sécurité d'approvisionnement qui s'avance à grands pas en Europe. Plus de la moitié du parc thermique actuel devra avoir été renouvelé à l'horizon 2025-2035 et les investissements associés sont colossaux : plus de 1000 milliards d'euros pour 880 GW de nouvelles capacités sont nécessaires selon l'AIE dans les vingt ans qui viennent pour renouveler les moyens de production existants. Il faut donc agir vite, car, pour le secteur électrique, 2025 c'est demain.

Face à cet enjeu, plusieurs approches sont envisageables.

La première repose sur l'idée que les problèmes à résoudre résident fondamentalement dans un déficit de marché. Pour les tenants de cette approche, il s'agit de «soigner le marché par le marché» et d'instaurer davantage de marché à tous les niveaux. Tout d'abord, en faisant disparaître les plafonds de prix sur les marchés de gros pour assurer qu'à certaines heures les pics de prix pourront octroyer le bon niveau de rémunération des actifs. Ensuite, en exposant de manière croissante les consommateurs finals aux prix de marché en temps réel pour qu'ils puissent participer pleinement aux équilibres entre l'offre et la demande et contribuer à développer des «flexibilités». Enfin, en gérant les congestions réseaux par des prix aux différents nœuds du système électrique pour révéler là où il faut investir [9].

Ce prisme est celui, notamment, de la Commission européenne et force est de constater que l'Europe est peut-être l'une des rares régions où il domine. De fait, à l'échelle mondiale, plus des trois quarts des investissements énergétiques sont faits en dehors du marché. Pour les investissements du secteur électrique, ce chiffre atteint près de 95 % [10].

Cette intensification du rôle du marché se heurte cependant à plusieurs difficultés majeures.

En premier lieu, des obstacles sociopolitiques liés à la suppression des plafonds de prix sur les marchés de gros : cela signifierait, en effet, accepter que, à certains moments, les clients aient à payer leur électricité de l'ordre de 20 000 €/MWh.

Des obstacles pratiques, ensuite, liés à la multiplication des prix aux nœuds du système électrique : instaurer de tels prix locaux limite *de facto* la taille du marché aux zones congestionnées. Ce faisant apparaissent des pouvoirs de marché locaux qu'il s'agit de contrôler. Dans les zones où de tels prix aux nœuds existent, éviter ces pouvoirs de monopole locaux revient, en pratique, à reréguler les producteurs locaux. Par ailleurs, ces systèmes ont été conçus pour un nombre limité de nœuds. Avec le développement des EnR variables, le nombre de nœuds et de congestions pourrait augmenter de manière très significative. *In fine*, le système reviendrait donc à reréguler *ex post* un très grand nombre d'installations très diffuses sur le territoire, posant clairement la question de l'efficacité d'un tel système par rapport à une régulation plus légère *ex ante* des investissements.

Enfin, cette approche se heurte à des obstacles économique-politiques. La transition énergétique va demander des investissements importants EnR. La logique de marché généralisée suppose une rémunération de ces moyens intégralement réalisée par le marché. Plusieurs éléments invitent à penser que cette perspective a peu de chance de voir le jour. Soumettre les investissements EnR au risque de marché aurait comme implication d'augmenter, toutes choses égales par ailleurs, les coûts complets de ces moyens. En outre, appliquer à ces investissements une pure logique de marché conduirait à en limiter les volumes par rapport aux objectifs de l'Union en raison de la baisse de la valeur des kWh produits par les EnR variables avec leur taux de pénétration sur le marché. Compte tenu des objectifs

de l'Union et des États membres en matière de développement des EnR, il est donc probable que les investissements EnR demeurent, au moins pour une part significative, régulés. C'est alors la rémunération des autres investissements dans le mix électrique qui poserait problème : à la fois très capitalistiques et rendus plus aléatoires dans un système à forte pénétration d'EnR variables, on peut anticiper de réelles difficultés à déclencher les investissements nécessaires sans dispositif complémentaire au marché.

