



André Merlin

Président d'honneur de RTE
Ancien président de Cigre

La maîtrise des grands systèmes électriques

Un enjeu majeur à l'heure de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables

L'ouverture des marchés de l'électricité et le développement rapide des énergies renouvelables intermittentes accroissent la complexité des systèmes électriques, dont la défaillance est de moins en moins acceptable dans nos sociétés. Sur la base de son expérience, André Merlin revient sur les risques encourus et dresse un tableau des solutions pour mieux les maîtriser.

REE : La transition énergétique se traduit, notamment, par une évolution des modes de production de l'énergie électrique, avec un accroissement rapide de la part des énergies renouvelables. Quelles réflexions cette évolution vous inspire-t-elle ?

André Merlin : Un grand système électrique comme celui que nous développons en Europe depuis la fin de la Première Guerre mondiale est un système complexe. L'Académie nationale d'ingénierie des États-Unis est même allée jusqu'à dire qu'il constituait le système le plus complexe créé et réalisé par l'esprit humain au vingtième siècle. Très vite, bien avant l'ouverture des marchés, on s'est aperçu que pour ma-

triser cette complexité, il fallait disposer d'outils d'aide à la décision.

Cette complexité tient principalement au fait que l'électricité n'est pas stockable directement. Il faut donc en per-

“Le système le plus complexe créé et réalisé par l'esprit humain au vingtième siècle...”

manence procéder à un équilibrage entre l'offre et la demande qui est très variable au cours de l'année, de la semaine et de la journée. Pour que cette

opération soit réalisée dans des conditions techniques acceptables du point de vue des équipements du réseau, il importe de contrôler de manière continue trois paramètres décisifs : la fréquence (avec, en Europe, une référence de 50Hz et une plage admissible située entre 49,5Hz et 50,5 Hz), la tension et le courant. Il faut savoir que tout écart par rapport aux valeurs de référence fait courir au réseau un risque considérable, celui d'un effondrement complet du système électrique (blackout).

La France a connu deux blackouts : le 19 décembre 1978, tout le pays a été plongé dans l'obscurité pendant près d'une journée ; en 1987, l'obstruction par la glace des prises d'eau de la centrale de Cordemais a conduit à l'arrêt de sa production d'électricité et l'instabilité de

●●● tension qui en a résulté a entraîné une coupure généralisée dans tout l'Ouest de la France. Et en novembre 2006, notre pays a failli connaître un nouveau black-out à cause d'un incident survenu en Allemagne du nord qui a eu des conséquences lourdes sur l'ensemble du réseau européen. Pour la collectivité, et donc pour les pouvoirs publics, un tel risque est aujourd'hui inacceptable, tant la dépendance de l'ensemble des activités humaines à l'énergie électrique est grande. Pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, le gestionnaire de transport peut procéder à deux types de coupures d'électricité : programmées dans le cadre de l'effacement ou immédiates et sans préavis dans le cadre de l'interruptibilité, essentielle pour éviter l'écroulement du système électrique. C'est grâce à ce dernier dispositif qu'on a échappé au blackout européen lors de l'incident de novembre 2006.

“Le marché de l'électricité a ajouté des degrés de complexité mais la sensibilité de la collectivité à la disponibilité de l'électricité s'accroît.”

REE : Par rapport à cette complexité et aux risques qui y sont associés, quel rôle ont joué –ou jouent encore – les évolutions majeures du secteur électrique que l'on connaît depuis une vingtaine d'années ?

A.M. : Le marché de l'électricité européen mis en place à partir des années 1990 a ajouté des degrés de complexité dans le système électrique. Premiè-

rement, pour donner la possibilité à chaque client de choisir son fournisseur partout en Europe selon le principe de l'accès des tiers au réseau, il a fallu traduire les échanges commerciaux en flux physiques et créer une infrastructure informatique et des bourses de l'électricité en Europe. Deuxièmement, le développement des énergies renouvelables à caractère intermittent induit la nécessité de compenser les variations de production par d'autres moyens de production pilotables. Et la difficulté provient notamment du fait que, en même temps que les degrés de complexité s'ajoutent, la sensibilité de la collectivité à la disponibilité de l'électricité s'accroît, puisque l'électricité est indispensable à toutes nos activités.

