

L'électricité intermittente met-elle en cause la stabilité des réseaux ?

Georges Sapy (sapygeorges@gmail.com)

Ancien ingénieur d'EDF, membre du conseil scientifique de Sauvons Le Climat.

Les sources d'électricité intermittentes (solaire photovoltaïque et éolien) alimentent les réseaux électriques selon des modalités très différentes de celles des sources pilotables (hydrauliques, centrales nucléaires ou centrales thermiques brûlant des combustibles fossiles). Cet article précise ces spécificités et donne quelques indications sur les solutions qui devront être mises en œuvre pour garantir l'équilibre des réseaux en cas de fort développement des sources intermittentes.

© Père Igor. (Wikimedia Commons, CC BY-SA 4.0).



Le poste de transformation électrique du barrage d'Argentat (Corrèze, France).

Un peu d'histoire...

Les réseaux publics d'électricité sont nés à la fin du XIX^e siècle, en Europe et aux États-Unis. À la suite d'une âpre « Bataille des courants » entre Thomas Edison, défenseur du courant continu, et George Westinghouse et Nikola Tesla, défenseurs du courant alternatif, ce dernier l'a définitivement emporté pour trois raisons fondamentales :

- l'invention des transformateurs à noyau en fer doux par le Français Lucien Gaulard a permis d'élever

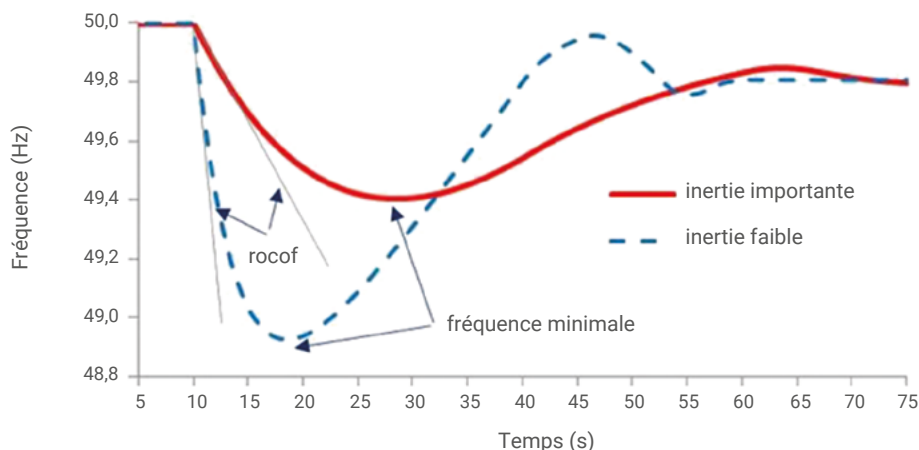
très facilement les tensions, ouvrant la voie au transport de l'électricité à longue distance avec des pertes en ligne très réduites ;

- le passage par zéro du courant alternatif deux fois par période a permis de construire des appareils de coupure (disjoncteurs) simples et efficaces, en facilitant l'extinction des arcs électriques qui se produisent lors de la séparation des contacts ;
- et surtout, l'invention géniale par Nikola Tesla des systèmes triphasés a permis de créer des champs

électromagnétiques **tournants** de module **constant** (c'est-à-dire sans composante alternative), et a ouvert de ce fait la voie à la construction d'alternateurs de très grande puissance et de moteurs synchrones ou asynchrones de construction simple et robuste.

Les réseaux triphasés se sont ainsi généralisés dans le monde entier comme technologie de base, même si le courant continu a récemment retrouvé des applications que le courant alternatif ne peut satisfaire, en particulier pour les liaisons

>>>



1. Allure type d'un transitoire de perte de puissance.
("rocof" : rate of change of frequency). (Source : EDF).

>>>

sous-marines voire souterraines à très haute tension, du fait de pertes d'énergie trop importantes dans les câbles. (Ces liaisons sont en effet devenues indispensables pour interconnecter électriquement les pays séparés par des bras de mer ou connecter les éoliennes en mer situées loin des côtes.)

