

L'électricité européenne entre la « vague du marché » et la « vague verte »

Jean-Pierre Hansen*, Jacques Percebois**

@ 48845

La libéralisation du secteur de l'électricité s'est appuyée en Europe sur le principe de la concurrence « par » le marché. Une autre option aurait été de privilégier la concurrence « pour » le marché. Après cette vague du marché, l'Europe a connu une « vague verte » qui, en favorisant la promotion des renouvelables par des aides hors marché, a introduit de nombreuses exceptions au principe de la concurrence, ce qui a quelque peu brouillé les messages. C'est cette double vague que retrace cet article.

En Europe, la « vague du marché » et la « vague verte » ont ensemble porté l'une des mutations les plus profondes qui ont jamais affecté un grand secteur industriel. Non sans faire d'écume. Concurrence et promotion des énergies renouvelables ont façonné l'architecture des mix électriques et c'est ce télescope entre la recherche de la compétition à tout prix et de la promotion un peu désordonnée des énergies renouvelables qui va engendrer certaines des difficultés que nous connaissons aujourd'hui.

Sur le continent, la libéralisation du secteur de l'électricité s'est faite par étapes et elle doit beaucoup à celle qui a été menée, avec succès, dans le secteur des télécommunications. Elle s'est également inspirée d'expériences étrangères dont celles conduites au Royaume-Uni et aux États-Unis.

Mais toutes les expériences de libéralisation ne furent pas heureuses, comme le montre l'exemple californien. La promotion de la

concurrence fut le leitmotiv de la Commission européenne, qui y voyait, dans l'électricité comme ailleurs, un avantage décisif pour le consommateur final. En fait, cette concurrence a produit ses effets avant tout sur les « marchés de gros », mais plus difficilement au niveau des prix de détail réellement supportés, ceux-ci étant tributaires de tarifs régulés au niveau des réseaux et surtout de taxes nationales sur lesquelles la Commission n'a pas la main. Au demeurant, la Commission a elle-même dérogé à la règle sacro-sainte de la concurrence en mettant en place ou en autorisant des prix garantis hors marché en faveur des énergies renouvelables qu'il fallait promouvoir, puisque « l'impératif environnemental » a dû, en Europe, se conjuguer avec « l'impératif du marché ». À force de mélanger des règles du jeu incompatibles, des incohérences naissent, dont il faut payer le prix.

On présentera dans un premier temps la mise en place des réformes de libéralisation du secteur électrique, puis dans un second temps, celle de la promotion des EnR électriques et des interférences que cela a pu entraîner avec le principe de concurrence, pour conclure sur la possibilité de corriger ces difficultés par les réformes en cours.

* Académie royale de Belgique (cf. biographies p.104).

** Université de Montpellier (cf. biographies p.104).

Cet article reprend de larges passages de l'ouvrage *Transitions électriques ; ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire* publié par les auteurs chez Odile Jacob en 2017.

1. La promotion de la concurrence à tous les étages

La recherche d'une intégration des marchés par la concurrence

Les textes fondateurs de l'Union ne faisaient pas obstacle à l'introduction de la concurrence dans les réseaux. Dans son article 90, le Traité de Rome disposait que «les entreprises en charge de missions d'intérêt général sont soumises aux règles du présent Traité, notamment aux règles de la concurrence, dans la limite où l'application de ces règles ne fait pas obstacle en droit ou en fait, à l'accomplissement de missions particulières qui leur sont imparties». Le Traité ne méconnaît donc pas les missions de service public — et l'électricité s'en voyait attribuer plusieurs — mais il considère que cela ne doit pas empêcher de soumettre les entreprises concernées au respect du droit de la concurrence. Ce fut l'une des bases juridiques qui permit à la Commission européenne de proposer son projet de directive sur l'électricité voté en 1996, sachant que son objectif premier était de favoriser l'intégration des marchés en supprimant les monopoles.

À l'appui de son thème mobilisateur sur «plus d'Europe» et, pourrait-on dire, a contrario, Jacques Delors insistait beaucoup sur cette idée que la «non-Europe», c'est-à-dire l'absence d'un marché unique intégré entre tous les pays membres, avait un coût collectif important et mettait l'Europe en difficulté dans la compétition mondiale. Les conclusions du rapport Cecchini sur le sujet, publié en 1988 [voir l'étude de l'EPRS de mars 2014] établissaient que l'absence de l'intégration des marchés a un coût, qui est de l'ordre de 2,5 à 7,5 % du PIB européen selon les cas de figure et cela conduit à un supplément d'inflation. C'est particulièrement vrai pour des secteurs comme la chimie, l'industrie automobile ou le secteur du crédit. Mais c'est aussi le cas dans le secteur des services publics qui, grâce à une meilleure concurrence, pourraient s'approvisionner dans de meilleures conditions, bénéficier d'un marché plus vaste et introduire davantage

d'efficacité dans leur gestion si le grand marché européen existait vraiment.

