

ABB

4 | 14
fr

review



Des postes intelligents 6

Gestion volt-var optimisée 23

Des microréseaux électriques 54

Stockage d'énergie 61

La revue
technologique
du Groupe ABB

Toute la lumière sur l'électricité du futur



Power and productivity
for a better world™



Le réseau électrique est l'un des grands moteurs de l'activité humaine, et la lumière artificielle, vue de l'espace, sa première manifestation sur Terre. La ville indienne de Mumbai, en couverture, en est un brillant exemple.

L'un des enjeux de l'électricité du futur est l'intégration de la production renouvelable dans le paysage énergétique. Témoins ces éoliennes et ces pylônes qui se dressent dans le ciel du Kent, au sud de l'Angleterre, mariant tradition et innovation.



Transport

- 6 Le numérique en poste**
Pour être « intelligent », le poste électrique sera numérique
- 11 Longue vue**
Prendre les devants pour aller aux limites

Distribution

- 17 Défaut encadré**
Une gestion fine et sélective des défauts diminue les pannes
- 23 Énergie en équilibre**
Gérer la tension et la puissance réactive améliore la distribution électrique
- 29 Distribution d'avenir**
Comment accroître la capacité des réseaux pour accueillir la production décentralisée ?

Consommation & communication

- 34 Choc de connectivité**
La démarche *Active Site* d'ABB optimise le couplage entre microréseaux et grand réseau électrique
- 40 Quand intelligent rime avec communicant**
Les technologies et supports de transmission des réseaux électriques du futur

Innovation

- 46 Électricité 2.0**
Une brève histoire des réseaux électriques
- 54 Microréseaux**
De la démonstration à l'intégration
- 61 Gestion des stocks**
Intégration des moyens de stockage d'énergie dans le réseau électrique
- 66 Port d'attache**
Efficacité de la réduction des émissions polluantes par le raccordement au réseau électrique des navires à quai
- 70 L'ère de la virtualisation**
ABB, pionnier d'un nouveau cycle d'innovation industrielle
- 76 Télé-expert robotisé**
Les robots de téléprésence ABB au service de la maintenance

Rétrospective

- 81 Index 2014**
Tous les articles de l'année

La numérisation des réseaux électriques



Claes Ryttoft

Chers lecteurs,

L'électricité est omniprésente. Dans nos foyers comme au travail, en plein centre-ville comme aux confins de la civilisation, directement ou indirectement, elle nous accompagne partout. Vecteur énergétique sûr, économique et relativement discret, son transport et sa distribution font partie des premiers métiers d'ABB, qui a toujours été aux avant-postes de la filière.

Loin d'avoir clos le chapitre du progrès, cet écosystème connaît des transformations sans précédent. Hier encore, quelques centrales de production alimentaient les grands foyers de consommation au gré des besoins, dans un continuum électrique monodirectionnel. Aujourd'hui, le foisonnement rapide d'énergies par nature intermittentes, comme l'éolien et le solaire, rebat les cartes : production et stockage se diffusent jusque chez le consommateur, qui peut lui-même devenir producteur et ainsi inverser le flux électrique. Cette évolution ne touche pas que les infrastructures de transport mais aussi les modes d'exploitation de l'électricité. Équilibrer production et consommation ne consiste plus seulement à faire coïncider l'offre et la demande, mais à les réguler au plus près avec des systèmes complexes de surveillance, de communication et de commande tout au long de la chaîne électrique.

Ce numéro d'*ABB review* est consacré à la numérisation du secteur et à son impact sur les différents niveaux et composants du réseau électrique « intelligent », des lignes de grand transport aux microréseaux, mais aussi aux systèmes de contrôle-commande et de communication qui permettent à tous les maillons de coopérer et de dialoguer.

Ce fil conducteur est aussi l'occasion de rappeler qu'*ABB review* a sa version numérique sur <http://www.abb.com/abbreview>.

Que ce dernier numéro de l'année fasse toute la lumière sur les réseaux du futur, leurs enjeux et formidables potentialités, et sur la capacité d'ABB à relever les nouveaux défis de l'intelligence électrique !

