

Les réseaux intelligents (Smart Grids) vont mettre en œuvre de nombreuses technologies de pointe, notamment dans le domaine des communications et de l'automatisation.

enser que le domaine de la gestion de l'énergie, que ce soit pour la production, le transport ou la distribution est à la traîne en matière d'automatisation serait une grave erreur. Si d'un côté certaines installations doivent parfois être fossilisées pendant des dizaines d'années (voir notre dossier sur la pérennité), d'un autre côté le monde de l'énergie est en plein chamboulement, avec à la clé des millions d'Euros d'investissement, notamment avec les Smart Grids - littéralement les Réseaux Intelligents (RI).

Des réseaux qui se doivent de prendre en compte deux systèmes différents, le réseau de transport de l'énergie à structure maillée intégrant beaucoup d'intelligence, qui fut l'un des premiers à utiliser les ordinateurs et l'informatique, et le réseau de distribution, de structure radiale, destiné à livrer le produit au client. De quoi occuper 1.300.000 kilomètres de câble.

# DU RÉGULIER À L'INTERMITTENT

Ces structures existantes doivent accepter un mode de fonctionnement totalement bouleversé. De nos jours, ce sont les clients qui produisent de l'énergie, et de consommateurs ils deviennent producteurs. Le réseau doit s'adapter. Avec une contrainte inhérente à ce type de fourniture d'énergie, elle est totalement intermittente, un nuage dans le ciel et la production chute dramatiquement.

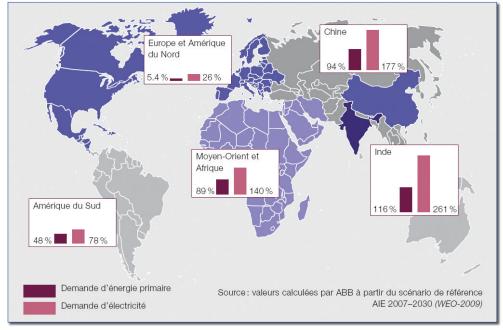
La France n'est pas seule sur la scène internationale, elle a même 10 ans de recul sur des pays comme le Danemark, de quoi éviter certaines erreurs. Cette augmentation de la complexité de gestion de l'énergie, implique une augmentation de la vulnérabilité, or il n'est pas question de subir des coupures d'électricité. Finie l'époque des années 60/70.

Le réseau doit devenir flexible et auto-cicatrisant pour s'auto-réparer en cas de problème tout en garantissant la liberté du client de consommer ou de produire. C'est le rôle des Smart Grids. Un terme qui est défini de façon différente en fonction des pays, pour les Américains le jeu est d'éviter toute coupure d'envergure, en France l'objectif est plutôt de gérer l'équilibre entre consommation et production de façon optimale dans un environnement complexe.

Le Smart Grids reste un concept et non un produit technologique, il faut l'adapter à chaque pays. En France, la production nucléaire est monopolistique, et il est impossible de la faire varier à chaque instant. A celleci se rajoute la gestion de la production renouvelable. Le Smart Grids va devenir le facilitateur.

Techniquement, la recherche d'une structure pyramidale où toutes les informations remonteraient à un ordinateur central, sorte de Big Brother, est impensable, il faut que l'intelligence soit au plus près du terrain. Sur place, c'est le compteur qui pourra aider, comme le rappelle Nouredine Hadjsaid, professeur à l'INP de Grenoble, « le premier système d'Enel en 2003 avait des fonctionnalités simples pour relever les compteurs, gérer les fraudes, mais aucune fonctionnalité de production ».

On assiste à une convergence des infrastructures physiques



Comparaison de la croissance de la demande d'énergie primaire et électrique.

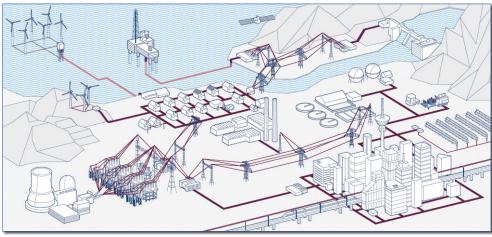
avec le monde du numérique. Les deux disciplines vont se conjuguer pour permettre de répondre aux demandes de demain. La production à l'horizon 2040 devrait ainsi être de 70 % de nucléaire et 30 % d'énergie renouvelables avec l'objectif de diminuer la production de CO<sub>2</sub> à moins de 100 millions de tonnes, pour plus de 400 millions actuellement.