Relativement au maintien permanent de l'équilibre offre-demande, un stockage massif de l'énergie dans des équipements raccordés au réseau pourrait en théorie constituer une solution à ce problème, mais on voit les limites de cette solution :

- concernant le stockage dit gravitaire, limitation du nombre de sites susceptibles d'accueillir des stations de pompage (même s'il en reste quelques-uns) ;
- concernant le stockage électrochimique, problèmes de coût, sauf rupture technologique aujourd'hui imprévisible.

La conclusion à laquelle on arrive assez vite, c'est donc que si ces énergies renouvelables intermittentes se développent, il sera indispensable de disposer de moyens de puissance garantie, obtenue par des systèmes de production conventionnels capables d'assurer un suivi de charge. Aujourd'hui, en France, c'est principalement le nucléaire qui joue ce rôle, grâce à la capacité de pilotage que la filière nucléaire française a développée alors qu'elle était absente de la filière américaine à l'origine de ces centrales. En Espagne ce sont des centrales au gaz ; en Allemagne, ce sont des centrales au charbon, auxquelles se substituent progressivement des centrales au gaz.

REE : Ce que vous nous dites va à l'encontre de certaines idées qui ont eu cours, selon lesquelles le taux d'énergies renouvelables dans un système électrique pourrait croître sans limites.

A.M. : En effet ces idées s'appuient sur des études plus que contestables, allant par exemple jusqu'à envisager « un mix électrique 100 % EnR ».

Elles sont contestables à la fois sur le plan technique (opérabilité du système) et sur le plan économique : non-prise en compte de l'incidence économique du caractère intermittent de certaines EnR, qui impose de prévoir d'autres moyens en complément et qui rend non pertinentes des comparaisons, faites sans précautions, de prix de kWh entre énergies intermittentes et énergies provenant de centrales pilotées. Le rapprochement d'un prix du MWh d'origine éolienne avec celui d'un MWh d'origine nucléaire (« grand carénage » compris), respectivement donnés pour 64 et 62 euros par MWh, n'a guère de sens. La filière éolienne étant par nature intermittente, il faut prendre en compte la production garantie nécessaire pour pallier l'absence de vent. Jean-Marc Jancovici a d'ailleurs démontré que l'absence de moyens de production pilotables conduit à une explosion du prix de l'énergie.

REE : Pourtant, si l'on suit l'économiste américain Jeremy Rifkin, la décentralisation de la production d'électricité, qui accompagne le développement des EnR, pourrait permettre des économies sur celui des réseaux électriques...

A.M. : Cette idée est fautive. Au niveau de la distribution, c'est évident puisque le caractère non garanti des productions solaires ou éoliennes ne permet pas de réaliser ces économies théoriques et que ces nouveaux moyens de production doivent être raccordés au réseau. Mais c'est surtout au niveau du réseau de grand transport et d'interconnexion

“Des idées fausses à combattre.”

que le développement des moyens de production intermittents doit s'accompagner de nouveaux investissements, notamment d'un renforcement des interconnexions internationales. Ces interconnexions sont indispensables, à la fois pour renforcer la solidarité entre les pays face aux aléas de l'offre et de la demande, pour permettre l'intégration des marchés de l'électricité et pour intégrer les EnR en profitant d'un certain foisonnement des productions à l'échelle continentale.

C'est donc à juste titre que la Commission européenne encourage la création de nouvelles interconnexions, notamment entre la France et les pays voisins : péninsule ibérique, Italie, Irlande, Royaume-Uni. Le problème est que ces ouvrages coûtent de plus en plus cher parce qu'ils passent soit sous la mer, soit sous la terre, en raison de la difficile acceptabilité de l'implantation de pylônes à très haute tension, comme nous avons pu le voir avec le projet de ligne France-Espagne. La question se pose de savoir jusqu'où aller dans le développement des interconnexions. Il y a un calcul à faire pour montrer que ces opérations sont rentables. C'est aux gestionnaires du réseau de mettre en évidence ces atouts dans les discussions avec la Commission.

REE : Ira-t-on jusqu'à des interconnexions intercontinentales ?

A.M. : Peut-être. Des projets en ce sens existent. J'en citerai deux.

D'une part une interconnexion de grande capacité entre l'Europe et l'Afrique, qui pourrait, selon les moments, fonctionner dans l'un ou l'autre sens : de l'Afrique vers l'Europe pour tirer parti des immenses ressources en énergie solaire des zones sahariennes et subsahariennes et de l'Europe vers l'Afrique pour garantir l'alimentation des

régions concernées aux heures où cette énergie n'est pas présente. C'est techniquement réalisable, même si l'impact sur le fonctionnement des systèmes reste à approfondir. Et les difficultés politiques d'un projet de ce type ne nous échappent évidemment pas.

