La distribution de l'électricité

Atouts et contraintes liés au réseau européen

Jacques Percebois, économiste, université de Montpellier.

Jusqu'à la fin des années 1990, ce sont des entreprises publiques ou privées dites « intégrées » qui produisaient, transportaient et distribuaient l'électricité dans les divers pays européens. Dans certains pays, comme l'Allemagne, il y avait plusieurs entreprises régionales ; dans d'autres pays une seule entreprise nationale en position de monopole, comme EDF en France. La Directive européenne de 1996 a mis fin aux monopoles de production et de fourniture d'électricité. Les réseaux de transport et de distribution, qui fonctionnent comme des « monopoles naturels », sont devenus des « infrastructures essentielles » ouvertes à tous les producteurs et fournisseurs, moyennant des péages d'accès fixés par une commission de régulation indépendante. Ces réseaux sont au cœur des débats actuels, dans un contexte où ils doivent absorber une part croissante d'énergies renouvelables et faire face au développement de l'autoconsommation.

L'électricité est un produit qui ne se stocke pas, du moins à grande échelle dans des conditions économiques. Il faut donc qu'à tout instant la quantité de kWh injectée en amont du réseau soit égale à la quantité de kWh soutirée en aval, aux pertes en ligne par effet Joule près. À défaut, on peut stocker l'eau dans des barrages, ou des stations de pompage aux heures creuses pour la turbiner aux heures de pointe ; mais il y a des limites techniques au pompage de l'eau des barrages, notamment pour les barrages à usages multiples (production d'électricité et irrigation). Certes, la mise sur le marché de batteries de plus en plus performantes permet de stocker un peu d'électricité sur des périodes courtes, et de gros progrès sont réalisés notamment pour en baisser le coût ; mais aujourd'hui l'opération n'est pas rentable à l'échelle d'un réseau national. Elle le sera peut-être demain grâce aux batteries des véhicules électriques^(a).

La principale difficulté concerne le stockage intersaisonnier. Le réseau européen d'électricité est un réseau fortement interconnecté, ce qui est un facteur de

sécurité et un moyen de construire un marché unique de l'électricité. Mais les différences entre les « mix » électriques nationaux, c'est-à-dire des structures des bilans électriques observées dans les divers pays européens, rend parfois difficile la convergence des prix de l'électricité pour le consommateur. Certains pays comme la France ont un mix électrique largement dominé par le nucléaire ; d'autres, comme l'Allemagne, ont un mix qui dépend fortement de centrales fonctionnant au charbon ou au lignite. Le développement des énergies renouvelables, comme les fermes solaires ou éoliennes, impose de renforcer les réseaux à l'échelle locale pour absorber cette production sur le réseau de distribution et la remonter parfois vers le réseau de transport : en effet, les lieux d'injection ne sont pas nécessairement situés à proximité du réseau, ce qui complique la tâche des gestionnaires de réseaux et peut accroître le coût pour le consommateur.

Un réseau maillé à l'échelle européenne

Le réseau d'électricité est aujourd'hui fortement maillé, mais ce ne fut pas toujours le cas. En France, ce sont les collectivités territoriales, les communes particulièrement, qui ont été à l'origine de la construction de petits réseaux. Cela explique que ces communes soient aujourd'hui encore propriétaires des réseaux de distribution, même si c'est Enedis (ex ERDF, Électricité Réseau de Distribution France) qui en est le concessionnaire, hormis lorsque subsistent des Entreprises Locales de Distribution (régies municipales ou sociétés d'économie mixte) [1]. C'est dans l'entre-deux guerres que l'État est intervenu pour inciter ou obliger les réseaux locaux à s'interconnecter, à la fois pour alimenter des régions peu électrifiées et pour garantir une meilleure sécurité de la fourniture. On observera que le maillage du réseau permet de profiter d'un effet de « foisonnement », la puissance installée à l'échelle nationale pouvant alors être bien inférieure à la somme des puissances

installées chez tous les consommateurs. Après la Seconde Guerre mondiale, et bien avant la signature du Traité de Rome en 1957, les électriciens européens ont compris la nécessité de développer des interconnexions transnationales, dans un souci de secours mutuel essentiellement. Ainsi l'« Europe de l'électricité » a précédé l'Europe économique.

La libéralisation du secteur de l'électricité qui a commencé avec l'adoption de la Première Directive européenne en 1996, oblige les États-membres à ouvrir à la concurrence l'activité de production et celle de fourniture d'électricité. L'entreprise publique EDF, qui avait obtenu un quasi-monopole de la production, de la distribution et de la commercialisation de l'électricité et un monopole total du transport depuis la loi de nationalisation de 1946, n'est plus le seul producteur ni le seul fournisseur en France.

