

# Le numérique au service de la modernisation des réseaux d'électricité

Par Jacques PERCEBOIS

Professeur émérite à l'Université de Montpellier, chercheur à l'UMR CNRS Art-Dev

Le numérique consommerait chaque année près de 3 000 TWh (térawatt-heures) à l'échelle mondiale selon une étude de l'association The Shift Project (2018), soit environ 11 à 12 % de la consommation mondiale d'électricité. Cela correspond *grosso modo* à l'équivalent de la consommation d'électricité de l'Union européenne des 27 en 2019. La production des équipements numériques représenterait environ 45 % de ces besoins. La consommation des usages, qui correspond au solde soit 55 %, se répartirait comme suit : 19 % pour les équipements terminaux, 20 % pour les *data centers* et 16 % pour le fonctionnement des réseaux. Mais, en retour, les réseaux d'électricité, de transport comme de distribution, bénéficient aussi des progrès du numérique, que ce soit au niveau de l'équilibrage des réseaux ou à celui de l'intégration des renouvelables.

Le numérique consomme de l'électricité, mais il est aussi un outil entre les mains des électriciens, et pas seulement des gestionnaires de réseaux. Les producteurs d'électricité utilisent de plus en plus la technique du « jumeau numérique » (*digital twin*) lors de la construction d'une centrale. Elle permet de mener des simulations numériques, ce qui facilite ensuite la mise au point de la version physique du projet. L'utilisateur du logiciel peut par exemple se déplacer de façon virtuelle à l'intérieur du bâtiment du réacteur d'une centrale nucléaire, pour repérer des défauts ou préparer une intervention physique. Les robots téléguidés par des programmes numériques relevant de l'intelligence artificielle peuvent remplir des tâches que les humains auraient des difficultés à assumer, telles les interventions en zone nucléaire irradiée ou la manipulation de déchets radioactifs.

La décarbonation croissante du mix électrique s'accompagne d'une pénétration accrue des renouvelables intermittentes comme le solaire et l'éolien, et ces énergies, du fait de leur caractère non pilotable, vont accroître les contraintes au niveau de la gestion des réseaux. La quantité de kWh injectée en amont sur le réseau doit en temps réel être strictement égale à la quantité soutirée en aval du réseau, aux pertes en ligne près. Ce sont les lois de la physique. Le numérique est un outil qui facilite à la fois l'équilibrage des réseaux et l'intégration des renouvelables décentralisées sur ces réseaux.

## Le numérique au service de l'équilibrage des réseaux d'électricité

Le réseau d'électricité transporte en haute tension l'électricité produite par les centrales réparties sur le territoire, et le courant est ensuite distribué localement en basse tension au consommateur final professionnel ou domestique. L'interconnexion des réseaux au niveau national comme au niveau européen permet de bénéficier du « foisonnement » des puissances. Le « foisonnement » traduit le fait que, en raison de comportements différenciés des consommateurs, la puissance maximale appelée sur le réseau est, à un instant donné, sensiblement inférieure à la somme des puissances maximales souscrites par chaque consommateur. Il n'en reste pas moins vrai qu'il faut garantir l'équilibre du réseau, c'est-à-dire maintenir en permanence la fréquence à 50 Hz. Si la quantité d'électricité soutirée est inférieure à la quantité injectée, la fréquence augmente ; dans le

cas contraire, elle chute, et dans tous les cas on risque le *black-out*. Le gestionnaire du réseau de transport (RTE en France) doit adapter l'offre à la demande d'électricité, et il dispose pour cela de plusieurs moyens dont l'efficacité est aujourd'hui renforcée grâce au numérique.

## **Les moyens traditionnels d'équilibrage**

Ils sont de plusieurs sortes, et le gestionnaire de réseau joue à la fois sur la puissance disponible et sur la puissance appelée.