Un grand marché européen dans ce domaine comme dans d'autres devrait induire des économies d'échelle pour les producteurs, de meilleures incitations à l'innovation et ainsi permettre de réduire les coûts dans tous les secteurs. Et surtout, plus de concurrence au sein des pays et entre pays membres sera le moyen de réduire les «rentes», c'est-à-dire des profits que l'efficacité économique seule ne justifie pas, notamment dans les activités où existent encore des positions dominantes, voire des monopoles comme dans notre cas. C'est le consommateur européen qui, *in fine*, serait le gagnant.

Une ouverture à la concurrence par «petits paquets»

Le texte dit Premier Paquet imposait l'abolition des monopoles d'importation, d'exportation, de production et de fourniture de l'électricité et prévoyait donc le principe de l'accès des tiers aux réseaux (ATR). Les réseaux de transport et de distribution, restés des monopoles naturels, doivent dès lors être régulés par une commission indépendante (la CRE en France, la CREG en Belgique, le BNetzA en Allemagne, la CNE en Espagne, l'AEEG en Italie ou l'Ofgem au Royaume-Uni par exemple). Ce régulateur impose à l'opérateur historique, propriétaire du réseau, de permettre l'accès à ce réseau de ses concurrents, moyennant des péages d'accès non discriminatoires et c'est cette commission de régulation qui en fixe le montant pour une période pluriannuelle (souvent quatre ans). Le tarif d'accès aux réseaux est en général calculé en fonction des coûts supportés par le gestionnaire du réseau, baptisé GRT pour le système de transport ou GRD pour la distribution. Cela n'exclut pas des incitations à baisser les coûts, via une tarification dite de *price-cap*, laquelle impose des gains annuels de productivité aux exploitants de réseaux. Bien évidemment, il faut que l'opérateur historique, s'il reste propriétaire du ou des réseaux, mette en place une comptabilité séparée pour ses activités «régulées» et ses activités

« ouvertes à la concurrence » : il y a « séparation comptable ». Rien n'oblige, en revanche, les États à privatiser les opérateurs, qui peuvent rester publics, car le Traité de Rome considère que le caractère privé ou public des opérateurs en charge de missions de service économique d'intérêt général relève de la seule compétence des États membres. L'important est d'éviter de fausser la concurrence par des aides publiques à ces opérateurs. Au départ, seuls les grands consommateurs sont « éligibles » à la concurrence et peuvent donc choisir leur fournisseur.

Le Deuxième Paquet fut adopté au Sommet de Lisbonne les 23 et 24 mars 2000. On y décide d'accélérer le processus d'ouverture à la concurrence en abaissant le seuil d'éligibilité des consommateurs (l'éligibilité totale restant prévue pour le 1^{er} juillet 2007) et en imposant cette fois une séparation juridique des activités de production, transport, distribution et fourniture. L'opérateur privé ou public, EDF par exemple, peut donc rester propriétaire des réseaux, mais les filiales, RTE pour le transport et ERDF (devenu ENEDIS depuis) pour la distribution, devront être des entités juridiques distinctes, avec leurs propres conseils d'administration — et leurs propres logos. Certains pays profiteront d'ailleurs de cette disposition pour privatiser ou ouvrir le capital de ces entités, « puisque l'Europe le souhaite ».

Le débat de départ : concurrence pour les marchés ou concurrence par les marchés

Une concurrence pour les marchés

Mettre des acteurs en concurrence sur un marché est l'acception la plus courante de l'idée de compétition économique, notamment après que Walras l'eut théorisée et popularisée à la fin du XIX^e siècle. Il existe cependant une autre manière de voir les choses et elle remonte aux travaux d'Edwin Chadwick, un réformateur anglais disciple de Jeremy Bentham, qui l'avait formalisée dès 1859. Longtemps oubliées, ses recommandations connaissent aujourd'hui un regain d'intérêt depuis que les théories modernes des « Enchères » et des « Contrats » ont permis de lui donner une rigueur analytique.

Il s'agit de la concurrence « pour » le marché, dans laquelle est pratiquée une mise aux enchères du droit de servir seul la demande pour une durée et sur des territoires donnés. Le vainqueur de la compétition est l'opérateur qui offre le meilleur prix correspondant à un cahier des charges qui précise notamment la qualité de la livraison ou du service attendu.