La solution semble alors plutôt à rechercher du côté de décisions d'investissements régis par des contrats de long terme établis à partir de procédures concurrentielles comme, par exemple, des appels d'offres. Les autres compléments au marché envisageables, comme les marchés de capacité ou les contrats de long terme (PPA) librement négociés entre producteurs et consommateurs, ne paraissent pas, en effet, en mesure de répondre aux enjeux. Si les mécanismes de capacité permettent de donner un peu plus de visibilité aux acteurs pour qu'ils maintiennent les moyens de production nécessaires à la sécurité d'alimentation, leur horizon limité dans le temps rend bien moins évident leur effet utile sur les décisions d'investissement. De son côté, la généralisation de contrats bilatéraux comme les PPA qu'on peut rencontrer aux États-Unis reste peu crédible pour assurer les 1 000 milliards d'euros d'investissement nécessaire en Europe d'ici 2040.

Reste alors l'option de confier à un tiers le rôle de compléter le marché de gros à court terme. Sur la base d'une vision du mix cible, ce tiers organise des procédures concurrentielles qui permettent de maîtriser les coûts, éviter les surcapacités et veiller à une bonne coordination entre investissements réseau et production. À l'issue de cette mise en concurrence, il permet aux investisseurs d'obtenir des contrats de long terme pour assurer la rémunération des nouveaux moyens. Il ajuste le pilotage selon les trajectoires de demande et celles de coûts des filières technologiques pour l'adapter aux évolutions du contexte.

Ce mode de régulation a été mis en œuvre avec succès dans le début des années 2000 au Brésil ou en Ontario, avec des adaptations progressives, mais sans remise en cause au fond.

Ce dernier modèle ne nie pas les vertus de la concurrence, mais articule plus sûrement le court et le long terme en reposant sur une concurrence *pour* le marché, celle organisée pour l'obtention de contrats long terme, en complément d'une concurrence *dans* le marché, sur le marché de gros, qui a fait la preuve de son efficacité pour assurer le dispatching économique de court terme des moyens de production sur la plaque européenne.

Ce mode d'organisation permet de prendre acte d'un changement profond des enjeux auxquels l'Europe doit faire face et du paysage technologique associé. Les moyens de production d'électricité que souhaite développer l'Europe, ceux de la transition énergétique, ne sont plus les cycles combinés à gaz des années 1990, peu capitalistiques et donc bien adaptés au marché. La transition énergétique demande, au contraire, d'investir dans des moyens très capitalistiques et à durée de vie longue qui ressortent mal d'une logique de marché : efficacité énergétique, EnR et moyens pilotables bas carbone (stockage, nucléaire, biomasse ou encore CCS).

De manière intéressante, Paul Joskow parvient, dans un récent article [11], à des résultats similaires. Au terme d'une longue analyse, le théoricien de l'ouverture à la concurrence des secteurs électriques conclut ainsi : «Le recours durable aux subventions, à des obligations de quotas de production, à des obligations d'achat, etc. pour la production intermittente est tout simplement incompatible avec le recours au marché pour le reste du portefeuille de moyens de production. Les quotas, subventions et contrats obligatoires ont vocation à se généraliser dans la mesure où le marché n'est pas en mesure d'assurer la conservation ou la construction adéquate des capacités de production et de stockage nécessaires à la gestion de l'intermittence. Nous pourrions

bien être confrontés à une telle situation plus vite que nous ne le pensons. Cela demande de développer un marché séparé des contrats à long terme qui permette d'attirer les investissements nécessaires au mix qui se voit de plus en plus défini par les politiques plutôt que par le marché».