### ***Les réserves de puissance***

Pour faire face à toute augmentation ou baisse non anticipée de la demande d'électricité, le gestionnaire de réseau peut compter sur l'appel de réserves primaire, secondaire et tertiaire. La réserve primaire est activable automatiquement en moins de 30 secondes en cas de déséquilibre entre l'offre et la demande. L'activation de la réserve secondaire permet de rétablir la stabilité de la fréquence, de façon elle aussi automatique, et intervient dans les 15 minutes. Au-delà, il faut faire appel à une réserve tertiaire, qui est en général contractualisée avec les producteurs sous forme d'appels d'offres (OIE, 2017).

### ***La tarification incitative***

La tarification optimale de l'électricité se fait sur la base des coûts marginaux. Les centrales sont appelées sur le réseau en fonction de leur coût marginal de production, en commençant par les moins coûteuses. Aux heures de pointe, le prix est donc plus élevé, ce qui incite les consommateurs qui le peuvent à reporter leur consommation. Une bonne tarification permet donc d'écarter les pointes, et indirectement d'économiser des investissements puisque la puissance à installer sera moindre (Percebois, 2019).

### ***L'effacement contractuel***

Les fournisseurs disposent en général d'un portefeuille de clients contractuellement effaçables, et ils peuvent d'ailleurs comptabiliser la puissance correspondante dans leurs engagements de capacité. Tous les fournisseurs doivent en effet garantir au gestionnaire du réseau de transport (RTE) qu'ils disposent de capacités suffisantes pour faire face à la demande de leurs clients, en particulier en période de pointe, et cela peut se faire en produisant ou en acquérant des certificats de capacité, ou en prouvant qu'ils pourront, en cas de nécessité, effacer une partie de la demande à fournir.

### ***Le stockage***

Il existe quelques moyens de stocker l'électricité même si cela n'est pas possible à grande échelle dans des conditions économiques. On peut compter sur les barrages de retenue et sur les stations de pompage (STEP pour station de transfert d'énergie par pompage). À défaut de stocker l'électricité, on stocke l'eau destinée à la produire. On peut aussi faire appel au stockage par batteries, mais cela n'est possible pour l'instant que pour de petites quantités et de faibles durées, et c'est au demeurant fort coûteux. L'électrolyse de l'eau permet de produire de l'hydrogène qui, directement *via* la pile à combustible, ou indirectement *via* la « méthanation » (production de méthane en combinant de l'hydrogène et du CO<sub>2</sub>), peut ensuite servir à produire de l'électricité. Mais ces procédés sont encore largement embryonnaires et coûteux.

### ***Les importations***

Si l'offre nationale est insuffisante, l'interconnexion transnationale des réseaux de transport permet de faire appel aux importations programmées ou à « bien plaisir » (négociées en temps réel sur le marché). Certains incidents (comme celui de 2006 en Allemagne avec l'écroulement de lignes à haute tension) ont montré que le secours mutuel entre réseaux européens permettait d'éviter le *black-out* général sur la « plaque » européenne.

### ***Le délestage***

C'est la solution de dernier recours à laquelle le gestionnaire de réseau fait appel. Il s'agit de couper la consommation de certains clients afin de préserver celle du plus grand nombre et d'éviter le *black-out*. Ce plan de délestage doit néanmoins être validé par les pouvoirs publics.

### **L'apport du numérique aux mécanismes d'équilibrage**

Le numérique facilite la réactivité et la précision des décisions, dans trois domaines tout particulièrement : la tarification, l'effacement et le stockage.

#### ***Le numérique permet de proposer une tarification en temps réel fondée sur le prix du marché de gros***

Grâce à un compteur dit « intelligent », ou plus précisément « communicant », ou simplement *via* une application téléchargeable sur un téléphone portable, le consommateur peut être informé en continu de l'évolution du prix de l'électricité et modifier son comportement en conséquence. C'est évidemment vrai pour les professionnels, mais cela peut également concerner les particuliers. On parle dans ce cas de *real-time pricing*. La tarification dite « dynamique », qui doit se développer au vu des directives, permet de lier le prix payé par le client au prix observé heure par heure sur le marché de gros. Le consommateur final peut, avec les nouveaux compteurs, bénéficier d'un dispositif de pilotage automatique de ses équipements connectés ; cela permet d'optimiser la connexion en fonction des signaux-prix envoyés par le fournisseur.