Bonne lecture,

Claes Ryttoft
Directeur des technologies
Directeur général adjoint
du Groupe ABB





Le numérique en poste

Pour être « intelligent », le poste électrique sera numérique

STEFAN MEIER – Si la vision idéale de postes électriques omniscients et communicants est longtemps restée dans les cartons, elle prend aujourd’hui corps avec des réalisations concrètes qui préfigurent le réseau électrique « intelligent » ou *Smart Grid*. Voyons-en les tenants et aboutissants.

La signalisation numérique, gage de fiabilité, d’efficacité et de capacité, est utilisée dans les infrastructures de transport et de distribution d’énergie depuis des décennies. Pour preuve, les réseaux électriques existants emploient dans leur grande majorité la fibre optique pour acheminer les données d’exploitation et de supervision des systèmes d’automatisation de postes, et même les courants porteurs en ligne transmettent des signaux de téléprotection. Pour autant, ce n’est que depuis peu que les avantages d’une messagerie numérique normalisée gagnent les postes électriques.

Normalisation

Sans référentiel normatif, l’adoption de la messagerie numérique pour la communication entre postes n’était jusqu’ici que fragmentaire, avec des signalisations mutuellement incompatibles donnant lieu à une pluralité de messageries

au sein de silos d’information verticaux. ABB a toujours été un partisan convaincu de la CEI 61850. Cette norme internationale « *sur les réseaux et systèmes de communication dans les postes* » se décompose en plusieurs volets stipulant, entre autres, la façon dont il faut décrire les fonctionnalités des équipements de poste, leur mode de communication, ainsi que le contenu et la vitesse des échanges : tous éléments fondamentaux pour tirer pleinement profit du poste numérique.

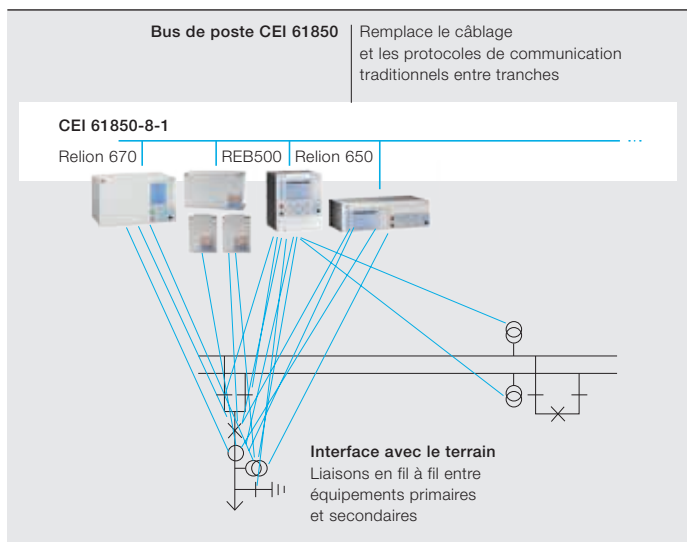
Au niveau du poste, les techniques numériques sont bien présentes, même dans des installations relativement anciennes. Les systèmes de supervision et de conduite s’appuient en effet sur

Photo

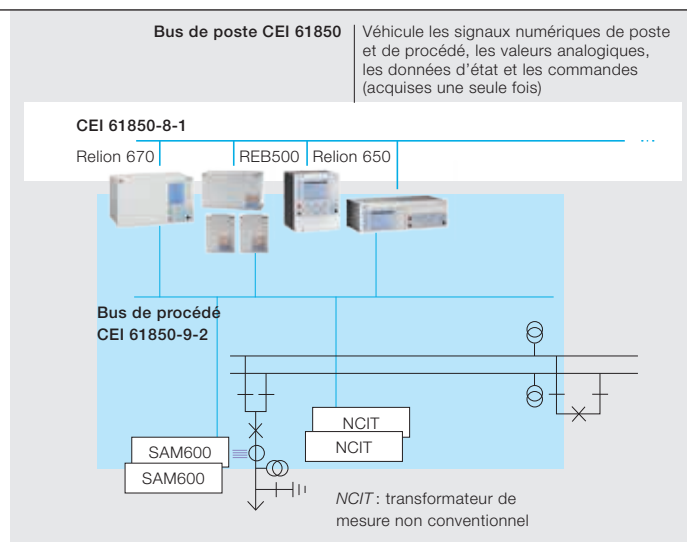
Des postes électriques entièrement numériques, jusqu’aux transformateurs de courant ? Une technologie aux multiples avantages.