Ce monde, de 2040, sera rempli de toitures en panneaux solaires, de fermes éoliennes et de milliers de voitures électriques à recharger. Les premiers schémas montrent que si un million de véhicules décide de se recharger en même temps, ce sont près de 30 Gwatts qu'il va falloir fournir. Imaginez un parking de supermarché rempli de véhicules électriques qui profitent des achats des conducteurs pour se recharger. Nous sommes en 2040, et les automatismes supervisent le tout. Ce n'est pas Orwell, mais la problématique bien réelle des acteurs de l'énergie.

# UN ENSEMBLE DE SOLUTIONS

Lors de deux journées organisées par l'ISA, sur le thème des Smart Grids, plusieurs solutions ont été mises en avant. Yannick Julliard, de Siemens a, par exemple, abordé le cas de génération intermittente sur des réseaux moyenne tension avec des retours de puissance en basse tension dus aux productions renouvelables très décentralisées. Les flux de puissance ainsi générés devant être gérés par une automatisation étendue.

Ou pour Thierry Giroux, de Rcokwell Automation, avec une approche valorisant les équipements existants d'automation, d'informatique industrielle et aidant les industriels à



Les Réseaux Intelligents couvrent tous les maillons de la chaîne électrique.

mettre en œuvre une stratégie permettant de mesurer et piloter la consommation énergétique (par charge individuelle, par machine, par ligne...), de gérer les pics de charge et prévoir l'impact global des variations de production sur la consommation d'énergie.

« Il nous faut collectivement définir non pas une solution, mais un ensemble de solutions ayant toutes la même vocation : éviter de déployer une infrastructure lourde en lui substituant de l'intelligence, sous forme de soft ou d'objets techniques évolués » résumait Marc Bussieras d'Erdf. Un challenge qui sousentend des investissements néanmoins, lourds, avec une rentabilité à moyen, voire long terme, d'où la difficulté actuelle de trouver les bons équilibres.

# ET L'EUROPE DANS TOUT ÇA ?

En Europe comme aux États-Unis, les pouvoirs publics ont compris l'importance des Réseaux Intelligents pour réaliser leurs objectifs environnementaux et sécuriser leurs approvisionnements énergétiques. Les recherches pour faire progresser le transport et la distribution électriques se sont concentrées sur la mise en œuvre de fonctionnalités évoluées dans les produits et les installations clients. La suite de cet article a fait l'objet d'une publication par ABB, et rend compte des projets menés en collaboration avec des partenaires externes et partiellement financés par des organismes publics tels que la Commission européenne.

En octobre 2009, le Président Obama promettait 3,4 milliards de dollars pour « stimuler par l'innovation technologique la transition des États-Unis vers un système électrique communicant, robuste, efficace et fiable ». Sur le Vieux continent, la Commission européenne finance désormais des projets destinés au développement de technologies qui « jouent un rôle clé dans la transformation du réseau classique de transport et de distribution en un réseau interactif et unifié de services énergétiques utilisant

des méthodes et systèmes européens de planification et d'exploitation communs ».

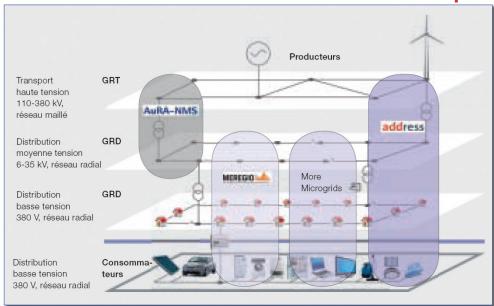
C'est dans cette optique que s'inscrit Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids de la Commission européenne. Principaux objectifs : Le projet More Microgrids, lancé début 2006 et conclu en janvier 2010, fait intervenir 22 constructeurs dont ABB, Siemens, ZIV et SMA Solar Technology, des distributeurs électriques comme Liander, MVV et EdP, et des équipes de recherche de 12 pays européens. Il est cofinancé à hauteur de 4,7 millions d'euros par le 6e programme-cadre de recherche et de développement technologique (FP6) de la Commission européenne.

#### **PLUSIEURS MILLIARDS D'EUROS**

En France, le nombre de demandes de raccordement d'installations photovoltaïques dans le résidentiel approche désormais les 10.000 par mois (soit 50 % du nombre de demandes de nouveaux sites de consommation).

Si l'on ajoute les demandes de raccordement pour les projets solaires de grande puissance (supérieur à 36 kW jusqu'à plusieurs mW), le flux est de l'ordre de 2.000 MW par an pour un objectif du Grenelle de l'environnement de 5.400 MW fin 2020. A ce rythme, les objectifs du Grenelle seront atteinte avant 2015.