Cette concurrence pour le marché avait la préférence du gouvernement français au départ quand il mettait en avant le concept d'acheteur unique. Ainsi, si l'acheteur unique n'avait pas été perçu d'emblée comme un système défensif permettant au plus grand électricien européen de maintenir ses positions et ses monopoles légaux, le mécanisme aurait peut-être pu être préféré à la concurrence complète par le marché. Le principe de l'acheteur unique est simple. Sur un territoire donné — un pays par exemple — les grands consommateurs industriels d'électricité peuvent se fournir librement par des contrats de, par exemple, trois ou cinq ans auprès des fournisseurs européens de leur choix et, pour assurer la livraison, ces derniers bénéficient d'un accès à tous les réseaux de transport concernés. Par contre, une entité unique d'achat groupé procède tous les trois ou cinq ans à des mises aux enchères internationales pour l'achat global de l'électricité destinée à alimenter les sociétés de vente aux petits clients et aux ménages. À termes réguliers, cette entité impose également aux producteurs de négocier avec eux des échanges de puissance virtuels ou physiques en fonction des changements contractuels intervenus, de manière telle que chaque parc de production d'une zone de desserte reste équilibré dans les différents types de puissances nécessaires (base, semi-base, pointe).

Mais ce n'est pas cette solution qui a été retenue parce qu'il apparaissait important que tous les consommateurs, même les plus petits, puissent avoir recours à la concurrence par le marché et ainsi puissent faire un choix.

Une concurrence par les marchés

Le cœur du système de marché est constitué par le marché *spot*, un marché de gros sur lequel s'échange heure par heure l'électricité produite par certains et celle achetée par d'autres. Ce marché comprend plusieurs compartiments : marché *day-ahead*, marché *intraday*, marché des *forwards*. Le marché *day-ahead*, par exemple, fixe la veille pour les 24 heures du lendemain les prix du MWh. Mais, à la différence de ce qui s'était passé en Angleterre au début de la libéralisation ou en Californie, ce marché de gros n'est pas obligatoire, car on a tiré les leçons des expériences anglaise et californienne où la spéculation avait été forte. C'est donc un marché facultatif sur lequel ne s'échange en pratique qu'une proportion limitée (20 à 40 % selon les pays) de l'électricité produite. Une grande partie de cette électricité est en effet échangée *over the counter*, c'est-à-dire directement de manière bilatérale entre un producteur et un fournisseur. À l'expérience, on verra que ce marché deviendra même une sorte de marché d'ajustement, nombre de producteurs préférant vendre une partie de leur électricité sur le marché des *forwards* où le prix est moins volatil. Le marché des *forwards* est un marché à terme sur lequel on négocie aujourd'hui des volumes d'électricité qui seront livrés plus tard (dans quelques semaines ou quelques mois) et sur ce marché les prix sont moins volatils que sur le marché au jour le jour.

Ce marché de gros joue cependant un rôle important, car son prix sert de référence dans les contrats signés entre les fournisseurs et les consommateurs et il constitue *de facto* un signal pour les investisseurs. En cas de tensions entre l'offre et la demande, ses prix s'envolent et les producteurs seront incités à investir. Complémentairement, et comme dans de nombreuses industries, telles que le pétrole ou les minerais, par exemple, il existe des marchés « financiers », adossés à ce marché physique, ce qui permet à certains producteurs ou fournisseurs de se couvrir contre une hausse ou une baisse des prix de gros. Il s'échange d'ailleurs sur ce marché, dit des *futures*, plusieurs fois la quantité échangée sur le marché du « physique », à

l'instar de ce que l'on observe sur les marchés du pétrole.

L'idée centrale est alors claire : toute régulation ne doit être qu'un ensemble de dispositions temporaires, à mettre en place en attendant que la concurrence joue pleinement son rôle, le marché remplaçant alors toute guidance et tout contrôle. Une grande partie de la régulation disparaîtra dès que le droit commun de la concurrence pourra être respecté, ce qui est loin d'être le cas aujourd'hui. Car la contrainte environnementale va modifier la donne.

Le marché pour tous

L'Europe, comme la Grande-Bretagne avant elle, a donc décidé que les potentiels bienfaits de la concurrence et du marché s'appliqueraient à tous les consommateurs, jusqu'au plus petit client résidentiel. C'était pousser aux limites le principe de « l'importance de pouvoir choisir ». Au fond, cette option a peu fait débat, tant elle semble aller de soi et tant elle fut vantée, d'une part, pour les gains qu'elle ne manquerait pas d'assurer au petit consommateur et, d'autre part, pour les innovations qu'elle entraînerait, ainsi que pour sa contribution à une « électricité plus durable ».