Les lois de l'équilibre instantané d'un réseau triphasé

Un système électrique triphasé est constitué d'un ensemble d'alternateurs connectés par couplage électromagnétique à un réseau qui alimente des récepteurs. **Tous** les alternateurs fonctionnent alors à la même fréquence instantanée, proportionnelle à leur vitesse de rotation. Cette fréquence dite « synchrone », dont les variations se propagent à l'ensemble du réseau en une fraction de seconde (à une vitesse proche de celle de la lumière dans le vide), est le paramètre commun qui détermine et caractérise l'équilibre instantané du système.

L'électricité ne se stockant pas en tant que telle, cet équilibre implique en outre qu'à tout instant la production soit exactement égale à la consommation. Les actions volontaires correctives ne pouvant être instantanées, le système réagit naturellement en adaptant sa fréquence pour s'équilibrer en puissance (voir les explications détaillées plus loin) :

la fréquence baisse si la production est inférieure à la consommation, augmente dans le cas contraire. Mais cette adaptation en fréquence est limitée par les tolérances très étroites de variations acceptables autour de la fréquence nominale de 50 Hz : moins de $\pm 0,5$ Hz en régime normal, excursions maximales limitées à ± 1 Hz dans les situations exceptionnelles dégradées de très courte durée.

C'est ici qu'intervient un paramètre physique essentiel : **l'inertie mécanique des rotors des alternateurs connectés au réseau**, complétée dans une moindre mesure (quelques pourcents du total) par celle des moteurs synchrones et asynchrones des installations industrielles alimentées par le réseau. C'est pourquoi l'inertie globale d'un système électrique dépend de sa charge : plus la demande est élevée, plus le nombre d'alternateurs et de moteurs raccordés au réseau est élevé, donc plus l'inertie globale est importante. Cette dernière agit de deux façons complémentaires :

- par une action stabilisatrice « mécanique » : l'inertie des rotors s'oppose aux variations brutales de leur vitesse de rotation, donc de la fréquence qui lui est strictement proportionnelle. Ceci laisse aux régulateurs de puissance des machines entraînant les alternateurs le temps de compenser les déséquilibres de fréquence et de puissance entre production et consommation ;

- par une action autorégulante « énergétique » : les rotors constituent des volants d'inertie naturels qui stockent de l'énergie cinétique. En cas de baisse de fréquence, donc de leur vitesse de rotation, ils perdent une partie de cette énergie cinétique, qui est naturellement et immédiatement transférée au réseau par couplage électromagnétique, sans qu'aucune action ne soit nécessaire.

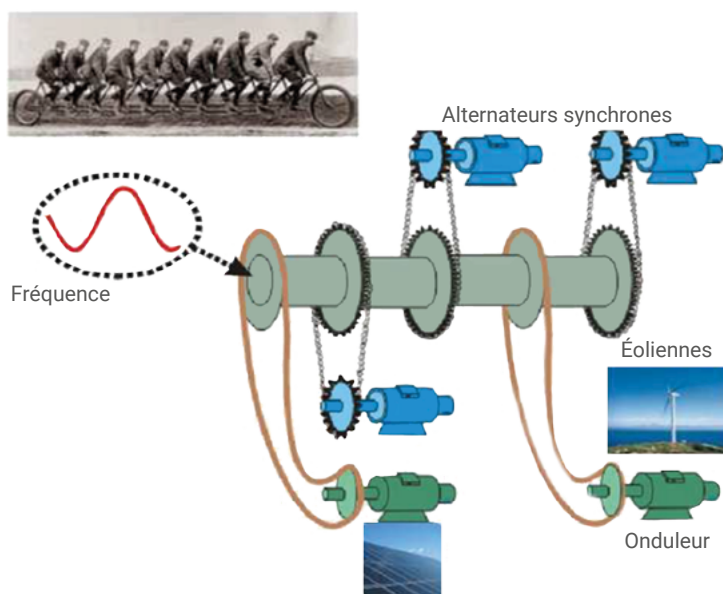
L'impact type de l'inertie sur les transitoires de fréquence d'un réseau est illustré sur la figure 1, qui montre que plus l'inertie est faible, plus la variation de fréquence est rapide et plus la fréquence chute profondément au cours du transitoire, donc plus le système est déstabilisé.

