

# Avant-propos

par Gilles BELLEC\*

La captation directe de nouvelles forces de la nature, permettant de mettre de nouvelles sources d'énergie au service des hommes, a de quoi nous faire rêver. Cela d'autant plus que ces nouvelles sources d'énergie sont renouvelables et que leur utilisation ne dégage pratiquement pas de gaz à effet de serre.

Le développement des sources électriques intermittentes auquel nous assistons, notamment en Europe, ne relève pas d'une mode passagère. Ainsi, depuis plusieurs années, l'Allemagne investit à elle seule plus de 20 milliards d'euros par an dans ce développement. Or, l'injection à grande échelle dans les réseaux d'une électricité dont la valeur d'usage est largement inconnue pose des problèmes techniques et économiques d'un caractère inédit.

Aujourd'hui, la valeur de l'électricité intermittente est souvent appréciée par référence à la « parité réseau », une expression apparue depuis quelques années dans les colloques consacrés à l'électricité. Il s'agit du coût complet (production et transport) de l'électricité « classique » au point où est produite l'électricité intermittente. Mais ce coût ne traduit pas correctement la valeur d'usage de l'électricité intermittente si l'on souhaite une fourniture (une puissance) garantie. La production intermittente ne permet d'économiser ni les moyens de production ni les réseaux nécessaires pour assurer cette garantie.

Sur quoi fonder alors la valeur économique de l'électricité intermittente ? Comparer entre elles les valeurs économiques d'un stère de bois, d'une tonne de charbon, d'un mètre cube de gaz ou d'un baril de pétrole est relativement facile. Toutes ces sources d'énergie sont comparables entre elles : toutes sont stockables et l'on peut en mesurer le pouvoir calorifique au moyen d'une unité de mesure commune, la tonne équivalent pétrole (Tep) ou le kilowattheure (kWh). On sait évaluer les coûts de production de ces sources d'énergie, et leurs prix sont révélés par des marchés efficients.

Il en va tout autrement en ce qui concerne l'électricité, pour laquelle aucun modèle économique ne semble encore stabilisé. En effet, avant d'être mesurable en tant que quantité d'énergie, l'électricité l'est en tant que puissance. Déployée pendant un certain temps, une puissance électrique (exprimée en kilowatts, kW) fournit une quantité d'énergie (exprimée en kilowattheures, kWh).

Le service de l'électricité consiste à mettre à la disposition des usagers (clients domestiques, industriels, collectivités locales) une puissance électrique mesurée en kW. Sa valeur d'usage varie d'une seconde à l'autre (le lieu de la livraison importe lui aussi, mais la mutualisation interrégionale des tarifs de réseaux – la péréquation – nous cache ce dernier point).

Les sources intermittentes d'électricité sont aujourd'hui rémunérées par le rachat des kWh qu'elles produisent. Ce

faisant, on ne tient pas compte de leurs performances en matière de régularité et de prévisibilité : aucun lien n'est fait entre leur coût de revient et leur valeur d'usage.

Cette question ne se posait pas par le passé, car la plus grande partie de l'électricité était produite à partir de sources fossiles stockables (liquides, solides ou gazeuses), ce qui conduisait à oublier la différence entre quantité d'énergie produite et puissance. Dans le domaine des sources intermittentes, seule l'hydroélectricité, relativement stockable, avait trouvé sa place, et sa rentabilité était largement assurée. Aujourd'hui, nous captions à grande échelle des forces de la nature qui sont beaucoup plus dispersées (éolienne et solaire, notamment), et cela pose des problèmes inédits.

Les monopoles publics ou privés savent depuis longtemps comparer entre eux les coûts des centrales électriques, bien que les temps de retour sur investissement dépassent souvent plusieurs décennies. Le fonctionnement de ces équipements est optimisé en suivant un « ordre de mérite » dans leurs performances. Le nucléaire est venu s'insérer dans cette logique économique, sans la modifier de manière notable.

En France, M. Marcel Boiteux a acquis une renommée internationale en démontrant qu'un même système de prix pouvait permettre à la fois d'optimiser à court terme l'exploitation d'un parc existant de centrales électriques, et d'organiser à long terme la programmation de nouvelles centrales. Ce système avait l'avantage de se rapprocher du fonctionnement d'un marché concurrentiel (même s'il fallait, en fait, tarifier au coût moyen, et non au coût marginal). Dans le monde réel, les hypothèses sous-jacentes à ce modèle étaient rarement réalisées, mais cette doctrine très largement reconnue permettait à la rationalité économique d'occuper une place centrale dans la gestion des systèmes électriques.