1a Aujourd'hui



1b Demain

La signalisation numérique, gage de fiabilité et de capacité, est utilisée dans le transport et la distribution depuis des décennies.

des signaux logiques et cela fait plus de vingt ans qu'ABB équipe en fibre optique les grandes artères de communication.

Dans la droite ligne de la CEI 61850, la fibre peut aussi véhiculer des données numérisées entre les niveaux poste et tranche. Néanmoins, il faut encore étendre le champ d'action de la norme pour ancrer le numérique dans les postes.

Mutation annoncée

Au-delà de la tranche, l'analogique prédomine encore. L'appareillage primaire classique, comme les transformateurs de courant et de tension, est toujours relié en fil à fil aux dispositifs programmables de contrôle-commande et de protection IED (*intelligent electronic devices*) sur un câblage cuivre véhiculant les mesures de courant et de tension → 1a. Les IED qui récupèrent ces valeurs pour une première analyse font souvent office de passerelle d'accès au monde numérique.

Il n'y a pourtant guère d'intérêt à conserver si longtemps ces données au format analogique. Pour qu'un poste soit numérique, la transition doit se faire très tôt, dès que l'information est collectée → 1b.

Une supervision permanente du système réduit le besoin d'interventions manuelles sur l'équipement et l'adoption d'un bus de procédé 100 % numérique permet de déporter les matériels sensibles dans les tranches. Les équipements numériques destinés à l'extérieur → 2 doivent être

faciles à installer et en tous points aussi robustes et fiables que leurs homologues analogiques auxquels ils se substituent ou s'interfaçent.

Capteur de courant optique

Les exigences de robustesse et de fiabilité s'appliquent aussi aux nouvelles technologies, comme le capteur de courant à fibre optique FOCS (*Fiber-Optic Current Sensor*) d'ABB [1]. Celui-ci peut directement surveiller le courant dans une ligne à haute tension (HT) sans passer par un transformateur pour l'abaisser à un niveau mesurable. Supprimer ce transformateur de courant (TC), c'est aussi renforcer la sécurité en éliminant le risque de circuits ouverts qui peuvent être le siège de tensions dangereuses et fatales.

Un capteur de courant optique exploite l'écart de phase d'un faisceau lumineux polarisé par un champ électromagnétique (effet Faraday); cet écart est directement proportionnel au courant à mesurer dans la ligne HT ceinturée par la boucle optique qui conduit l'onde lumineuse. Numérisé à la source, le signal de mesure est transmis par le bus de procédé aux IED et aux compteurs d'énergie.

Ce transformateur de courant optique est bien moins volumineux que son équivalent analogique. Il peut même s'intégrer à un disjoncteur-sectionneur (solution ABB depuis 2013) pour combiner les fonctions de disjoncteur, de TC et de sectionneur dans un même appareillage, divisant par deux l'encombrement du poste.



Un capteur optique surveille directement le courant circulant dans une ligne HT, sans passer par un transformateur de mesure.

Le capteur optique fait partie des transformateurs « non conventionnels » *NCIT* (*non-conventional instrument transformers*) capables de numériser toute la chaîne de mesure, avec les mêmes exigences de fiabilité que les transformateurs de mesure classiques. ABB a fourni plus de 300 NCIT associant capteurs de courant et de tension dans un appareillage à isolation gazeuse pour le compte de l'énergéticien australien Powerlink Queensland, qui en est à ce jour pleine-

Bus de procédé

Dans un poste électrique, chaque brin de cuivre conducteur de courant est potentiellement dangereux. Un défaut d'interruption du courant, dans le cas par exemple d'un transformateur de courant secondaire ouvert, peut provoquer un arc électrique avec la montée en tension, et la ligne de cuivre brusquement véhiculer de hautes tensions dangereuses pour le personnel et le matériel. Moins de cuivre égal plus de sécurité !