À titre indicatif, la fréquence minimale est atteinte en 10 à 15 secondes sur le (grand) réseau métropolitain français, fortement interconnecté au réseau européen, mais en largement moins de 5 secondes sur les (petits) réseaux isolés des îles DOM-TOM, alimentés par de petites machines, dont les rotors ont peu d'inertie. (Remarque : les variations de fréquence se propagent sur les réseaux à une fraction de la vitesse de la lumière ; on peut donc considérer que la fréquence est pratiquement homogène à tout instant).

Impacts de l'insertion d'électricité intermittente dans les réseaux

L'insertion dans les réseaux de sources d'électricité intermittente et aléatoire éolienne et/ou photovoltaïque a deux conséquences principales.

1. Leurs variations de puissance s'ajoutent (algébriquement) à celles de la demande, et c'est donc ce cumul qui doit être compensé par différents moyens : moyens de production pilotables (c'est-à-dire dont la puissance est modulable à volonté, dits de "back-up" en anglais), stockage/déstockage d'énergie, effacement de certaines consommations non prioritaires, enfin importation ou exportation d'électricité. En effet, la production d'électricité intermittente est le plus souvent décorrélée de la demande : même si elle peut



2. Illustration imagée des différences entre couplage synchrone des alternateurs et couplage non synchrone des onduleurs de puissance. (Source : EDF).

parfois contribuer à la satisfaire (par exemple, dans le cas des climatisations alimentées par de l'électricité photovoltaïque en été lorsque le soleil est au zénith), cette production survient majoritairement à contretemps : elle est faible l'hiver quand la demande est forte, et abondante l'été quand la demande est faible. Ceci accroît les besoins en modulation de puissance des autres moyens d'équilibrage cités ci-dessus.

2. Mais l'effet le plus important du point de vue de la stabilité instantanée du système est la réduction de son inertie globale. Cette réduction est due au remplacement d'une partie des moyens pilotables utilisant des alternateurs par des moyens intermittents dépourvus d'inertie propre et de capacités naturelles de réglage synchrone, car couplés au réseau *via* des onduleurs électroniques de puissance qui ne sont pas couplés au réseau de façon synchrone, comme illustré dans la figure 2.

Il est néanmoins possible de doter partiellement les onduleurs de certaines des capacités des alternateurs par les deux moyens suivants.

- Les onduleurs des éoliennes peuvent être dotés d'un automatisme électronique d'extraction « d'inertie synthétique ». Il ne s'agit pas à proprement parler d'inertie au sens mécanique, mais d'un système permettant de faire ralentir temporairement le rotor des éoliennes pour en extraire une partie de l'énergie cinétique, qui est alors réinjectée dans le réseau (c'est l'équivalent de la contribution énergétique des rotors d'alternateurs). Ce système, pour l'instant peu usité, présente de l'intérêt dans la perspective de forts taux de pénétration de l'électricité éolienne dans les réseaux,
- La puissance des éoliennes et des panneaux photovoltaïques peut également être modulée grâce à l'adjonction d'autres automatismes électroniques. Mais cette modulation n'est certaine qu'à la baisse de puissance : en effet, les modulations à la hausse peuvent être contre-carrées par des baisses fortuites et très rapides des sources primaires de vent (la puissance délivrée par une éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent, donc très sensible à cette dernière) ou de soleil (passages nuageux par exemple).

En résumé, si certaines capacités de modulation peuvent être mises en œuvre, elles restent partielles, moins efficaces et beaucoup plus complexes à utiliser que celles des alternateurs. En tout état de cause, la réduction de l'inertie globale qui résultera de leur usage croissant sera dans le futur un élément majeur de réduction de la stabilité instantanée des systèmes électriques, augmentant à la fois l'amplitude et la vitesse des variations de fréquence (fig. 1). **Jusqu'où peut-on alors aller dans l'insertion d'électricité intermittente ?**

Quelles limites à l'insertion d'électricité intermittente dans les réseaux ?