Il est intéressant d'essayer de dresser un bilan de cette réforme du « marché pour tous » — exercice particulièrement difficile — et, pour ce faire, d'observer le marché américain, qui permet un regard de relativement long terme (quelque 25 ans), de même qu'une vue contrastée entre États ayant adoptés la concurrence « *retail* » et ceux qui ne l'ont pas ou peu fait [Cavanagh et Levin, 2016].

Aux États-Unis, la question de la *retail competition* a été depuis toujours un sujet de controverses. Si, entre 2000 et 2013, la possibilité de choisir son fournisseur y a quasiment doublé, cette latitude reste relativement limitée au niveau du pays, correspondant à 13 % des ventes d'électricité résidentielle. En 2015, 18 États avaient introduit une forme de concurrence dans ce segment, mais 14 seulement la

L'électricité européenne entre la « vague du marché » et la « vague verte »

concevaient sans limite de prix fixés par l'État ou un régulateur. On notera que tous ces États avaient introduit la concurrence *retail* dès les années 1990 et qu'aucun État ne l'a fait depuis la crise californienne de 2001.

Entre 2013 et 2015, le nombre de ménages ayant changé de fournisseurs a fortement augmenté, mais une très forte proportion d'entre eux l'a fait de manière « passive », en suivant les recommandations d'un « agrégateur », surtout municipal, dans une forme, donc, de concurrence pour le marché plutôt que par le marché. Pour ne citer qu'un seul exemple, 20 % des consommateurs de l'Illinois qui ont switché l'ont fait dans ce cadre.

La question de savoir si cette concurrence pour tous a conduit à des gains financiers pour les consommateurs reste très — et violemment — débattue. La plus vaste étude de synthèse disponible est celle du Lawrence Berkeley National Laboratory [S. Borenstein et J. Bushwall, 2014], laquelle, après une analyse rétrospective sur 20 ans conclut... qu'il n'y a aucune évidence que la concurrence *retail* ait conduit à des changements de prix par rapport à un système régulé, *either for better or worse*. Dans tous les États sous revue, le facteur déterminant les variations de prix de détail a été, et de très loin, les variations du prix du gaz naturel.

La cohabitation de la régulation des réseaux avec le marché

Le schéma d'ensemble de l'industrie électrique européenne est aujourd'hui bien établi : il y a dans chaque pays un ou plusieurs opérateurs historiques et des « entrants » qui sont en compétition en amont de la chaîne, au niveau de la production, et en aval, au niveau de la fourniture de l'électricité. Il existe généralement une entreprise en charge du transport et, parfois plusieurs comme en Allemagne où l'on en compte quatre. Cette entreprise est en situation de monopole sur une zone géographique qui peut être le territoire national ou une région bien délimitée. La distribution, quant à elle, est assurée par une ou plusieurs entreprises selon

les cas, mais chaque entreprise est en situation de monopole sur sa zone géographique.

Transport et distribution sont des activités régulées par un régulateur, commission indépendante chargée de fixer les péages d'accès aux réseaux, mais, plus généralement, elle vérifie que la concurrence entre producteurs et fournisseurs est bien respectée, qu'il n'y a pas de stratégie de collusion, de prédation voire de forclusion (entraves à l'accès aux réseaux). Elle exerce ainsi souvent les deux manières de « réguler » : d'une part, suppléer au marché pour certaines activités et, d'autre part, le surveiller pour d'autres. Il existe toutefois certains chevauchements entre les compétences de cette commission et celles de l'autorité de la concurrence. Le statut du régulateur reste donc ambigu. Quelle est sa mission? Fixer les tarifs d'accès aux réseaux seulement? Faire respecter la concurrence? Protéger le consommateur en surveillant l'évolution des prix? Inciter les producteurs à investir pour éviter le *black-out*? Inciter au développement des interconnexions entre réseaux européens? Et quelle est sa légitimité? Il n'est pas élu, comme c'est parfois le cas dans les pays anglo-saxons, mais est une émanation de l'État. En France, c'est une autorité administrative indépendante, mais ses dirigeants bénéficient en général d'une relative indépendance.