ABB a toujours prôné et contribué à l'adoption de la CEI 61850.

ment satisfait. Le déploiement massif des NCIT dans les postes électriques permet de gagner en simplicité, en compacité et en efficacité, à moindre coût.

Tout ne peut pas être numérisé : les transformateurs de courant et de tension traditionnels, par exemple, continueront de fournir des valeurs analogiques. Pas question pour autant de tout remplacer quand un concentrateur autonome peut assurer la numérisation, juste à côté du transformateur de mesure existant. La fibre optique peut alors se substituer aux câbles cuivre reliant les équipements primaires aux IED.

Le poste numérique s'affranchit du cuivre grâce au bus de procédé à fibre optique ou sans fil, tel le réseau Tropos d'ABB. La suppression

du cuivre suffit dans certains cas à justifier le passage au numérique. La quantité de cuivre présent dans un poste peut ainsi fondre de 80 %. L'intérêt est double : des économies considérables mais aussi et surtout une sécurité nettement accrue.

Le bus de procédé est également synonyme de souplesse. Les équipements numériques peuvent dialoguer en direct → 3 : le modèle de transfert de données événementielles *GOOSE* (*Generic Object-Oriented Substation Events*) de la norme CEI 61850-9-2 autorise la transmission rapide de données binaires et de mesures échantillonnées sur Ethernet. Ce protocole assure en temps voulu la fourniture de données prioritaires par des liaisons



Le capteur optique, moins encombrant que son équivalent analogique, peut s'intégrer à un disjoncteur-sectionneur pour combiner les fonctions de disjoncteur, de TC et de sectionneur dans un même appareil, divisant par deux l'encombrement du poste.

Ethernet traditionnellement imprévisibles. La gamme de commutateurs Ethernet ASF (*Alert Standard Format*) d'ABB prend totalement en charge cet aspect critique de la messagerie GOOSE dans les postes électriques.

Réalisations

Dès le début, ABB a largement pris part à l'élaboration de la CEI 61850. Outre son caractère fondamental pour garantir l'interopérabilité des équipements de fournisseurs différents, la norme procure, par le biais d'essais de conformité, un référentiel auquel les constructeurs peuvent se mesurer.

La première installation commerciale CEI 61850-9-2 d'ABB est le poste de Loganlea, construit en 2011 pour Powerlink Queensland. L'emploi de concentrateurs, d'IED mais aussi de transformateurs de mesure non conventionnels ABB, tous normalisés, marquent un tournant dans l'évolution conceptuelle des postes électriques.

Partie intégrante de la modernisation d'un poste existant, ce projet a ouvert la voie de la communication numérique CEI 61850. ABB s'est appuyé sur les spécifications de Powerlink pour créer une solution de remise à neuf applicable à cinq autres postes de l'énergéticien, candidats à la modernisation.

Deux d'entre eux, Millmerran et Bulli Creek, ont déjà été rénovés, le premier en 2013, le second en 2014. Ils sont

équipés d'un système de téléconduite MicroSCADA Pro SYS600 et d'une passerelle RTU560 d'ABB qui gère les IED Relion 670 avec la protection de jeux de barres à architecture décentralisée REB500. Tous deux communiquent par protocoles CEI 61850-9-2 avec les concentrateurs et CEI 61850 avec les équipements de poste.

Plus petit, plus fiable, plus sûr et plus efficace que son homologue analogique, un poste entièrement numérique bénéficie d'un coût global réduit, d'une maintenance et d'une extension facilitées.

Les postes ne sont pas tous voués au numérique ! Cela dépend de leur taille, de leur type et de la nature du projet (nouveau poste ou modernisation du secondaire). À chaque cas, sa solution et sa démarche. La longue expérience d'ABB en matière de normalisation CEI 61850 ainsi que son vaste portefeuille de NCIT, de concentrateurs, d'IED et de solutions d'automatisation de postes facilitent cette transition. La souplesse des solutions ABB permet aux énergéticiens de s'engager à leur rythme dans la voie du contrôle-commande numérique des postes électriques.