Un grand nombre d'études ont été publiées à ce sujet, mais l'immense majorité d'entre elles se limite à un équilibre purement statistique entre production et consommation, comparant les quantités moyennes d'énergie électrique produites et consommées par tranches horaires. Il s'agit d'un passage préalable obligé mais très insuffisant, car il n'a rien à voir avec l'équilibre des puissances instantanées, qui se joue en des temps allant de quelques secondes à des dizaines de secondes comme explicité ci-dessus, et relève des lois de la physique (électricité, électromagnétisme, mécanique rationnelle, etc.). Cependant, très peu d'organismes dans le monde ont les compétences nécessaires pour aborder ces études physiques, d'une très grande complexité s'agissant des grands réseaux.

L'étude la plus complète et aboutie à cet égard est celle publiée en juin 2015 par EDF R&D [1]. Elle porte sur l'ensemble des réseaux interconnectés de trente-quatre pays européens à l'horizon 2030 et s'appuie sur plus de trente ans de relevés météorologiques combinés. Elle constitue une première étape très instructive, dont les principaux enseignements peuvent être résumés comme suit.

Un taux de pénétration de 40 % d'éolien + photovoltaïque est possible en moyenne spatiale sur l'ensemble de la plaque européenne, sous certaines conditions telles que :

>>>

>>>

- maintien de moyens pilotables (utilisant des stocks d'énergie et non des flux variables) assurant 60 % de la production annuelle en moyenne,
- participation des éoliennes aux réglages de puissance *via* leur « inertie synthétique »,
- modulation de leur puissance de sortie ainsi que celle du photovoltaïque,
- renforcements et/ou création de nouvelles interconnexions pour accroître les importations/exportations,
- recours aux effacements de la demande (déconnexions volontaires de récepteurs). En revanche, pour des raisons économiques, un recours massif au stockage d'énergie n'apparaît pas encore indispensable à l'horizon 2030.

“Un taux de pénétration de 40 % d'éolien + photovoltaïque est possible en moyenne annuelle et spatiale sur l'ensemble de la plaque européenne, sous certaines conditions.”

Ce taux annuel moyen de pénétration de 40 % recouvre cependant des écarts très importants entre les taux de pénétration instantanés, qui conditionnent physiquement l'équilibre dynamique des réseaux : ainsi, le taux instantané maximum admissible en moyenne spatiale européenne varie d'environ 25 % lorsque la demande est très faible (c'est-à-dire lorsque le réseau a peu d'inertie mécanique, car peu d'alternateurs et de moteurs y sont raccordés) à près de 70 % lorsque la demande est très élevée (le réseau a alors une grande

inertie car un grand nombre d'alternateurs et de moteurs y sont raccordés). Ce résultat confirme bien le rôle crucial de l'inertie.

On notera cependant que les taux instantanés ci-dessus, compris entre 25 et 70 % en moyenne spatiale européenne, n'interdisent pas des taux locaux pouvant être bien plus élevés dans certains pays et à certains moments, s'ils sont compensés ailleurs grâce aux interconnexions. Ceci est notamment possible dans les pays ayant de « petits » réseaux très peu puissants mais très fortement interconnectés à des réseaux voisins beaucoup plus puissants. L'exemple le plus éclairant est celui du Danemark, très fortement interconnecté aux puissants réseaux allemand, suédois et norvégien, *via* des interconnexions également très puissantes pouvant assurer à elles seules l'équilibre instantané du réseau danois ; ceci permet d'ores et déjà à ce dernier de fonctionner avec 100 % d'électricité éolienne à certaines périodes... Cette situation n'est évidemment pas extrapolable aux grands réseaux, dont celui de la France.

À ce stade, une interrogation surgit : « Sera-t-il possible d'aller plus loin en matière de taux instantané de pénétration d'électricité éolienne et/ou photovoltaïque ? » Cette interrogation se confond en grande partie avec une autre : « Sera-t-il possible de faire fonctionner des réseaux avec une inertie très faible, voire à la limite sans aucune inertie ? » Ceci constituerait une véritable « révolution copernicienne » technologique. Plusieurs programmes de R&D destinés à tenter de répondre à ces questions ont été engagés, dans le cadre de coopérations sous l'égide de l'Union européenne. Il s'agit notamment des projets :

- MIGRATE [2] et OSMOSE [3], qui ont pour objet d'étudier puis d'expérimenter grâce à des démonstrateurs la stabilité d'un réseau avec une part massive d'électricité intermittente, impliquant une très forte proportion de moyens de production couplés par des onduleurs électroniques de puissance ;
- EU-SysFlex [4], dont l'objet est d'étudier l'intégration systémique

des technologies de « réseaux intelligents » (“smartgrids” en anglais, voir l'article p. 140), stockages/déstockages d'énergie, flexibilités des moyens de production et des consommations, etc., incluant tous les aspects : faisabilité technique, environnement (minimisation des émissions de CO₂ des mix électriques), sécurité d'alimentation, réglementation, coûts, fonctionnement des marchés, etc.