L'autre projet d'interconnexion intercontinentale a été évoqué par nos collègues chinois de State Grid Corporation of China lors du Cigre de 2012 à Paris. Il s'agirait de relier la région de Pékin à l'Europe continentale pour profiter du décalage horaire des activités entre ces zones. Lors de sa présentation en 2012, le président de SGCC alla jusqu'à donner une estimation du prix du MWh livré dans la partie orientale de l'Allemagne. L'utilisation de niveaux de tension très élevés (de l'ordre d'un million de volts) permet de l'envisager sur le plan technique, mais la rentabilité économique d'un tel projet reste à démontrer.

REE : Revenons-en aux problèmes techniques découlant du développement des énergies renouvelables et aux limites que les contraintes d'exploitation des réseaux électriques peuvent imposer à ce développement. Avant de se concentrer sur l'Europe et la France, quels enseignements peut-on tirer d'autres expériences ?

A.M. : Au-delà de la nécessité de compenser le caractère intermittent des sources de production par énergies renouvelables, la perte de stabilité de la tension est un risque majeur, mis en évidence par de nombreux incidents majeurs intervenus récemment. Quelques exemples récents l'illustrent :

- en 2016, une série de blackouts subie par l'Australie a eu des répercussions sociales et politiques importantes, à la suite desquelles le gouvernement d'Australie du Sud a décidé de commander de nouveaux moyens de production thermique ;
- en 2017, à Taiwan, à la suite d'un blackout majeur, le referendum organisé a conduit à la décision de conserver le nucléaire ;

- au Royaume-Uni, un incident majeur a eu lieu en août 2019. A l'origine de cette panne, la perte de production thermique mais aussi de fermes éoliennes en mer. Le gestionnaire du réseau de transport, National Grid, en a tiré les conséquences et vient de lancer un appel à projets, dont l'objet est d'accroître l'inertie électromécanique du système. En Europe continentale, on est peut-être moins sensible, actuellement, à ce risque, notamment parce que les « petits » pays qui affichent des taux de renouvelables importants s'appuient sur les interconnexions pour maintenir la stabilité de la tension. Mais le risque demeure potentiellement présent, et c'est la raison pour laquelle pour laquelle l'arrêt de centrales à charbon doit être compensé, a minima, par la mise en service de centrales à gaz.

“Il faut développer les interconnexions internationales, mais jusqu'où ?”

REE : En Europe, justement, et notamment en France, où en sommes-nous par rapport à ces risques et où sont les limites à ne pas dépasser ?

A.M. : Il faut bien comprendre que la production électrique d'origine éolienne ou photovoltaïque n'apporte pas naturellement l'inertie que fournissent les machines tournantes des centrales thermiques ou hydrauliques. Et cette inertie est fondamentale pour assurer le bon fonctionnement du système électrique, avec l'ensemble de ses automatismes. Il n'est pas possible, compte tenu de la diversité des situations, d'établir une loi établissant rigoureusement la part de la production d'origine renouvelable acceptable dans un grand système électrique. Ainsi si l'éolien et le photovoltaïque contribuent bien à la fourniture en énergie, ils ne contribuent pas né- ●●●

●●● cessairement aux besoins en capacité. Une étude de la direction R&D d'EDF¹ évoque un taux de production éolienne et photovoltaïque de l'ordre de 40%, ordre de grandeur assez couramment admis.

“Il faut des machines tournantes (centrales thermiques, hydrauliques ou nucléaires), pour maintenir la stabilité du système.”

Dans la situation actuelle, on peut estimer qu'il n'y a pas de risque majeur, mais le gouvernement français nourrit des objectifs ambitieux quant à son mix énergétique. Il prévoit une production d'électricité par les énergies renouvelables bien plus importante. Par exemple, un de ses objectifs est de voir l'éolien, le solaire, l'hydraulique et les bioénergies représenter 32 % de son mix énergétique en 2030. Compte tenu de la croissance de la part de l'électricité dans l'énergie totale consommée, ce chiffre de 32 % du mix énergétique pourrait correspondre à près de 55 % du mix électrique; en retranchant la production hydro-électrique du total des énergies renouvelables, puisque les centrales hydrauliques contribuent à la tenue de la tension, on voit que la part de la production d'origine renouvelable dans le mix électrique pourrait approcher de 50 %, ce qui montre qu'il est temps de commencer à s'en préoccuper.