2. L'affirmation de l'impératif vert

Le Troisième Paquet, plus connu sous le nom de Paquet Énergie-Climat, a été adopté par le Conseil européen en 2009. Il prévoit cette fois une séparation patrimoniale des réseaux, ce qui va obliger les opérateurs historiques encore propriétaires de réseaux à ouvrir le capital de leurs filiales. Mais d'autres mesures importantes seront décidées à ce Conseil, notamment des objectifs ambitieux d'efficacité énergétique et de promotion des énergies renouvelables (les fameux « Trois fois 20 % » pour l'horizon 2020).

Car la donne a changé : après le Sommet de Johannesburg en 2002 et la mise en place

d'un marché du carbone en Europe dès janvier 2005, les préoccupations environnementales sont devenues une nouvelle priorité européenne, au même titre, voire beaucoup plus encore, que la promotion de la concurrence. Le 23 avril 2009, deux Directives du Parlement européen et du Conseil de l'Union européenne vont être publiées, visant pour l'une la promotion des énergies renouvelables et pour l'autre l'amélioration de la qualité de l'air et la diminution des émissions de gaz à effet de serre grâce à la fixation de normes environnementales pour les carburants. D'après la Directive 2009/28/CE, la part d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie par un État doit correspondre à un minimum qui permettra d'atteindre l'objectif de 20 % en 2020 au niveau de l'Union européenne. D'autres objectifs seront simultanément adoptés : 20 % d'efficacité énergétique par rapport à 1990 et 20 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2020. Ces objectifs ont d'ailleurs été renforcés depuis car l'urgence climatique ne fait que croître. Pour atteindre ces objectifs, les aides publiques seront autorisées et pourront prendre diverses formes, allant de l'aide à la recherche à la fixation de prix d'achat garantis en passant par des mesures fiscales. Concurrence et écologie se rencontrèrent et se télescopèrent...

Le développement des dispositifs d'appui aux EnR

Toutes les énergies ont, à un moment de leur histoire, été aidées par les pouvoirs publics, que ce soit par le biais de subventions, d'aides à la recherche ou d'incitations fiscales. Ainsi le charbon est sans aucun doute l'énergie qui, en Europe, a le plus bénéficié de subventions directes et le nucléaire civil a lui aussi bénéficié d'aides publiques au niveau de la recherche-développement. Les motifs de ces aides sont divers : indépendance énergétique, sécurité des approvisionnements, maintien de l'emploi ou développement d'une industrie nationale. Il est donc a priori légitime que les énergies renouvelables (éolien et solaire en particulier) soient elles aussi aidées, du moins tant que leur compétitivité n'est pas assurée par rapport

aux prix du marché. Ces énergies contribuent à la diversification du mix énergétique et elles présentent d'évidents avantages sur le plan environnemental puisqu'elles n'émettent pas ou peu de CO₂.

Deux approches étaient possibles lorsque l'Union européenne décida d'accélérer leur promotion et de se fixer un objectif quantitatif très ambitieux. On pouvait opter pour une aide massive à la recherche-développement afin d'améliorer et de promouvoir les technologies les plus performantes sur le plan technico-économique. Ces énergies auraient été mises sur le marché lorsque leur compétitivité aurait été atteinte. On a choisi, au contraire, de les mettre sur le marché sans attendre que cette compétitivité-prix soit observée et de les aider par le système de «prix garantis avec obligation d'achat», ce qui revient à distordre les prix par rapport au marché.

Quatre mécanismes principaux peuvent a priori être envisagés, chacun présentant des avantages, mais aussi des inconvénients : le mécanisme des prix d'achat garantis («FIT», pour *feed-in tariffs*), celui des contrats pour différences («CFD», pour *contracts for differences*), le système des prix de marché associés au versement d'une prime («FIP», pour *feed-in premium*) et le mécanisme des appels d'offres avec enchères (*bidding*).

C'est le premier système qui a été privilégié en Europe, mais cela s'est révélé coûteux comme le montre le récent rapport de la Cour des comptes de 2018. Les prix d'achat garantis ont été fixés à un niveau relativement élevé pour encourager la production de solaire et d'éolien et garantis sur des périodes assez longues (entre 10 et 15 ans). Comme la baisse voire la chute des coûts de production, du fait des économies d'échelle observées sur le marché mondial grâce aux investissements chinois et à leur stratégie de *dumping*, a été mal anticipée, cela a engendré des rentes. Et c'est le consommateur final d'électricité qui en supporte les conséquences puisque la différence entre le prix d'achat garanti (FIT) et le prix sur le marché de gros de l'électricité

L'électricité européenne entre la « vague du marché » et la « vague verte »

est financée en France par une taxe (la CSPE) supportée par ce consommateur. La contribution au service public de l'électricité (CSPE) est une taxe affectée destinée à financer le surcoût lié à des missions d'intérêt général comme la péréquation spatiale des tarifs, l'aide aux consommateurs précaires et, pour l'essentiel, la promotion des renouvelables. Depuis deux ans cette taxe est plafonnée et elle est versée au budget général de l'État, le surcoût des renouvelables étant maintenant financé par une partie de la taxe intérieure sur la consommation de produits énergétiques (TICPE), les carburants principalement.