Stefan Meier

ABB Power Systems
Baden (Suisse)
stefan.meier@ch.abb.com

Bibliographie

- [1] Bohnert, K., *et al.*, « Plens feux : un capteur de courant à fibre optique dans un disjoncteur haute tension », *ABB review*, 1/14, p. 12-17.



Longue vue

Prendre les devants
pour aller aux limites

TORBEN CEDERBERG, RICK NICHOLSON – Confrontés à l'intégration des énergies renouvelables décentralisées, à l'augmentation des données remontées des équipements de puissance et de comptage évolués, et à l'impératif d'efficacité opérationnelle, les réseaux de transport et de distribution d'électricité connaissent de profondes mutations. Devant ce surcroît de tâches et de contraintes, leurs exploitants peuvent trouver une aide précieuse dans les systèmes avancés de téléconduite, de gestion de la distribution, de gestion active de la demande et d'analyse de l'activité. Des outils intégrés d'optimisation comme le gestionnaire *Network Manager* de Ventyx (société ABB), bien implanté dans la distribution électrique, ainsi que son système de maîtrise de la demande et son logiciel d'informatique décisionnelle *FocalPoint*, concourent à la gestion dynamique et proactive du réseau, au plus près de ses limites.

monodirectionnel; ce sont aujourd'hui des infrastructures dynamiques et complexes qui distribuent le flux dans les deux sens.

Nouveaux pilotes

Tributaire de la météo, la production d'énergies renouvelables (EnR) est par nature intermittente. Si la capacité d'une installation PV ou éolienne à long terme (un an, exemple) peut être planifiée avec une grande précision à l'aide d'études météorologiques, sa production quotidienne et horaire, très fluctuante, ne peut être prévue que deux à trois heures à l'avance. Cela pose deux difficultés aux gestionnaires de réseau: la puissance disponible, variable dans la journée, et les appels de puissance imprévus qui peuvent perturber le plan de tension (surcharges ou chutes), risquant de déstabiliser le réseau.

La première problématique a jusqu'ici été résolue en régulant la puissance du réseau par l'ajout de groupes tournants, c'est-à-dire des centrales classiques et hydroélectriques qui peuvent être très vite mobilisées en exploitant l'inertie de leurs machines tournantes. Pour autant, la solution se prête moins à la prolifération et à l'essaimage des EnR.

Les énergéticiens ont traditionnellement levé la seconde difficulté en régulant l'énergie réactive avec des inductances et des batteries de condensateurs, dont la connexion ou la déconnexion permet de minimiser le flux de puissance et les variations de tension. Si les systèmes modernes de téléconduite et de gestion

évoluée de la distribution intègrent pour la plupart des fonctions de pilotage de ces dispositifs, les manœuvres sont souvent manuelles; autrement dit, ces systèmes restent sous la surveillance et les ordres des opérateurs de conduite. Tant que

les réseaux traditionnels ne subissaient que quelques variations par an (souvent saisonnières), ce schéma d'exploitation convenait. C'est bien moins le cas aujourd'hui où les réseaux doivent être reconfigurés plusieurs fois par jour ou même par heure!

La quête d'une énergie durable et vertueuse nous pousse à revoir le fonctionnement et la performance des réseaux de transport et de distribution. Nombre de ressources énergétiques, à l'image du solaire photovoltaïque (PV) en toiture ou de l'éolien, mais aussi du stockage sur batteries, ne sont plus centralisées mais réparties à l'échelle d'un territoire.

Ce nouvel environnement énergétique mêle des sources raccordées au grand réseau électrique et une constellation de petites productions diffuses, injectées dans des