Outre la question technique cruciale de la sécurité de fonctionnement du

système, un autre sujet me semblerait devoir être traité rapidement, en lien avec le développement des énergies renouvelables : elle concerne le fonctionnement du marché de l'électricité et les règles d'appel aux différents moyens de production. Les situations de coûts marginaux négatifs, foncièrement choquantes, se rencontrent de plus en plus fréquemment ; elles sont liées au principe de l'obligation d'achat des productions d'origine renouvelable, notamment éoliennes et photovoltaïques, en contradiction évidente avec les principes régissant l'appel aux divers moyens de production. Cette contradiction est gérable tant que la production par énergies renouvelables est marginale. Là aussi, il est grand temps de se préoccuper de ce problème et de mettre en place une solution assurant un fonctionnement plus fluide du système : à court terme, on pourrait par exemple introduire les énergies renouvelables dans le marché, en les faisant bénéficier d'un bonus raisonnable.

REE : Pour repousser les limites, notamment en termes d'acceptabilité des EnR intermittentes dans le système électrique, on évoque diverses solutions : la gestion de la demande, notamment par des « effacements de charge », l'accroissement des moyens de stockage, y compris en utilisant les batteries des véhicules électriques, l'apport de réseaux de distribution intelligents, les microgrids, une meilleure coordination des moyens de contrôle du système au niveau européen, etc. Quelles sont les mesures qui vous semblent les plus efficaces, voire les plus urgentes ?

A.M. : Vous évoquez un grand nombre de solutions permettant de repousser les limites du système. Parmi elles, les possibilités d'effacement sont fondamentales. Cette mesure doit évidemment concerner les grands industriels comme les autres professionnels et les consommateurs domestiques. Pour

maîtriser la gestion de l'effacement parmi cette clientèle diffuse et le faire dans le respect de la sécurité des personnes, il faut mettre en place des agrégateurs travaillant en lien avec le gestionnaire du réseau de transport. Les réseaux de distribution intelligents, dont le compteur communicant (en France, Linky) est la pierre angulaire, ont aussi leur rôle à jouer.

Les microgrids, dont l'émergence, notamment en Allemagne, irait dans le sens d'une évolution sociétale vers des communautés énergétiques locales, seraient aussi à prendre en compte ; en France, ils se heurteraient toutefois au risque de remise en cause de la péréquation tarifaire, à laquelle de nombreux acteurs sont très attachés. Parmi eux, notamment, la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies, ainsi que le principal gestionnaire de réseaux de distribution français, Enedis. De même le développement de l'autoconsommation, subventionné par la collectivité, se ferait au détriment des investissements collectifs, avec un risque de remise en cause de la péréquation.

Le développement du stockage de l'énergie en réseau est la solution la plus couramment évoquée ; toutefois on a déjà évoqué, précédemment, les limites de cette solution, dans le cadre des technologies actuelles : en ce qui concerne le stockage par batteries, la contrainte est économique, même si le coût du stockage stationnaire connaît des baisses spectaculaires qui devraient se poursuivre. Elle est peut-être aussi écologique. Le stockage gravitaire dans des stations de pompage se présente dans de meilleures conditions économiques, mais les sites susceptibles d'être équipés sont maintenant, en France, géographiquement limités.

Quant à l'utilisation des batteries des véhicules électriques en appui à l'équilibre offre-demande sur le réseau, dispositif dit Vehicle to Grid, c'est une idée séduisante. La piste mérite d'être explorée, même si elle est actuellement au stade de la R&D. Là aussi, la mise en place d'agrégateurs sera nécessaire.

¹ On pourra se reporter au dossier « enjeux d'un développement massif des EnR dans le système électrique européen du futur », publié dans la REE 2016/5.

REE : Toutes ces solutions améliorent la robustesse du système mais, en même temps et paradoxalement, augmentent sa complexité. Au-delà de ces solutions, la maîtrise de la complexité du système européen peut-elle encore être améliorée par des mesures concernant la gestion et le pilotage du système ?