ERDF évalue à 3 milliards d'euros les investissements nécessaires pour raccorder et renforcer le réseau de distribution. A titre de comparaison, 9.000 MW sont déjà en service en Allemagne, avec un tarif de rachat et un ensoleillement nettement moins attractif qu'en France. Pour l'éolien, plus de 4GW sont raccordés en distribution avec une augmentation de 1 GW par an.



Le réseau du futur et l'Europe.

Le projet AuRA-NMS, au Royaume-Uni, explore les moyens de déléguer progressivement l'« intelligence » de cette commande centralisée et hiérarchisée à un réseau d'égal à égal, constitué d'automates et d'outils d'aide à la décision implantés dans chaque poste électrique. Ces automatismes pourraient ouvrir et fermer des commutateurs commandés à distance pour reporter les charges vers différentes parties du réseau et corriger ainsi la tension, de même que vérifier l'état de charge des systèmes de stockage et les rendements de la production décentralisée.

Un système de communication ferait remonter ces informations et permettrait aux automates ne disposant que d'une vue partielle du système de coopérer pour adopter un ensemble optimal d'actions en cas de défaut, d'excursion de tension ou de contraintes réseau limitant la production d'un générateur. Les automates des postes primaires se coordonneraient mutuellement pour sécuriser l'exploitation du réseau, tant en régime normal que perturbé.

En Allemagne, prenant comme « région modèle » celle de Karlsruhe/Stutggart 3, le projet MEREGIO s'appuie sur les TIC pour minimiser les émissions

carbone dues au chauffage et à la consommation d'électricité : 1 000 compteurs communicants à interfaces bidirectionnelles large bande seront installés dans le cadre d'un projet pilote, dont 800 chez des clients résidentiels et industriels, 150 dans des unités de production et 50 dans les systèmes de stockage d'énergie. Un certificat d'efficacité énergétique régionale indiquera aux consommateurs leur empreinte CO<sub>2</sub>.

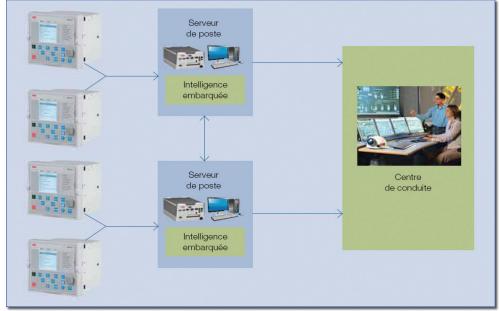
# L'ARCHITECTURE TYPE

L'évolution de la filière électrique vers les « réseaux intelli-

gents » (RI) requiert davantage d'automatisation, Les RI reposent sur trois socles fondamentaux : des données brutes, des informations intelligibles et des télécommunications. Les données sont fournies par les capteurs et systèmes de détection, dont les dispositifs électroniques intelligents « IED » (Intelligent Electronic Devices) équipant les lignes et automatismes de manœuvre. Ces trois fondamentaux constituent l'ossature des systèmes de contrôle-commande et d'automatisation modernes. Pour autant, ils ont besoin d'un sérieux « coup de pouce » fonctionnel, opérationnel et géographique pour desservir le dernier kilomètre et le consommateur final.

Au demeurant, l'essor des RI n'ira pas sans un nombre accru de capteurs et de points de mesure pour renforcer la visibilité de chaque élément du réseau, jusqu'au dernier kilomètre. Résultat, de plus en plus de données doivent être collectées et traitées. Or la distribution électrique croule déjà sous l'avalanche de données recueillies par les systèmes existants. Si l'on veut éviter que l'ajout de nouveaux points exacerbe la situation, la transformation des données en informations doit être optimisée à chaque étape du transit électrique. Autrement dit, tout ce qui peut être d'emblée converti au niveau inférieur n'a plus à l'être au niveau supérieur

Cette évolution a pour credo « transformer les données brutes en information manipulable ». Ce processus s'échelonne sur 4 niveaux du réseau électrique : Au niveau 0, l'intelligence est embarquée, sous forme de coffrets et boî-



L'intelligence embarquée peut agir localement ou transmettre l'information au niveau supérieur.

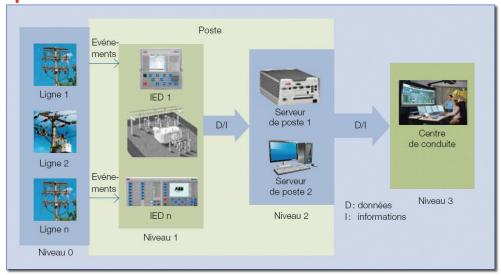
Repères

tiers, dans les IED de la ligne (automatismes de manœuvre, appareils de surveillance autonomes).