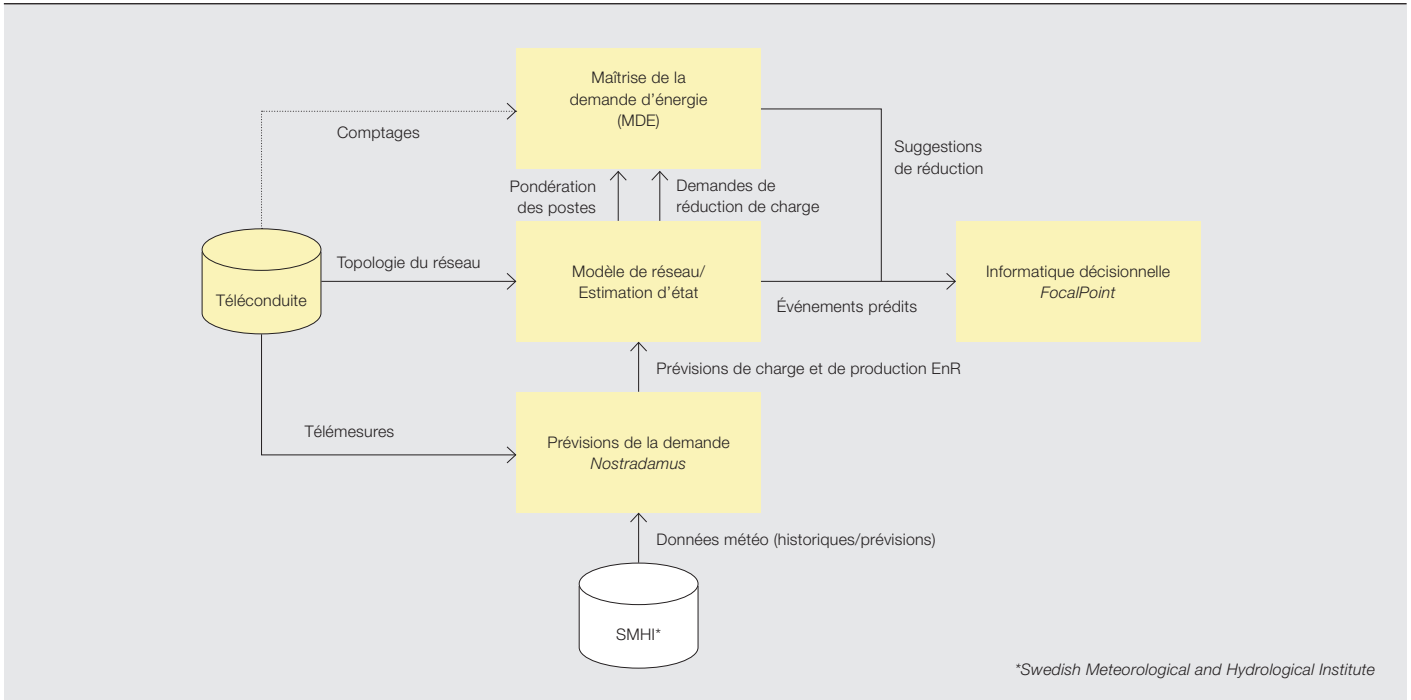
Une nouvelle solution ABB d'optimisation des réseaux de distribution sera capable de prévoir et de devancer les événements déclencheurs d'alarmes.

ouvrages qui n'ont pourtant jamais été conçus pour les accueillir.

Les réseaux classiques ne se contentent plus de relier des producteurs et des consommateurs, dans un continuum

Photo p. 11

L'intégration d'énergies renouvelables met à l'épreuve les réseaux électriques. Les solutions d'optimisation ABB sont capables d'anticiper les difficultés et d'y remédier avant même leur survenue.



*Swedish Meteorological and Hydrological Institute

Nouvelles solutions

La mission première des systèmes de téléconduite ou de gestion de la distribution est de collecter les données du réseau et de fournir à tout moment un instantané de son fonctionnement. Cela revient concrètement à surveiller des

composants individuels de la solution finale, grâce à une panoplie d'outils d'emblée combinables pour former un tout fonctionnel et limiter par la suite les tâches d'intégration et de maintenance. Il est également possible d'opter pour une démarche plus tradi-

tionnelle en débutant avec seulement une poignée de ces composants et en les intégrant à l'existant ou aux systèmes d'autres fournisseurs.

La quête d'une énergie durable et vertueuse nous pousse à revoir le fonctionnement et la performance des réseaux de transport et de distribution.

grandeurs électriques analogiques comme la tension, l'intensité, la puissance active et réactive, ainsi que l'état logique des appareillages de coupure. Sur détection d'anomalie ou de franchissement de seuil, le système émet une alarme.