Les réseaux demeurent toutefois des « monopoles naturels », ce qui s'explique par l'existence de coûts fixes élevés, mais ils doivent être « régulés » au terme de la loi, et le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) est une

composante importante du prix de l'électricité (un tiers environ du prix TTC pour un consommateur domestique) [2]. En France métropolitaine, c'est Réseau de Transport de l'Électricité (RTE) qui se charge du transport, c'est-à-dire du réseau public à haute tension, au-dessus de 50 000 volts. Enedis gère la distribution, c'est-à-dire les lignes à moyenne et basse tension, de moins de 50 000 volts, jusqu'aux utilisateurs finaux. Ces deux sociétés sont aujourd'hui encore des filiales d'EDF, à 50% pour RTE et à 100% pour Enedis, mais elles doivent se comporter comme des gestionnaires de réseaux indépendants et ne pas favoriser l'opérateur historique EDF. Dans les autres pays européens, ces gestionnaires de réseaux sont la plupart du temps des sociétés privées qui ont coupé tout lien avec leur maison-mère. Pour permettre la création d'un véritable marché européen de l'électricité, la Commission européenne incite les États-membres à développer les interconnexions transnationales, cette fois non pas seulement pour des raisons de sécurité, mais pour faciliter les échanges commerciaux d'électricité et permettre

une relative convergence des prix du kWh pour le consommateur.

Les investissements dans les réseaux sont coûteux et des congestions demeurent en Europe ; c'est en particulier le cas entre la France et l'Italie ou entre la France et l'Espagne, pour des raisons à la fois historiques et géographiques (existence de massifs montagneux qui rendent coûteuse la construction de lignes à haute tension). Les interconnexions sont meilleures avec l'Allemagne, ce qui explique que les prix de l'électricité sur les marchés de gros (là où s'échangent les kWh produits) soient souvent les mêmes en France, en Allemagne et en Belgique. À noter que l'interconnexion avec l'Angleterre, *via* une ligne à haute tension sous-marine, se fait en courant continu et non en courant alternatif. Il faut transformer le courant alternatif en courant continu à la frontière française et faire l'inverse à l'entrée du territoire anglais. Cela signifie que le réseau britannique et le réseau continental ne sont pas synchrones^(b).

Divergence des mix électriques

Chaque pays est libre de choisir son mix électrique et les moyens de le produire. De ce fait la structure des mix électriques est très différente d'un pays européen à l'autre, pour des raisons qui tiennent à la fois à la géographie et à l'histoire. En Allemagne, la structure de la production d'électricité était en 2015 la suivante : 42% à base de charbon et de lignite, 34% à base de renouvelables (solaire, éolien, biomasse, hydraulique), 14% à base de nucléaire, 9% à base de gaz naturel et 1% à base de fioul. En France, la même année, la structure était la suivante : 76% à base de nucléaire, 17% à base de renouvelables, 3% à base de gaz naturel, 3% à base de charbon, et 1% à base de fioul.

Cela explique que le prix payé par le consommateur final puisse être très différent d'un pays à l'autre, car le coût de ces énergies est différent [3]. Comme les renouvelables sont largement subventionnées *via* des prix d'achat garantis et que le surcoût de ces renouvelables par rapport aux prix du marché de gros est financé *via* des taxes supportées par le consommateur final, le prix TTC du kWh allemand payé par un consommateur domestique est près de deux fois plus élevé que le prix TTC du kWh français, la part du renouvelable étant bien supérieure en Allemagne et les prix d'achat garantis plus élevés [4]. Avec la chute des coûts de production des renouvelables, les subventions ont toutefois tendance à baisser fortement.

Rappelons que le prix TTC du kWh domestique se décompose comme suit en France : 36% pour le coût de production et de commercialisation du kWh, 30% pour le transport et la distribution et 34% pour les taxes (qui comprennent notamment le surcoût lié aux subventions accordées aux renouvelables). Notons aussi que les interconnexions européennes conduisent parfois le réseau français à importer de l'électricité renouvelable allemande prioritaire, au détriment d'une production nationale qui peut être d'origine nucléaire. Les arbitrages se font sur le marché de gros européen en fonction des coûts marginaux croissants des énergies. Le nucléaire se trouve ainsi évincé par une électricité renouvelable excédentaire, injectée à un coût quasiment nul mais avec un prix de soutien hors marché très élevé.