Les résultats de ces projets ont été publiés en décembre 2021. Ils prédisent les pistes possibles et les résultats obtenus à la fois par des études théoriques, des simulations numériques et des expérimentations sur des mini-réseaux. Mais ce n'est qu'une première étape, qui doit se poursuivre par de nouvelles études et expérimentations avant un possible déploiement en vraie grandeur sur des réseaux réels en exploitation, tout en garantissant la sécurité d'alimentation des consommateurs qui devront continuer à être alimentés. La marche à franchir est encore très haute et il est impossible à ce stade d'en dire plus.

D'immenses défis technologiques et économiques restent à relever...

Le premier d'entre eux est, comme déjà largement souligné, la question de l'affaiblissement, voire de la quasi-disparition de l'inertie qui ferait suite à la généralisation des couplages de moyens de production *via* l'électronique de puissance. Les travaux en cours dans le cadre des projets MIGRATE et OSMOSE conduisent par exemple à la nécessité de mettre au point de nouveaux types d'onduleurs (dits “grid forming” en anglais), capables de simuler le comportement des alternateurs (sauf leur inertie), c'est-à-dire capables d'imposer à la fois leur fréquence et leur tension au réseau (onduleurs dits “grid forming” en anglais), alors que les onduleurs actuellement utilisés (dits “grid following”) ont un besoin impératif des références de fréquence et de tension du réseau pour fonctionner.

A contrario, les très faibles temps de réponse de l'électronique de puissance en général, et des onduleurs en particulier, constituent un avantage indéniable pour réguler les puissances. Il est ainsi d'ores et déjà possible de faire du réglage de puissance très efficace avec des batteries électrochimiques associées à des onduleurs, capables d'injecter ou d'absorber des échelons de puissance en moins d'une seconde. C'est-à-dire qu'ils sont capables d'agir sur l'équilibre instantané des puissances **avant** que la fréquence du réseau ait eu le temps de changer significativement (fig. 1). Néanmoins, ce type de fonctionnement implique que les constantes de temps globales des réseaux restent toujours suffisamment supérieures aux constantes de temps des réglages de puissance, donc que les réseaux conservent suffisamment d'inertie mécanique.

Aller plus loin, c'est-à-dire fonctionner sans autre inertie que celle, très faible, des récepteurs alimentés, impliquerait que les réglages de puissance soient quasi-instantanés et que tous les onduleurs raccordés au réseau soient, à tout instant, synchronisés exactement à la même fréquence dans des délais ultra-courts.

Il est assez probable qu'il sera possible de faire fonctionner des micro-réseaux de cette façon. Cependant, l'extrapolation aux grands réseaux interconnectés européens, qui pourraient comporter des dizaines de milliers d'onduleurs sur une étendue de plusieurs milliers de km, soulève des questions de faisabilité extraordinairement complexes, dont personne ne peut actuellement affirmer qu'elles pourront avoir une solution satisfaisante. Et même si ce devait être le cas, la stabilité instantanée de ces réseaux sera par nature inférieure à ce qu'elle est actuellement, car on remplacerait un système triphasé physiquement autosynchronisé par couplage magnétique de tous les alternateurs raccordés, *via* des signaux à très haute énergie (les courants de puissance circulant dans le réseau), par un synchronisme artificiellement créé pour piloter des onduleurs *via* une couche de contrôle-commande numérisée supplémentaire devant réagir de façon quasi-instantanée. Cette couche informatisée fonction-

nant à très faible énergie serait intrinsèquement vulnérable à la fois aux parasites électromagnétiques et aux cyberattaques, malgré toutes les précautions et parades mises en place. On peut donc craindre qu'une telle évolution dégrade de façon quasi-certaine la stabilité et la résilience des systèmes électriques par rapport à la situation actuelle, et par conséquent la sécurité d'alimentation des consommateurs d'électricité.