EnR et PAC : quand l'histoire européenne bégaie

À cela s'ajoute le fait que l'injection massive sur le marché *day-ahead* de cette électricité renouvelable financée hors marché, et qui participe aux enchères journalières à coût nul, tend à faire baisser le prix de gros de l'électricité, ce qui accroît encore le différentiel entre le prix garanti et le prix *spot* donc les taxes. Ainsi en 2017 en France les taxes représentaient 34 % du prix TTC de l'électricité (tarif bleu réservé aux ménages) contre 18 % dix ans auparavant.

Comme dans le même temps on a observé un aplatissement de la courbe du *merit order* en raison de la baisse sensible du prix du combustible des centrales thermiques (prix du gaz et du charbon), du moins depuis 2008, cela a conduit à une forte baisse des prix sur le marché de gros de l'électricité, ce qui ne permet plus aux producteurs de récupérer les fonds nécessaires à la couverture des coûts fixes de leurs centrales. Il est vrai que la faiblesse de la demande d'électricité et la surcapacité structurelle de l'offre ne facilitent pas les choses. L'échec relatif du marché *energy only* a obligé les pays européens à mettre en place un marché dit de capacité pour garantir le financement des coûts fixes et éviter la défaillance aux heures de pointe.

On a donc choisi de tirer les EnR intermittentes dans le marché par les tarifs d'achat sans attendre qu'ils atteignent la compétitivité par

leurs revenus de marché grâce au système de « prix garantis avec obligation d'achat », et on découvre aujourd'hui que ce système n'a pas que des avantages, pour dire le moins.

On aurait pu anticiper ce constat car c'est au fond, et de manière étonnante, un mécanisme assez proche du système des « prix d'achat garantis » mis en place pour la politique agricole commune (PAC) dès 1967. Là aussi des effets pervers sont apparus assez vite et ont conduit ses promoteurs à modifier en profondeur le système d'aide à l'agriculture. Des prix garantis élevés ont encouragé la surproduction qu'il a fallu exporter à grands frais de subventions. Réguler les prix sans contrôler les volumes offerts a conduit à des effets pervers.

3. Les corrections en cours : rustines ou réformes ?

Le consommateur final a donc le sentiment, justifié, de payer de plus en plus cher une électricité qui par ailleurs rapporte de moins en moins à son producteur. Il est sans doute aujourd'hui indiqué de « remettre la libéralisation électrique sur ses pieds » et d'opter pour des réformes qui, notamment, mettent fin aux rentes récupérées par certains producteurs d'énergie renouvelable et garantissent une juste rémunération des investissements de pointe que l'essor des renouvelables, et leur caractère non pilotable pour ne pas dire intermittent, précisément, rend plus nécessaire que jamais. Il faut également instaurer de nouvelles formes de péages d'accès aux réseaux, qui incitent à injecter et à soutirer l'électricité au bon moment et au bon endroit. Et le tout en prenant en compte un prix du carbone qui pénalise les comportements conduisant à aggraver le réchauffement climatique – et supprimer du même coup les centrales polluantes que les failles du système non seulement tolèrent, mais parfois favorisent. Une taxe « carbone » élevée aurait le mérite d'accélérer la sortie des centrales à charbon en Europe, ce qui réduirait du même coup la surcapacité électrique et conduirait à un accroissement du prix moyen de l'électricité sur le *spot*.

Plusieurs réformes sont en cours au sein de l'Union européenne pour prendre en considération ces préoccupations, mais seront-elles suffisantes pour redonner une cohérence d'ensemble à l'architecture du secteur électrique? N'est-on pas en train de coller des rustines sur un radeau qui prend eau de toutes parts? Ainsi, une réforme des aides publiques aux renouvelables est en cours. On se préoccupe aussi de mieux rémunérer la puissance disponible, que ce soit au niveau des centrales ou à celui des réseaux. Le développement des interconnexions transnationales est devenu une préoccupation prioritaire pour la Commission européenne, mais on peut se demander si c'est à juste titre. Les interconnexions facilitent les échanges et améliorent la sécurité collective, mais elles tendent également à transmettre aux pays limitrophes les problèmes rencontrés dans un pays donné. Surtout, le nouvel impératif de la lutte contre le réchauffement climatique impose de s'interroger sur le « juste prix » du carbone et la pleine application du principe « pollueur-payeur » n'exige-t-elle pas d'introduire un prix du carbone sensiblement plus élevé dans les choix d'investissement?