Les interconnexions ne règlent pas tout

La priorité donnée en France à l'énergie nucléaire au moment des chocs pétroliers (le Plan Messmer de 1974) explique que le chauffage des bâtiments recourt beaucoup à l'électricité, ce qui rend la demande d'électricité très sensible à la température. L'augmentation de la demande d'électricité en Europe en période de grand froid est due à près de 50% à la demande française. Ainsi un degré Celsius en moins en hiver, c'est 2 400 MW de puissance de plus appelée sur le réseau français. Si la disponibilité du parc nucléaire est momentanément moindre, ce qui fut le cas fin 2016 ou début 2017 à la demande de l'Autorité de Sûreté Nucléaire pour des raisons techniques, les opérateurs craignent un délestage, le prix de l'électricité sur le marché de gros s'envole. Les interconnexions sont alors saturées, elles ne suffisent pas à enrayer cette hausse, et les prix français et allemands peuvent diverger. La capacité d'interconnexion disponible entre la France et l'Allemagne est de l'ordre de 5 GW, et de 4 GW entre la France et la Belgique, pour une demande de pointe qui est de l'ordre de 90 GW en moyenne en France (elle a même atteint le pic de 102 GW en 2012).

Le développement des énergies renouvelables intermittentes (solaire et éolien) ne réglerait pas la question, car ces énergies ne sont pas nécessairement disponibles aux heures de pointe (le matin vers 9 h ou le soir vers 19 h, particulièrement en hiver). Il faut donc prévoir des centrales de réserve ou envisager un stockage à grande échelle, *via* l'électrolyse de l'eau par exemple^(c). Le développement des renouvelables oblige aussi à renforcer le réseau pour absorber cette électricité produite parfois loin des réseaux, et ce renforcement est coûteux. Cela engendre aussi des contraintes sur l'équilibre du réseau, puisque l'injection de ces renouvelables n'est pas modulable : c'est particulièrement vrai pour l'éolien, dont l'injection est plus aléatoire que celle du solaire. Raccorder une multiplicité de petits sites est aussi plus coûteux que de raccorder des centrales de grande dimension, d'autant que le réseau maillé français est aujourd'hui largement amorti ; créer une ligne nouvelle coûte beaucoup plus cher que renforcer une ligne existante.

Coexistence et coordination

Les réseaux demeurent au cœur du marché européen de l'électricité, à la fois pour des raisons de secours et des motifs économiques. Il faudra demain compter de plus en plus avec la coexistence de deux types de réseaux : d'une part de grands réseaux interconnectés à la maille européenne ; et d'autre part de petits réseaux développés à la maille d'un centre commercial, d'un lotissement, d'un groupe d'immeubles ou d'un quartier nouveau si l'autoproduction se développe, en particulier l'autoproduction collective qui est encouragée par la loi. C'est la coordination de ces deux modèles qui est un enjeu pour les gestionnaires de réseaux. La politique visant à encourager l'autoconsommation de photovoltaïque est un moyen d'atténuer ces contraintes, puisque le producteur n'aura théoriquement plus besoin d'injecter et de soutirer de l'électricité du réseau de distribution en place. Mais cela ne règle pas tout, car le producteur-consommateur voudra parfois demeurer connecté au réseau national interconnecté pour faire face à la défaillance de son installation lorsqu'il n'y aura ni vent ni soleil, du moins tant que des moyens individuels de stockage performants et bon marché ne seront pas au point. ■

Références

1. C. Bouneau et al., *Les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle*, Timée Éditions (2007).
2. J.-P. Hansen et al., *Énergie : économie et politiques*, Éditions de Boeck (2015).
3. J. Percebois et al., « Coût complet lié à l'injection d'électricité renouvelable intermittente. Approche modélisée sur le marché français day-ahead », *Revue de l'Énergie*, **632** (2016) 287-306.
4. J.-P. Hansen et al., *Transition(s) électrique(s) ; ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire*, Éditions Odile Jacob, (2017).

a. (NdE) Sur les conséquences qu'entraîne la multiplication des véhicules électriques, voir « Voiture électrique, une aubaine pour la Chine », *Le Monde Diplomatique*, n°773 (août 2018).

b. Voir dans ce dossier l'article de N. Maizi et F. Briens (p. 49).

c. Avec de l'électricité, on obtient de l'hydrogène que l'on peut combiner à du CO₂ pour obtenir du méthane, et stocker ce méthane pour l'utiliser ensuite en période de pointe.