#### ***Le numérique permet de valoriser l'effacement diffus***

En réduisant simultanément l'appel de puissance, même modeste, de milliers de consommateurs, on économise un volume important d'énergie soutirée, ce qui peut permettre de passer plus facilement la pointe. Cette solution est déjà en vigueur dans des régions qui connaissent des difficultés, du fait soit d'une production locale insuffisante (la Bretagne), soit d'une capacité de transport limitée (la région PACA). Sur un signal de RTE, l'application Ecowatt incite le consommateur final à adopter un comportement citoyen en réduisant un peu son appel de puissance. Une étape supplémentaire est atteinte avec la mise en place d'« agrégateurs » d'effacement. Ces « agrégateurs » sont des acteurs spécialisés qui regroupent les capacités d'effacement auprès d'une multiplicité de consommateurs finals (ménages et professionnels), afin de les valoriser sur le marché dit de capacité ou directement auprès du gestionnaire de réseau RTE. Par agrégation, on peut créer l'équivalent de « centrales électriques virtuelles » (VPP pour *Virtual Power Plant*). Le fonctionnement d'une telle centrale virtuelle repose sur la mise en place d'une plateforme digitale permettant d'optimiser la gestion des capacités en fonction notamment des prix du marché *spot* (voir la note de PwC, 2018). On estime que cette capacité peut aller aujourd'hui jusqu'à 3 GW alors que la pointe en France dépasse rarement 90 GW. Mais 3 GW, c'est déjà l'équivalent de trois réacteurs nucléaires. Le potentiel sera demain nettement plus élevé (10 GW, voire davantage).

#### ***Le numérique facilitera également le stockage-déstockage de l'électricité des véhicules électriques***

Au fur et à mesure que la part de la mobilité électrique augmentera, le gestionnaire du réseau pourra faire appel aux batteries des véhicules comme moyen de stockage de court terme. Comme le rappellent Beeker et Hauet (2019), le pilotage de la recharge des véhicules électriques permettra aussi de contenir l'augmentation du besoin de puissance lié au développement de la mobilité électrique. Il faut éviter que tous les véhicules se rechargent en même temps, surtout s'ils optent pour une charge rapide qui appelle beaucoup de puissance.

## Le numérique au service de l'injection des renouvelables intermittentes et décentralisées

Le numérique peut constituer une aide dans trois directions : la gestion de l'intermittence, le renforcement des interactions entre réseaux de transport et de distribution, l'absence de réseaux interconnectés.

### Gestion de l'intermittence

Il existe deux types de centrales électriques : des centrales dites « pilotables » qui adaptent leur production à la volatilité de la demande ; et des centrales dites « non pilotables » qui produisent en fonction de la disponibilité de la ressource, le vent et le soleil, donc indépendamment de la demande. Les centrales nucléaires et l'hydraulique de barrage sont des sources de production décarbonées et pilotables. Les centrales solaires et éoliennes, ainsi que l'hydraulique au fil de l'eau, sont décarbonées, mais non pilotables. Les centrales à gaz ou au charbon sont pilotables, mais carbonées. Un système électrique a un besoin minimum de puissance pilotable, sauf à disposer d'une capacité de stockage considérable.

Le faible facteur de charge des renouvelables par rapport aux centrales pilotables (15 à 20 % pour le solaire et 25 à 30 % pour l'éolien, contre 80 % pour le nucléaire) et leur implantation décentralisée, qui réduit le foisonnement, imposent d'installer des surcapacités en renouvelables ; de plus, ce sont les centrales pilotables qui servent de *back-up* et qui sont *de facto* victimes d'un « effet d'éviction ». En Allemagne, la puissance installée en GW est disproportionnée par rapport à la production en TWh, comparativement à la France ; c'est dû à la part élevée des renouvelables dans le mix électrique, et cela se répercute bien évidemment sur le prix payé par le consommateur final (se reporter au tableau ci-après).