D'autres difficultés seront également à surmonter, notamment les deux suivantes.

- La capacité des moyens de production à rester connectés au réseau en cas d'appels de courant très élevés transitoires, que l'on rencontre notamment lors de démarrages de gros moteurs industriels et surtout de courts-circuits sur les réseaux. Dans ce cas, cette capacité est essentielle dans la mesure où la plupart de ces courts-circuits sont fugitifs, car ils dépendent des conditions atmosphériques (orages, notamment). Il est donc impératif que ces moyens de production ne se déconnectent pas pour pouvoir reprendre immédiatement leur production normale. Or, les onduleurs de puissance ne supportent pas des courants supérieurs de plus de 20 % à leur courant nominal (en raison des échauffements thermiques des composants électroniques), contrairement aux alternateurs qui tolèrent des courants transitoires jusqu'à six fois plus importants que leur courant nominal. Une solution palliative est envisagée pour octroyer aux onduleurs les capacités de surintensité qui leur font défaut : par exemple, leur adjoindre des batteries électrochimiques qui assureront cette fonction...
- Les onduleurs fonctionnent par « hachage » de courants continus, ce qui génère des harmoniques de courant (résultant de la décomposition des courants hachés en séries de Fourier). Or, les technologies les plus performantes utilisent des fréquences de hachage de plus en plus élevées, induisant des harmoniques de fréquences de plus en plus hautes, qui ont plusieurs inconvénients majeurs, en particulier :

- des déformations des ondes de tension et de courant, qui s'éloignent de plus en plus de sinusoïdes, et peuvent perturber gravement certains récepteurs ;
- des émissions de parasites électromagnétiques capables de perturber les transmissions filaires ou aériennes ;
- des échauffements thermiques de proximité (effets « micro-ondes »).

Des solutions palliatives existent également dans ces domaines : usage de filtres éliminant — ou au moins atténuant très fortement — les composantes parasites de tension et de courant à hautes fréquences. Mais il faudrait multiplier ces filtres en fonction d'un nombre très élevé d'onduleurs...

En résumé, les programmes de R&D actuellement en cours visent à déterminer la faisabilité de ce qu'il n'est pas exagéré de qualifier de « révolution copernicienne » concernant les principes, les technologies et les modes de gestion de l'équilibre instantané des réseaux et de leur sécurité. Le succès sera-t-il au rendez-vous ? Il est trop tôt pour le dire, d'autant plus que la réussite technologique ne suffira pas : il faudra **aussi** que les coûts de ces technologies soient économiquement supportables, l'électricité étant devenue un bien de première nécessité dont le prix devra impérativement rester acceptable pour les consommateurs. ■

① —
② —
③ —

1• A. Burtin et V. Silva, "Technical and Economic Analysis of the European Electricity System with 60 % Renewables", EDF R&D Technical Report (17 juin 2015). DOI:10.13140/RG.2.1.2213.6166

2• www.h2020-migrate.eu/

3• www.osmose-h2020.eu/

4• www.h2020-bridge.eu/

Smart grids ou réseaux intelligents : de quoi s'agit-il ?

Georges Sapy (sapygeorges@gmail.com)

Ancien ingénieur d'EDF, membre du conseil scientifique de Sauvons Le Climat.

Les réseaux d'électricité intelligents intègrent les technologies de l'information et de la communication pour ajuster les flux d'électricité entre producteurs et consommateurs. Ils apportent de meilleures flexibilité, fiabilité, accessibilité, et une diminution des coûts.

Le terme de "Smart grids" ou « réseaux intelligents » est à géométrie... évolutive.

Historiquement, les réseaux électriques ont été munis d'automatismes analogiques puis ensuite numériques, destinés à surveiller leurs paramètres (fréquence, tensions, intensités...) et à initier des actions automatiques de régulation pour maintenir ces paramètres dans les plages requises, ou de protection lorsqu'ils en sortaient afin d'éviter des conséquences dommageables pour la sécurité des personnes et des biens. Ces dispositifs peuvent être considérés comme les précurseurs « d'intelligences » très rudimentaires, mais néanmoins très efficaces par la rapidité de leurs actions automatiques.