Ce remarquable outil intellectuel est devenu obsolète dans le contexte actuel, mais aucun autre n'est venu le remplacer.

Depuis une vingtaine d'années, en Europe, un système électrique s'est mis en place, fondé sur la mise en concurrence des productions électriques traditionnelles (fossiles et nucléaire). En réalité, ce nouveau système n'est pas encore réellement en vigueur. Des traditions nationales différentes coexistent toujours, et la concurrence en matière de production de kWh, souhaitée par le noyau institutionnel européen, ne s'est pas encore totalement imposée : la transition à partir de l'ancien système des monopoles ou oligopoles n'est pas encore achevée.

Avant même d'avoir pu établir la preuve de sa viabilité (ou de son échec) sur le long terme, ce système est aujourd'hui profondément déstabilisé par le développement rapide des productions intermittentes.

L'essor de ces nouveaux modes de production électrique (qui bénéficient d'une priorité dans la plupart des pays européens pour des raisons environnementales) réduit la durée de fonctionnement des moyens classiques de production d'électricité. Ainsi, les centrales à gaz, dont la rentabilité repose sur un fonctionnement allant de 3 000 à 4 000 heures par an, ne tournent plus en général que de 1 000 à 2 000 heures par an. De ce fait, elles ne sont plus rentables.

Aucune construction de nouvelles centrales thermiques n'est aujourd'hui lancée en Europe, hormis celle de centrales au charbon en Allemagne. Par ailleurs, le niveau moyen des prix de gros de l'électricité a artificiellement baissé (y compris avec des épisodes de prix négatifs). L'ensemble pénalise financièrement les centrales classiques, qu'il faudrait au contraire rémunérer pour le rôle d'assurance de la continuité de l'approvisionnement électrique qu'elles assurent, et pour le lissage des montées et des baisses de charge des réseaux qu'elles permettent : un nouveau système global reste donc à mettre en place, le système actuel menant à de multiples impasses.

Ce numéro de la série *Responsabilité Et Environnement des Annales des Mines* explore certains éléments encore épars d'un nouveau système qui est en train de se construire par étapes.

On a ainsi commencé par l'introduction à grande échelle dans les réseaux d'une production intermittente, qui exige instantanément (s'agissant d'électricité, une énergie difficilement stockable) des débouchés sur le marché : la place de marché de l'électricité que constituent les réseaux doit se réorganiser en conséquence.

C'est donc un âge d'or des réseaux qui se profile devant nous, et ce pour quelques années, voire pour quelques décennies.

Aujourd'hui, on a également pris le parti de remettre à plus tard le traitement des contraintes économiques inhérentes à la production d'électricité intermittente. Le facteur principal limitant leur développement est devenu le raccordement aux réseaux, car la construction de nouvelles lignes prend du temps. Les centrales éoliennes espagnoles, par exemple, tournent parfois à vide, faute d'une interconnexion suffisante entre les réseaux électriques espagnol et français. Autre exemple : l'écoulement optimal du nord vers le sud de la production des champs d'éoliennes *off-shore* de l'Allemagne nécessite la construction de nouvelles lignes électriques : c'est un des principaux verrous du tournant énergétique allemand.

L'équilibrage instantané de la puissance intermittente connectée au réseau pose des problèmes d'une ampleur nouvelle. Cet équilibrage est d'abord obtenu en modulant la production d'électricité conventionnelle, par exemple en ralentissant les machines tournantes des centrales de production fossile et nucléaire.

À certains moments, il peut devenir nécessaire de réduire la demande : c'est ce que l'on appelle l'*effacement*. Celui-ci peut être obtenu en ralentissant les moteurs et les *process* des industriels utilisant de l'électricité. Les grands consommateurs d'électricité sont familiarisés avec ce sujet ;

leur potentiel d'effacement est donc d'ores et déjà mobilisé (et dûment indemnisé).

Les consommateurs domestiques peuvent être mobilisés à leur tour, car ils disposent eux aussi d'un potentiel d'effacement. Des initiatives intéressantes (basées sur le volontariat) les mobilisent déjà. Mais pour être efficace, l'effacement nécessite qu'un signal tarifaire soit envoyé aux consommateurs par les distributeurs. Au temps où son monopole lui donnait une responsabilité sur l'ensemble du système électrique, EDF avait mis en place certains tarifs, comme l'EJP (« effacement jour de pointe », qui portait bien son nom) ou encore le tarif Tempo. Mais ces tarifs ont été progressivement abandonnés, alors même que le rôle qu'ils peuvent jouer en matière d'effacement serait plus que jamais nécessaire.