Année 2019	Production TWh	Puissance GW	Puissance intermittente GW	CO <sub>2</sub> émis MtCO <sub>2</sub> eq.	Prix du kWh Centimes d'euro
Allemagne	604	215	116	805	30,4
France	537	135	26	19	17,5
Ratio Allemagne/France	1,1	1,6	4,5	42,4	1,7

Source : auteur (site PNC)

Le développement massif des renouvelables pose un autre problème au niveau de la stabilité de la fréquence du réseau interconnecté. Contrairement aux alternateurs des centrales pilotables qui se synchronisent de façon autonome, les onduleurs actuels des renouvelables doivent être pilotés, et il faut pour cela utiliser des applications numériques faisant appel à de l'intelligence artificielle, afin de coordonner des milliers de points d'injection et de soutirage (pilotage dit en *grid forming*) (Sapy, 2021). La coordination d'une multitude de sources intermittentes de faible puissance est beaucoup plus complexe que celle d'un petit nombre de sources de forte puissance, et cela sera de plus en plus difficile à réaliser sans le numérique, au fur et à mesure que la part des renouvelables augmentera. Les réseaux « intelligents » couplés à des compteurs communicants permettent ainsi d'optimiser l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

## Les interfaces entre réseaux

La production décentralisée d'électricité permet à des citoyens de recourir à l'autoconsommation et de se regrouper au sein de *microgrids* de dimensions variables, interconnectés ou non d'ailleurs au réseau national. Le consommateur peut installer des panneaux solaires sur le toit de sa maison, consommer en temps réel une partie de cette production d'électricité, revendre le reste au réseau ou à ses voisins, voire choisir de le stocker à l'aide de batteries ou sous forme d'hydrogène ; il pourra quelques heures ou quelques jours plus tard faire appel à une pile à combustible pour produire à nouveau de l'électricité à partir de l'hydrogène. Les échanges à l'échelle d'un quartier ou d'un village permettent de profiter d'un certain foisonnement des puissances, et la gestion de la production des divers sites se fait alors *via* des *blockchains*.

L'essentiel (environ 90 %) de la production des renouvelables est aujourd'hui injecté sur le réseau de distribution (Enedis), à la différence de la production centralisée qui demeure injectée sur le réseau de transport. Le système électrique actuel obéit largement à une logique unidirectionnelle, de la production en haute tension vers la consommation en basse tension. Le réseau électrique du futur sera fondé sur une logique bidirectionnelle. Il faudra de plus en plus « remonter » de l'électricité produite en basse tension sur le réseau de distribution vers le réseau de transport en haute tension. Les réseaux de transport et de distribution du futur devront gérer l'agrégation de millions de points de soutirage et d'injection liés à la production décentralisée, à l'autoconsommation, à l'effacement, au stockage, aux batteries des véhicules électriques (CRE et E-CUBE, 2018). Cette flexibilité nécessaire, liée largement au caractère aléatoire d'une partie de la production, impose de gérer beaucoup d'informations en temps réel, ce qui exige de s'appuyer sur des programmes informatiques sophistiqués.

Le numérique aura également pour fonction de gérer l'interface entre les réseaux d'électricité et les réseaux de gaz, qu'il s'agisse de méthane ou d'hydrogène. Dans l'état actuel de la technologie, le stockage inter-saisonnier de l'électricité ne peut se faire que *via* les stations de pompage ou *via* le *power-to-gas-to-power*. Le potentiel de STEPs est limité par la géologie, celui du *power-to-gas* est limité par les rendements. Comme le rappelle Sapy (2021), pour pouvoir déstocker 1 kWh d'électricité il faut en avoir dépensé 3 si on utilise la filière hydrogène (électrolyse de l'eau), et 5 si on utilise la filière méthane (« méthanation » avec incorporation de CO<sub>2</sub>). Le numérique là encore permettra les arbitrages entre réseaux d'électricité, réseaux d'hydrogène, de méthane et de carbone. Mais au vu des faibles rendements et des coûts actuels élevés, de telles solutions ne seront rentables qu'à moyen ou long terme. De grands espoirs sont néanmoins fondés sur les électrolyseurs à haute température, qui pourraient rendre l'hydrogène « vert » compétitif dans un futur plus ou moins proche.