## 2. Redéfinir les outils de la politique industrielle

La transition énergétique modifie profondément la géopolitique de l'énergie. Celle-ci va progressivement se déplacer de la détention des ressources fossiles (pétrole, gaz et charbon) à la maîtrise des technologies zéro carbone, voire à la détention des nouveaux matériaux stratégiques (terres rares, cuivre, fer, etc.). Si pour le pétrole l'OPEP représente environ 40 % de la production mondiale, la Chine représente à elle seule 88 % de l'offre de terres rares, mais également 70 % de la capacité mondiale de production de cellules photovoltaïques et 50 % de la capacité mondiale de production d'éoliennes.

Sur ce front, l'Europe est en passe de perdre la main. La plupart des panneaux installés en Europe sont importés et l'industrie européenne du photovoltaïque a quasiment disparu ; celle de l'éolien subit une forte pression asiatique. D'une manière générale, l'écosystème industriel européen de l'électrotechnique est en repli. La plupart des grands groupes sont dans une situation difficile accompagnée par de longues restructurations voire un passage sous pavillon non européen. Sur les batteries, les technologies sont aussi largement importées d'Asie avec une montée très rapide de la Chine : plus de 99 % des bus électriques dans le monde sont en Chine, avec plus de 100 000 nouveaux bus électriques sur l'année 2017 contre seulement 1 000 dans toute l'Europe. Au total, il y a un fort risque que l'Europe passe d'une dépendance aux hydrocarbures à une dépendance industrielle qui pose question dans une géopolitique beaucoup plus mouvementée que celle escomptée dans les années 1990.

La situation est-elle irréversible? Sans doute pas, comme tendent à le montrer les débuts d'initiatives européennes sur les batteries, même si le rejet du rapprochement Alstom-Siemens suscite bien des interrogations. Encore faut-il bien prendre en considération l'ampleur de la tâche, en particulier en France, pays où le niveau de désindustrialisation pose des problèmes particulièrement délicats.

Si on analyse les écarts de coûts entre un panneau photovoltaïque fabriqué en France et le même fait en Chine, on est face à un double constat.

Le premier, c'est celui d'une opportunité. Les écarts de coût, en effet, ne proviennent plus du coût du travail : toutes les chaînes de production sont automatisées en Chine aujourd'hui. Elles le seraient tout autant en France.

Le second constat, c'est que les écarts de coûts proviennent de deux facteurs. Tout d'abord, des effets de taille, avec des usines de quelques dizaines de MW en France et plutôt de l'ordre du GW en Chine, soit un écart d'un facteur 100. Sur ce point, on peut agir en ayant une visibilité suffisante sur la taille des marchés et donc sur les bonnes politiques publiques associées qui permettent d'envisager la construction de *giga-factories* similaires à celles que l'on trouve en Chine. Le second facteur tient aux intrants (verre, acier, polymères, etc.) systématiquement plus chers en Europe qu'en Chine, souvent de manière sensible. Il y a plusieurs raisons à cela. Le coût du travail joue ici un rôle avec des industries amont qui connaissent souvent un déficit d'investissement dans l'automatisation et la robotisation. La taille des usines de ces fournisseurs est aussi souvent plus faible que celle de leurs alter ego chinois. Enfin, la perte de densité du tissu industriel amont renchérit les coûts des intrants : en Chine, dans un rayon de 500 km autour d'une usine de production, on a souvent plusieurs fournisseurs d'intrants, en compétition entre eux. Ce n'est plus le cas en Europe.

Construire des *giga-factories* sur lesquelles se concentrent souvent les débats européens est donc une condition nécessaire, mais pas suffisante pour permettre à l'Europe de répondre aux nouveaux enjeux industriels de la transition énergétique face aux émergents et au renforcement de la politique industrielle des États-Unis. Une politique globale sur le long terme, soucieuse de l'ensemble de l'écosystème industriel amont, apparaît tout autant indispensable. En tout état de cause, la mise en place de ces politiques industrielles systémiques pose la question de l'articulation des coopérations au niveau européen qui permet de bénéficier des effets de taille du marché et des légitimes dimensions locales et nationales.