Mais c'est avec l'introduction des sources d'électricité éoliennes et photovoltaïques intermittentes et fortement variables que le concept de « réseau intelligent » est véritablement apparu.

Car cette introduction a apporté de nouvelles contraintes de prévision et de gestion en temps réel de leurs productions, mais aussi de nouvelles technologies de connexion au réseau, *via* des onduleurs électroniques de puissance qui, contrairement aux machines synchrones (alternateurs)

qui s'auto-synchronisent naturellement par couplage électromagnétique, vont devoir être synchronisés et pilotés artificiellement *via* des systèmes de contrôle-commande numérisés supplémentaires.

Par ailleurs, on ne pourra plus se contenter d'adapter la puissance instantanée à la consommation, mode de gestion qui a prévalu jusqu'à présent. Une gestion plus active de la consommation va devoir être mise à contribution pour participer activement à l'équilibre entre la production et la consommation du réseau *via* des effacements, reports, stockages et déstockages d'énergie, face à la variabilité des sources intermittentes. « L'intelligence » requise ne gèrera donc plus seulement des contraintes techniques, mais devra inclure des fonctionnalités contractuelles et commerciales : les effacements ou reports de consommation, qu'ils soient professionnels ou domestiques, impliqueront l'accord des consommateurs qui seront rémunérés pour ce service. Ils pourront même devenir fournisseurs du réseau si l'on fait appel aux batteries de leurs voitures électriques pour le soutenir lors des périodes de forte consommation. Ceci impliquera là encore de nouvelles capacités

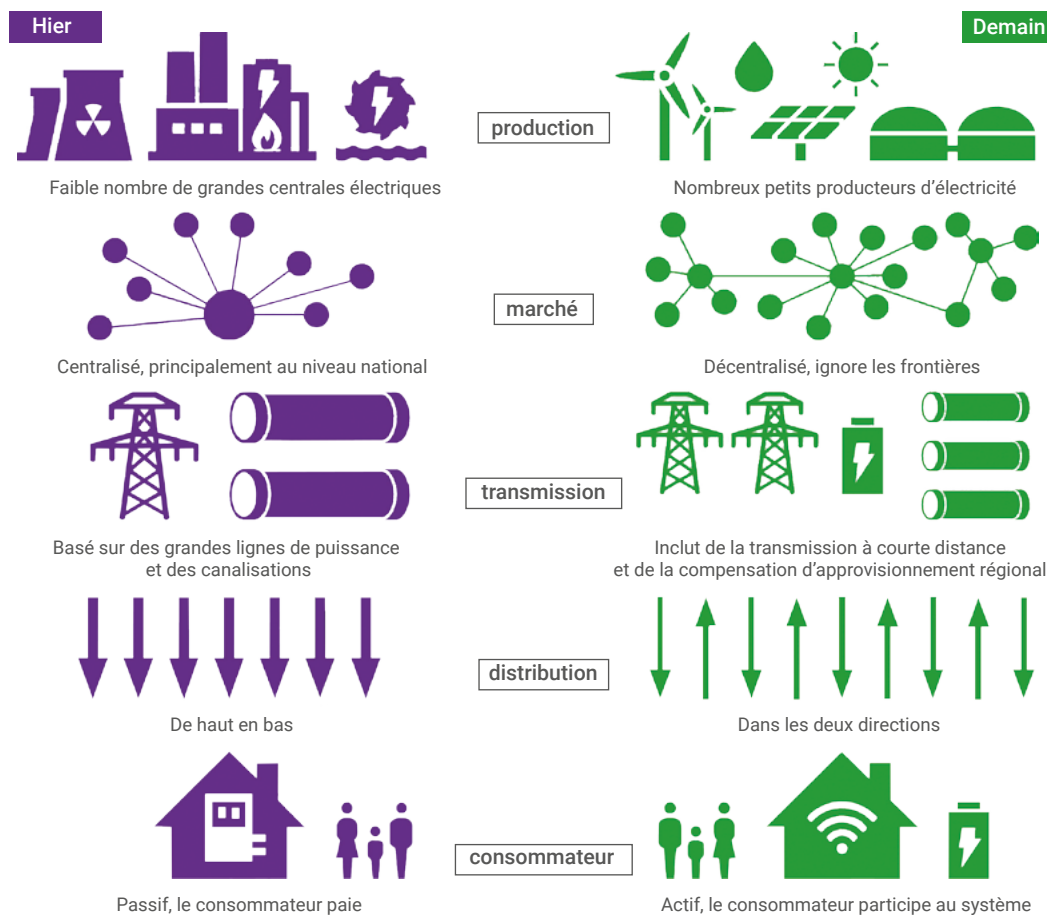
numérisées de pilotage de ces échanges.