## L'absence de réseaux interconnectés

Dans beaucoup de pays en développement, le raccordement de villages isolés au réseau interconnecté est encore prohibitif. C'est particulièrement le cas en Afrique subsaharienne. Grâce au numérique, des solutions décentralisées peuvent servir de transition. On peut évidemment recourir à des blocs électrogènes utilisant du diesel, mais c'est souvent coûteux et polluant. Il existe aujourd'hui des kits solaires de faible puissance qui permettent de satisfaire les besoins de base (recharge d'un téléphone portable, conservation d'aliments ou de médicaments dans des réfrigérateurs, accès à la télévision pour la formation et les loisirs). Le financement se fait *via* le mécanisme du *pay-as-you-go* : le client loue l'installation et paie au fur et à mesure qu'il consomme de l'électricité, *via* un prélèvement à distance sur son compte bancaire (Percebois, 2019). Le fournisseur du service peut faire l'entretien de l'installation à distance, et il peut également couper l'accès en cas de défaut de paiement (*on/off remote control*). Cela n'est possible que grâce aux progrès du numérique. L'interconnexion du pays ne se fait plus « en étoiles », par extension du

réseau existant, mais en « tâches de léopard », par raccordement progressif de zones décentralisées déjà électrifiées grâce à de la petite production renouvelable, souvent solaire ; cela permet une électrification rurale plus rapide.

## **Conclusion**

La transition énergétique va s'accompagner d'une électrification croissante des usages, notamment dans la mobilité mais aussi du fait du développement des objets connectés. Les réseaux d'électricité, qui devront en temps réel gérer des millions de points d'injection et de soutirage, auront besoin de s'appuyer sur des plateformes numériques pour opérer les arbitrages entre production, consommation et stockage de l'électricité. Les technologies quantiques vont révolutionner la gestion de ces millions d'informations. Un ordinateur classique ne peut pas rapidement trouver le meilleur ordonnancement de plusieurs milliers de véhicules à recharger en fonction des priorités souhaitées par les propriétaires, du temps de charge et du coût du kWh à la borne de la recharge. Il faut de nouvelles technologies beaucoup plus performantes. Demain, on pourra aussi stocker des quantités très importantes de données en se basant sur le *spin* de l'électron, grâce à des appareils qui consommeront moins d'énergie et émettront moins de chaleur que les *data centers* actuels. Les progrès attendus dans le domaine du numérique et de l'intelligence artificielle vont dès lors constituer un atout majeur pour les gestionnaires des réseaux d'électricité.

## **Bibliographie**

ANDRAE A. & EDLER T. (2018), « Pour une sobriété numérique », <https://theshiftproject.org>, rapport.

BEEKER E. (2017), « Énergie centralisée ou décentralisée ? », *France Stratégie*, janvier.

BEEKER E. & HAUET J. P. (2019), « La pointe électrique : anticiper pour maîtriser », *EdEnmag*, Focus n°8.

CRE (Commission de régulation de l'énergie) & E-CUBE (2018), « Monographie n°3 sur les réseaux électriques ; étude sur les perspectives stratégiques de l'énergie », mai.

OIE (Observatoire de l'industrie électrique) (2017), « La gestion de l'équilibre du système électrique », *Fiche pédagogique*, avril.

PERCEBOIS J. (2019), « Les défis de la transformation du secteur électrique européen. Concurrence, numérique et réseaux », *Études IFRI*, novembre.

PwC (2018), « Tendances de la transition énergétique », *PwC*, note, avril.

SAPY G. (2021), « Électricité 100 % renouvelable : solution miracle ou mortifère utopie ? », *La Revue de l'énergie*, n°654, janvier-février, pp. 23-34.