### 3. Pour une nouvelle subsidiarité en Europe

Le modèle mis en place dans les années 1990 était fondé sur la concurrence atomistique et un éloignement des États de la gestion du système électrique. L'orientation actuelle est tout autre : on observe, en effet, une tendance à la réintégration des acteurs et à des formes renouvelées d'intervention des États dans les secteurs électriques nationaux. Prenons-en quelques exemples.

E.ON et RWE, en Allemagne, ont lancé une première phase de transformation, il y a trois ans. Les deux entreprises scindent alors leurs activités : d'un côté « le futur » (EnR, services, réseaux), de l'autre « l'ancien monde » (production thermique charbon et gaz). L'an dernier, cependant, les deux entreprises entament une seconde phase qui, à bien des égards, « annule » les effets de la première. Les deux entreprises opèrent une intégration horizontale avec fusion des actifs amont (production) dans RWE et de l'aval (distribution et services) dans E.ON. Mais aussi verticale : RWE sera ainsi le premier actionnaire d'E.ON avec environ 17 % des parts. Le tout avec l'accord du gouvernement allemand qui a salué la création d'un tel champion national, face aux menaces de rachat des deux groupes par des opérateurs étrangers.

Autre exemple, celui du Royaume-Uni où l'on assiste à un retour en force de la main visible de l'État sur l'ensemble du secteur électrique. À l'amont avec une programmation à long terme du mix électrique, des procédures concurrentielles sur l'ensemble des nouveaux moyens de production décarbonés et des contrats de long terme sous la forme de *Contracts for Difference*. Mais aussi à l'aval avec la décision récente d'établir des plafonds de prix sur les ventes à une large part des consommateurs. Ironie de l'histoire, la renationalisation du secteur électrique réapparaît dans le débat politique d'outre-Manche. Cette rerégulation du secteur trouve un écho jusque chez les académiques qui y avaient théorisé les vertus de la concurrence et du libre marché [12].

On pourrait multiplier de tels exemples. Certains observateurs les critiquent et n'y voient qu'un périlleux retour des nationalismes. On peut aussi en faire une autre lecture.

Une analyse des secteurs électriques des pays européens montre que leurs organisations sont le fruit d'une histoire longue où s'entremêlent, d'un côté, géopolitique, géographie, ressources naturelles, développement industriel et histoire des institutions politiques et, de l'autre, les caractéristiques technico-économiques de l'électricité [13]. D'où des intérêts et des visions très différentes au sein de l'Europe qui se retrouvent dans la diversité des architectures des systèmes électriques. Par exemple entre une France avec peu de ressources naturelles, un retard dans la seconde révolution industrielle et un rôle fort de l'État et une Allemagne riche en charbon et lignite, une industrialisation forte à la fin du XIX<sup>e</sup> siècle, une tradition de socialisme municipal et un rôle des *länder* très marqué. Si on fait droit à ces différences de longue période, réinventer la politique énergétique européenne passe alors par l'idée de revisiter la notion de subsidiarité en Europe pour faire lever sur ces diversités, plutôt que de les voir s'entrechoquer parce qu'on les a négligées.

De ce point de vue, les États-Unis constituent un exemple intéressant qui articule union politique poussée et subsidiarité forte. Sont ainsi confiés au niveau fédéral les enjeux qu'il est à même de traiter plus efficacement : les enjeux globaux comme le CO<sub>2</sub>, les normes sur l'environnement et les technologies globales, la R&D ou encore les échanges transfrontaliers d'électricité. Les autres dimensions de la politique énergétique sont laissées au niveau des États, notamment la définition du mix énergétique, les prix aux clients finals ainsi que le choix entre ouverture à la concurrence ou pas (un État sur deux n'a pas ouvert son marché au niveau des clients finals).