A.M. : Oui, des progrès peuvent sans doute encore être faits, même si la création d'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) a déjà constitué une avancée notable. Sa compétence doit être étendue, ce qui suppose notamment des transferts de compétences et une meilleure coordination des gestions prévisionnelles. Il ne s'agit pas d'avoir un centre de conduite unique du réseau européen mais de mieux les coordonner, à la fois en termes de temps réel et de gestion prévisionnelle. L'expérience a en effet montré que des incidents graves ont été, au moins en partie, imputables à des incompréhensions entre centres de conduite.

La coordination entre gestionnaires de réseaux de transport est bénéfique au système, tout en préservant un contrôle national. Cela a justifié, en Europe, la création de CORESO, qui regroupait initialement, fin 2008, RTE et son homologue belge ELIA et qui regroupe désormais de nombreux autres systèmes électriques, du Portugal à l'Irlande en passant par l'Italie. Aux Etats-Unis, le cas du gestionnaire PJM (Pennsylvanie-New Jersey- Massachusetts) en est une autre illustration, avec une zone de coordination qui s'est étendue sur de nombreux autres états depuis son lancement.

Pour aller dans ce sens, on pourrait imaginer, concernant l'Allemagne, de passer de quatre centres de conduite à un seul centre de coordination, ou au maximum deux.

Ces progrès vers une meilleure coordination de la conduite du système européen prendront certainement du temps, mais ils sont nécessaires.

REE : Dans le débat public concernant les questions énergétiques, il nous semble que les questions importantes que nous venons d'évoquer sont peu présentes. Il est vrai qu'elles sont complexes. Que faire pour sensibiliser, voire pour convaincre nos concitoyens ?

A.M. : Il faut que les ingénieurs s'expriment davantage qu'ils ne le font aujourd'hui. Il est grand temps de s'en occuper.

REE : Vous êtes maintenant adjoint au maire de votre commune de naissance (Pleaux) et vice-président du Syndicat départemental des énergies du Cantal. A la lumière de cette expérience nouvelle, comment voyez-vous le rôle des autorités locales dans la transition énergétique ?

A.M. : Les collectivités locales ont un rôle majeur à jouer dans le cadre de la transition énergétique. L'expérience que j'ai pu avoir, ces dernières années, dans ma commune et dans mon département, montre que leurs interventions concernent, d'abord, la maîtrise de la demande.

“Un taux limite de renouvelables atteint vers 2030 ?”

Par exemple, dans ma commune, la rénovation de l'éclairage public qui a permis de diviser par quatre la puissance souscrite, la rénovation du chauffage de la piscine municipale avec installation d'une pompe à chaleur à la place d'un chauffage par résistances électriques, le chauffage de la mairie et de la poste en remplaçant la chaudière à fuel par une chaudière à granulés-bois, etc.

Les collectivités interviennent aussi dans d'autres domaines, tels que l'installation de bornes de recharge de véhicules électriques et, surtout, les politiques d'installation de moyens de production d'électricité par énergies renouvelables. Dans mon département, si nous avons, pour des raisons environnementales, une forte réticence vis-à-vis de l'implantation d'éoliennes, nous promovons des projets de centrales solaires au sol, dont l'un est associé à un projet agricole-solaire. Mais nous nous heurtons à un problème de sous-équipement en réseau (poste source saturé et trop éloigné...), qui nous conduit à nous intéresser aux schémas de raccordement des énergies renouvelables planifiés par Enedis et RTE. Les collectivités sont ainsi associées à la planification énergétique, mais peut-être sans maîtriser toutes les compétences qui seraient nécessaires pour cela.

REE : En guise de conclusion, comment voyez-vous le réseau électrique français, disons en 2050 ?

A.M. : Le réseau de transport a un bel avenir devant lui. Par rapport au réseau actuel, celui de 2050 sera beaucoup plus souterrain, y compris en haute et très haute tension, jusqu'aux interconnexions internationales. Celles-ci se seront encore largement développées, jusqu'à une échelle intercontinentale. Le courant continu aura pris une place plus importante aux deux extrémités de la chaîne (grandes interconnexions et réseaux locaux).

Mais surtout le réseau devra, sauf ruptures technologiques majeures que l'on ne voit pas se profiler, rester appuyé sur des centrales solides assurant sa stabilité : centrales nucléaires, si l'on parvient à en mettre en service de nouvelles, ou centrales à gaz, malgré les inconvénients en termes de gaz à effet de serre.

Mais je ne suis pas devin... ■

**Propos recueillis par
Jacques Horvilleur**