En résumé, les réseaux vont devoir devenir de plus en plus flexibles pour gérer en temps réel :

- des variations de puissance d'amplitudes croissantes ;
- des moyens de production intermittents ;
- des consommations qui vont devenir davantage modulables ;
- des stockages et déstockages d'énergie ;
- des échanges d'électricité accrus avec les pays voisins.

Le tout avec des contraintes à la fois techniques (rester dans les plages paramétriques requises), de sécurité (garantir à tout instant les marges nécessaires), et de gestion des aspects commerciaux entre fournisseurs et consommateurs, tout cela *via* des échanges numérisés.

L'hypercomplexité de cette gestion multifactorielle dans des délais très courts (quelques secondes), indispensables pour préserver l'équilibre instantané des réseaux, n'est envisageable que *via* une multitude de capteurs mesurant en permanence les paramètres des réseaux, d'actionneurs capables d'actions correctives rapides, de compteurs communicants de type



© Bartz/Stockmar – Energy Atlas 2018 – Wikimedia CC BY-SA 4.0.

Caractéristiques d'un réseau intelligent (à droite) par rapport au système électrique traditionnel (à gauche).

Linky mesurant les échanges entre réseaux et consommateurs, etc. L'ensemble sera piloté par une couche de télécommunications informatisée incluant des logiciels sophistiqués d'IA (intelligence artificielle) permettant d'optimiser l'ensemble des échanges au moindre coût pour les producteurs, les gestionnaires de réseaux et les consommateurs. Le terme de « réseau intelligent » prendra alors tout son sens dans sa version la plus générale...

Cependant, cet objectif théorique extrêmement ambitieux soulève des interrogations majeures de faisabilité, concernant notamment :

- le pilotage *via* la couche de télécommunications informatisée des dizaines de milliers d'onduleurs qui pourraient un jour remplacer massivement les machines synchrones à l'échelle européenne. Ce sujet

relève actuellement de la R&D, et sa faisabilité opérationnelle sur les grands réseaux n'est pas acquise à ce jour ;

- l'hypercomplexité du fonctionnement de tels réseaux « intelligents », dont la maîtrise logicielle n'est pas non plus acquise du fait de la multitude de logiciels d'IA qui interviendront ;
- la cyber-protection de la couche de télécommunications informatisée munie d'IA, qui constituera une cible de choix du fait de son rôle stratégique et de sa structure multi-entrées à l'échelle du continent européen...

Il est entendu que ces futurs « réseaux intelligents » devront continuer à garantir une sûreté de fonctionnement très élevée, équivalente à celle qui prévaut actuellement, ceci à un coût restant soutenable.

En conclusion, les « réseaux intelligents » recèlent des inconnues majeures et soulèvent des défis considérables, dont il est actuellement impossible de prévoir et garantir l'issue. C'est un travail de long terme qui s'engage.

D'ici là, seul un développement progressif et prudent, dans une démarche pas à pas résolvant les difficultés et validant les solutions les unes après les autres, est envisageable, car les réseaux devront en même temps continuer à assurer leur fonction de façon pérenne et sûre !

Néanmoins, les applications les plus faciles à mettre en œuvre comme la gestion « intelligente » des échanges entre gestionnaires de réseaux et consommateurs devraient apparaître d'ici très peu d'années, avec la généralisation de Linky. Mais l'essentiel reste à faire à ce jour... ■