Un stockage temporaire de l'électricité (c'est-à-dire une mise en réserve de la force captée dans la nature) peut aussi contribuer à l'équilibrage de la puissance instantanée d'un réseau.

Dans le cas des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), ce stockage utilise l'eau. Mais à l'avenir, l'air comprimé fournira peut-être une solution, et il faudra trouver des sites géologiques adaptés. Les batteries électriques existent depuis longtemps, mais elles restent fort coûteuses ; on place beaucoup d'espoirs dans la recherche pour en faire baisser leur coût.

Aujourd'hui, la production intermittente injecte dans les réseaux une électricité aux caractéristiques diversifiées, dont personne ne connaît la valeur ; de ce fait, la rentabilité de ces solutions de stockage est difficile à évaluer, alors que l'on vient d'en voir le caractère indispensable. Sur le plan économique, le développement des productions intermittentes s'est fait à la fois *via* une mutualisation généralisée des tarifs (la contribution au service public de l'électricité-CSPE en France, et l'*Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage*, en Allemagne) et *via* le report dans le temps des contraintes économiques liées à leur production.

Le retour de la prise en compte de ces contraintes économiques pourrait consister en la réinstauration d'un signal-prix qui soit adapté à la nouvelle électricité et qui prenne en compte les deux aspects du problème. La tarification électrique du futur reste à inventer : on peut imaginer (par exemple) une segmentation du marché qui pourrait être mise en œuvre dès maintenant, cela pratiquement sans frais supplémentaires.

Ainsi, le système bien connu de la tarification « heures creuses/heures pleines » (utilisé notamment pour les chauffe-eau) correspond à ce nouveau contexte. On n'a pas besoin d'attendre l'installation de compteurs de nouvelle génération pour rendre ce dispositif encore plus performant, en recourant à des chauffe-eau électriques modernes, dits à décalage de charge.

Pour le chauffage pendant la pointe hivernale de consommation électrique, on peut non seulement imaginer des tarifs saisonnalisés « été/hiver », mais aussi inciter le consommateur à réduire pendant une certaine durée (autour de deux heures) sa consommation d'électricité en

faisant appel au procédé bien connu du « fil pilote » qui contrôle la marche des radiateurs électriques à inertie. Une incitation similaire peut être mise en œuvre en ce qui concerne l'usage de certains appareils électroménagers, comme les lave-linge ou les lave-vaisselle. Enfin, l'électricité garantie en puissance « toutes heures » (par conséquent plus chère) pourrait être réservée à des usages comme la télévision, l'éclairage et la cuisson qui ne peuvent être ni anticipés ni décalés dans le temps.

Dans l'avenir, les réseaux électriques intelligents (*smart grids*) permettront une tarification instantanée fondée sur un comptage précis, orienté vers un équilibre entre la puissance produite et la puissance appelée.

D'autres modalités, comme l'autoconsommation sans subvention de l'électricité solaire dans les logements, constituent des exemples de modes de réintégration de la contrainte économique inhérente aux énergies renouvelables intermittentes.

Ce monde électrique largement nouveau n'existe pas encore, mais il est en filigrane dans les évolutions en cours.

Finalement, nous connaissons peut-être dans les années à venir une révolution tarifaire électrique semblable à celle que nous avons déjà connue dans le domaine des transports, où deux voyageurs voisins payent un service apparemment identique à des prix différents selon

les conditions dans lesquelles ils ont effectué la réservation de leur place.

Ce numéro des *Annales des Mines* ouvre des pistes. Il nous permet d'entrevoir les premières étapes concrètes d'un changement de grande ampleur.

L'insertion des sources de production intermittentes dans les réseaux électriques entraîne déjà des contradictions pour leurs systèmes de régulation, des contradictions qui vont aller en s'accroissant. Un nouveau système global de régulation reste à inventer ; il ne pourra pas ignorer durablement les contraintes économiques, comme c'est aujourd'hui le cas.

Les autorités politiques, nationales et européennes, seront aussi appelées à redéfinir, dans la chaîne électrique, les maillons où la mutualisation des coûts permet d'organiser des espaces légitimes de solidarité (c'est-à-dire le domaine des prix administrés et de la tarification des services réseaux), et ceux où la discipline de la concurrence, jugée plus efficace, peut donc être conservée ou réintroduite.

Voilà qui débouche sur d'autres débats, et sur d'autres publications ultérieures...

### Note

\* Ingénieur général des Mines, Conseil général de l'Economie, de l'Industrie, de l'Energie et des Technologies, ministère de l'Economie et des Finances et ministère du Redressement productif.