Des primes attribuées par enchères plutôt que des prix garantis

Un consensus se fait en Europe pour dire qu'il faut continuer à encourager le développement des renouvelables, comme le solaire et l'éolien, mais qu'il faut en même temps et sans tarder réformer le système actuel d'aide à la pénétration de ces énergies intermittentes – et ceci d'autant plus que leur coût unitaire de production n'a cessé de chuter. L'Allemagne est le premier pays à avoir initié en 2014 une réforme visant à réduire le surcoût lié au financement des renouvelables et ce n'est pas étonnant. Le consommateur allemand — celui du secteur domestique du moins, car ce n'est pas vrai pour l'industriel, lequel bénéficie de nombreuses exonérations — paie en effet aujourd'hui un prix TTC du kWh qui est presque le double du prix payé par un ménage français et cela tient avant tout au coût prohibitif des prix d'achat garantis accordés au solaire et à l'éolien.

Plusieurs pistes de réforme étaient envisageables. On peut revoir à la baisse le niveau des *feed-in tariffs* et interdire l'injection d'électricité renouvelable lorsque le prix *spot* de l'électricité devient négatif ou tombe sous un certain seuil. En cas de surcapacité il faut soit arrêter des centrales, ce qui est souvent refusé par les producteurs de renouvelables, soit accroître artificiellement la demande en rémunérant ceux qui acceptent de soutenir l'électricité excédentaire. Cela induit des prix négatifs sur le marché *spot*. On peut choisir de mettre en place un système dit de *contracts for differences* : le producteur d'électricité renouvelable vend son électricité sur le marché, mais il bénéficie, pour son investissement, d'un taux de rentabilité garanti sur une longue période, grâce à un complément de revenu variable correspondant à la différence entre un prix de référence et ce prix de marché. L'avantage de cette manière de faire est que le producteur est alors sensible au prix du marché tout en bénéficiant d'un revenu raisonnablement garanti. C'est par ailleurs le système mis en place en Angleterre pour les deux réacteurs nucléaires EPR qui vont y être construits par EDF. Le complément de revenu est en général positif, puisque le prix de référence est le plus souvent supérieur au prix *spot* de l'électricité, mais rien n'empêche a priori qu'il soit négatif si ce dernier s'envole et dans ce cas, c'est le fournisseur d'électricité qui reverse à l'État la différence entre le prix du marché et le prix de référence. C'est là la principale différence avec le système précédent, puisqu'il y a une sorte de symétrie des engagements.

Une autre solution encore est de promouvoir un système *feed-in premium*, dans lequel le producteur d'électricité renouvelable vend au prix du marché *spot*, mais reçoit en plus une prime (fixe ou variable) qui est fonction soit de la quantité d'énergie injectée (MWh), soit de la puissance installée (MW) et calculée *ex ante* ou *ex post*. L'avantage est que le fournisseur est là encore sensible au prix du marché, puisque son revenu principal provient de la vente de son électricité sur ce marché, la prime n'étant qu'un complément qui peut d'ailleurs fort bien

être ajusté régulièrement en fonction de la situation dudit marché.

On peut aussi procéder par enchères : la collectivité publique émet un appel d'offres pour une puissance installée (et donc indirectement une quantité de kWh produite) et classe les réponses en fonction de leurs coûts croissants. Ou encore obliger le producteur d'électricité renouvelable à consommer lui-même une partie de son électricité avant de l'injecter sur le réseau et seule une fraction de sa production bénéficiera alors d'un revenu garanti (l'incitation à développer l'autoconsommation est particulièrement forte avec le photovoltaïque aujourd'hui). Enfin, on peut obliger le producteur d'électricité à stocker l'électricité excédentaire, via un système de batteries, ou en recourant à la filière *power-to-gas* : on utilise l'électricité excédentaire pour produire de l'hydrogène et indirectement du méthane si on dispose d'une source de CO₂ accessible à bas coût. On peut ensuite utiliser en l'état cet hydrogène ou ce méthane ou produire de l'électricité en recourant à des piles à combustible.