À l'instar de l'exemple américain, on peut imaginer une nouvelle subsidiarité pour l'Europe de l'énergie, un équilibre entre États membres et Commission qui permette d'articuler unité et diversité grâce à un partage des pouvoirs renouvelé. Au niveau européen les technologies et les enjeux globaux dont la stratégie industrielle et l'innovation ; aux États membres les compétences sur les sujets qu'ils sont en situation de mieux gérer à leur niveau dont le choix des mix et l'architecture de leurs secteurs électriques. À défaut, on court le risque que la diversité d'intérêts et de visions en Europe ne finisse par avoir raison du marché unique.

RÉFÉRENCES

- [1] John Maynard Keynes, *The General Theory of Employment, Interest and Money*, Macmillan Cambridge University Press, 1936. Citation tirée de la Préface.
- [2] Paul L. Joskow et Richard Schmalensee, *Markets for Power: An Analysis of Electrical Utility Deregulation*, The MIT Press, 1983.
- [3] Pour une passionnante rétrospective économique de ce moment néolibéral, voir, récemment, Jacques Mistral, *La Science de la richesse, Essai sur la construction de la pensée économique*, Paris, Gallimard, 2019, en particulier le chapitre VII, pp. 384-452.
- [4] Francis Fukuyama, «The End of History?», *The National Interest*, n° 16, Summer 1989, pp. 3-18.
- [5] Samuel Huntington publiera un article critiquant sévèrement la thèse de son ancien élève à Harvard, F. Fukuyama, dès l'automne 1989 : «No Exit, The Errors of Endism», *The National Interest*, n° 17, Fall 1989, pp. 3-11.
- [6] Terme forgé par Hubert Védrine lors d'une conférence organisée par l'IFRI, le 3 novembre 1999, sur le thème de «L'entrée dans le xxi<sup>e</sup> siècle» : «Pour ma part, j'estime que depuis 1992 le terme de "superpuissance" ne suffit plus pour décrire les États-Unis. Terme trop connoté "guerre froide", et trop exclusivement militaire, alors que la suprématie américaine d'aujourd'hui s'exerce aussi bien sur l'économie, la monnaie, la technologie, les domaines militaires que sur les modes de vie, la langue et les produits culturels de masse qui submergent le monde, modelant les pensées et fascinant jusqu'aux adversaires des États-Unis. C'est pourquoi j'emploie le terme "d'hyperpuissance" que les médias américains jugent agressifs en raison de la connotation pathologique "d'hyper", alors qu'il n'est que descriptif. La question pour cette hyperpuissance sans précédent est de savoir comment se comporter face à ses adversaires, j'y reviendrai, mais surtout à l'égard de ses alliés et partenaires.»
- [7] Sur la rupture que constitue la création de l'OMC par rapport au GATT et la perte des marges de manœuvre des États dans la maîtrise de la mondialisation qu'elle entraîne, voir Dani Rodrik, *The Globalization Paradox, Democracy and the Future of the World Economy*, New York, W. W. Norton & Cie, 2011, et, en particulier, le chapitre 4, pp. 67-88.
- [8] AIE, *World Energy Outlook 2018*, p. 458.
- [9] Concepts qui remontent eux aussi aux années 1990, cf. Schweppe, Fred, et. al. 1988, *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishing et Hogan, William 1992, "Contract Networks for Electric: Power Transmission," *Journal of Regulatory Economics*, 4(3): 211-242.
- [10] AIE, *World Energy Investment*, 2018.
- [11] Paul Joskow, «Challenges for Wholesale Electricity Markets with Intermittent Renewable Generation at scale : The U.S. Experience», Working Paper 2019-001, CEEPR, January 2019.
- [12] Voir, par exemple, David Newberry et al., 2018, «Market design for a high-renewables European Electricity System», *Renewables and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, 91 : 695-707.
- [13] Sur l'histoire comparée des systèmes électriques en Europe, voir Jean-Paul Bouttes et François Dassa, «Électricité : les erreurs de l'Europe et comment en sortir?», *Le Débat*, n° 197, 2017/5, Gallimard.