Au niveau 1, elle se niche dans les applications et algorithmes applicables à chaque IED de poste. Le niveau 2 regroupe les applications et algorithmes servant à extraire l'information de multiples IED, par l'intermédiaire d'un calculateur ou serveur de poste, ou d'un équipement maître du réseau.

Le niveau 3 met en oeuvre des fonctions d'entreprise (entreposage de données et historisation) et les applications et algorithmes de la salle de conduite, exécutables dans l'ensemble du réseau. Bien sûr, on pourrait ajouter un 5e niveau dans lequel les données/informations de plusieurs réseaux électriques régionaux et nationaux seraient agrégées et traitées pour encore plus d'intelligence et de richesse applicative. Plus on s'éloigne du terrain pour se rapprocher de la conduite centralisée, plus les données cèdent le pas aux informations. En d'autres termes, un nombre croissant d'informations devient accessible en injectant de l'intelligence, à chaque niveau, pour empêcher la prolifération des données au rang supérieur.

La distribution électrique ayant tardé à s'automatiser et à s'informatiser, son besoin d'automatismes et d'intelligence embarquée est bien plus prégnant que dans les autres activités du réseau. On attend plus que jamais des distributeurs qu'ils fassent plus avec moins, et l'automatisation est toute désignée pour remplir cette mission. L'architecture et les systèmes existants fournissent quantité de données provenant d'un sous-ensemble de composants



Les quatre échelons du traitement des données dans un réseau intelligent.

clés, par le biais des relais de protection et des IED.

Si la tendance à l'automatisation classique des postes et des lignes a engendré une déferlante de données, le traitement de l'information correspondante n'a pas reçu l'attention méritée. Plus précisément, les données analytiques (oscilloperturbographies, enregistrements de consignes, tendances, profils de charge, qualité du courant, chronologie fine d'événements...) et événementielles (défauts de dérivations, défaillances matérielles...) n'ont pas été bien cernées, surtout parce que l'automatisation des postes était considérée comme l'apanage des spécialistes de la protection. En outre, la majorité des événements survenant sur les dérivations n'est pas remontée aux agents de conduite, les actions de protection et de surveillance du courant se limitant aux événements sur la ligne principale.

Dans bien des cas, le distributeur doit compter sur les appels téléphoniques des clients pour identifier et localiser les zones en défaut, sur la ligne principale et ses ramifications. Or il faut des outils pratiques pour analyser les événements affectant ces zones. Certains fournisseurs d'électricité sont donc passés de l'automatisation traditionnelle de postes à une collecte plus intégrée des données opérationnelles, des dysfonctionnements d'équipements et des événements, obligeant à équiper les automatismes d'outils d'analyse spécialisés pour favoriser la migration vers le réseau intelligent.

Cette capacité à résoudre en amont les problèmes de ligne et à réagir aussi vite que possible à ses incidents et défaillances, tout comme la tendance à la maintenance prédictive, contribueront grandement à l'avènement des RI.

Il est clair que la détection « intelligente » d'événements et les algorithmes d'analyse peuvent résider à différents échelons de la hiérarchie de supervision et de conduite : les IED de ligne peuvent héberger des algorithmes utilisant des données locales pour détecter des anomalies dans le comportement réseau et identifier des conditions anormales (défaut, par exemple).

Cette analyse de terrain leur permet d'agir directement (notamment déclencher les disjoncteurs ou interrupteurs appropriés) ou de transmettre l'information de défaut ou l'événement au niveau supérieur (serveur de poste, par exemple). L'avantage est double : on minimise la quan-

tité de données remontées au poste ou gestionnaire « DMS » (Distribution Management System) du centre de conduite; on réduit la bande passante normalement nécessaire pour transférer ces données. Pour cela, il est possible d'embarquer la fonction de détection de défaut et d'événement dans le calculateur de poste. L'intérêt est d'accroître la visibilité de l'activité du réseau, au niveau de la ligne, en fournissant des informations qui sont inaccessibles avec des IED de protection et de contrôle commande classiques mais qui peuvent servir à prendre des mesures correctives plus précises.

Sur ces mêmes lignes, les fonctions de détection d'événements peuvent être hébergées par le DMS. Chacune de ces solutions a ses avantages et ses inconvénients qui doivent être soupesés par l'utilisateur pour tirer pleinement profit de la configuration retenue.

L'analyse, la détection et la localisation temps réel et automatisées des événements réduisent le temps de réaction à un incident et anticipent une indisponibilité durable avant que les appels des clients ne saturent les centres de dépannage.

Encore du pain sur la planche des Smart Grids. ■