On s'oriente aujourd'hui prioritairement pour les installations de faible ou moyenne puissance vers un système *feed-in premium*, en France et en Allemagne tout au moins, qui oblige les producteurs d'électricité intermittente à vendre tout ou partie de leur production sur le marché *spot* et à recevoir un complément de revenu sous la forme d'une prime pour les aider à financer les coûts fixes de leurs installations. Pour les installations de forte puissance c'est le mécanisme des appels d'offres (enchères) qui domine.

Nouveau parallélisme avec la PAC

On y revient à nouveau : on observe avec ces réformes la même évolution que celle qui fut mise en place avec la politique agricole commune : fin des prix garantis, vente des produits au prix du marché et octroi d'une aide directe sous forme d'un complément de revenu. En même temps, les pouvoirs publics encouragent les producteurs à autoconsommer une partie de leur production.

Au total, le système de *feed-in premium* est sans doute le meilleur système possible, s'il est couplé avec une incitation, voire une obligation, faite aux producteurs d'électricité renouvelable de consommer une partie de l'électricité produite, et en y associant un système concomitant de stockage. D'autant qu'à terme, et déjà dans certaines régions, les énergies renouvelables intermittentes n'ont plus besoin de subventions pour être compétitives. Reste tout de même la question de l'intermittence donc du *back-up*. Si on ne parvient pas à ajuster la demande à l'offre, il faut bien disposer d'équipements pilotables pour faire face aux besoins et dans ce cas le nucléaire comme les centrales thermiques sont encore bien utiles.

4. Conclusion

Un peu plus de vingt ans après la publication des premières Directives de libéralisation du secteur de l'électricité, il serait difficile, même pour leurs zéloteurs les plus convaincus, de soutenir que leur mise en œuvre fut un succès : dans les années 1990, les prix européens de l'électricité étaient comparables aux prix américains et ils sont aujourd'hui nettement plus élevés; les émissions de CO₂ restent considérables et le niveau-cible du prix du carbone qui contribuerait significativement à une électricité décarbonée est loin d'être atteint; en 1990, l'Europe était énergétiquement dépendante à hauteur de 43 % contre 53 % aujourd'hui...

Ce qu'il faut peut-être le plus déplorer dans ce bilan, c'est qu'il aurait pu sans doute être dressé par avance. Pour le dire en deux mots : l'introduction de la concurrence dans le secteur était nécessaire – et les auteurs l'ont écrit *in tempore non suspecto*. La question était de savoir quelle concurrence et donc quel recours au marché? Compte tenu des caractères physiques, économiques et sociétaux de l'électricité, il semblait probable que le marché seul ne pourrait pas régler tout, tout le temps et pour tout le monde. Aussi, la concurrence «pour le marché» aurait-elle dû être préférée à la

concurrence «par le marché», comme l'observation des difficultés des premières expériences américaine et anglaise le laissait deviner.

De plus, il n'y a pire situation que celle où une doxa politique élève le marché au rang de paradigme suprême alors qu'«en même temps» une autre doxa s'échine à lui rogner les ailes. C'est ce qui est arrivé lorsque «la vague du marché» a télescopé «la marée verte» : le paysage électrique était devenu illisible, tant pour les États que pour les consommateurs!

La Grande-Bretagne s'en est vite rendu compte et, forte de son séculaire pragmatisme, a plusieurs fois modifié son modèle pour tenir compte des réalités — non sans d'ailleurs expliquer au monde entier à chaque revirement combien il avait tort de ne pas faire comme elle... Les fonctionnaires européens, eux, restent campés sur leurs certitudes, entraînant les États dans de douloureux grands écarts, qu'ils continuent, impavides, à observer, commenter et juger. Pour détourner le soupir navré de Madame Roland au moment de monter à l'échafaud : «Libéralisation, que d'erreurs on commet en ton nom!»

RÉFÉRENCES

Borenstein, S. et Bushwall, J. *The US Electricity Industry after 20 Years of Restructuring*, Energy Institute at HAAS (LBNL), 2014.

Cavanagh, R et Levin, A. «Rehabilitating Retail Electricity Market : Pitfalls and Opportunities», chapitre 9 in F. Sioshansi, «Future of Utilities ; Utilities of the Future», mars 2016, 492 pages.

Cour des comptes. «Le soutien aux énergies renouvelables». Communication à la Commission des Finances du Sénat, mars 2018, 117 pages.

EPRS (European Parliamentary Research Service). «Évaluer le coût de la non-Europe ; 2014-2019», mars 2014, 59 pages.

Hansen, Jean-Pierre et Percebois, Jacques. *Transitions électriques ; ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire*, préface de Gérard Mestrallet, Éditions Odile Jacob, 2017, 276 pages.