Pour être efficace dans le réseau d'énergie moderne, un tel système a besoin de fonctionnalités supplémentaires. L'intégration des technologies de l'information (TI) et des technologies opérationnelles (TO) est au cœur des nouvelles solutions de gestion des réseaux. ABB va encore plus loin en concevant et en testant ces fonctions intégrées durant le développe-

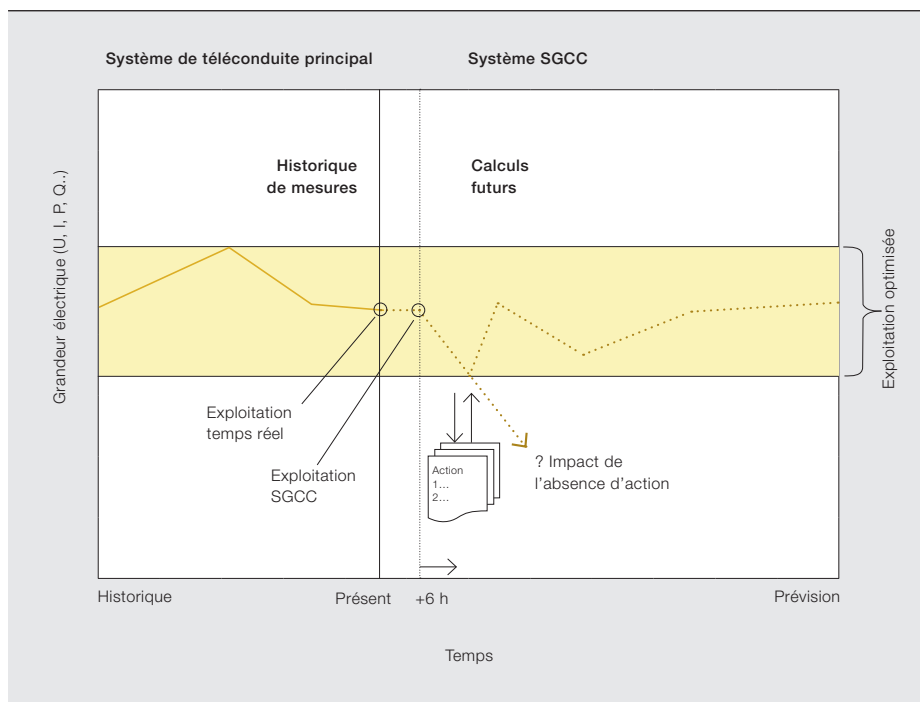
ment des composants individuels de la solution finale, grâce à une panoplie d'outils d'emblée combinables pour former un tout fonctionnel et limiter par la suite les tâches d'intégration et de maintenance. Il est également possible d'opter pour une démarche plus traditionnelle en débutant avec seulement une poignée de ces composants et en les intégrant à l'existant ou aux systèmes d'autres fournisseurs.

Optimiser

La conduite du réseau distingue habituellement deux régimes de fonctionnement : normal et défaut. S'y ajoute à présent un troisième, qualifié de « sous-optimal » : dans ce cas, le réseau ne connaît pas de graves perturbations mais il est en alarme et certains équipements de puissance pourraient être exploités plus efficacement. Or ces signaux accaparent les opérateurs, au détriment des tâches d'optimisation du réseau ou de maintenance systématique. Dans certaines salles de conduite, les opérateurs sont sollicités à outrance, augmentant la probabilité d'erreurs. Les énergéticiens doivent donc être mieux accompagnés dans la mise en œuvre des nouvelles

La solution DSO rassemble efficacement les données prévisionnelles immédiatement disponibles (charge et météo, par exemple) pour alimenter un outil logiciel qui calcule et élabore les courbes de production et de consommation à court terme.

2 Optimisation du réseau à l'aide de valeurs calculées sur un horizon prévisionnel de 6 heures



solutions de téléconduite et de gestion de la distribution.

Pour y remédier, le mot d'ordre est « optimisation ». Reconfigurer en permanence le réseau en enclenchant et en déclenchant des batteries de condensateurs et d'inductances est un moyen de réguler les niveaux de tension et de les maintenir dans les plages réglementaires. C'est l'objet de l'optimisation de la tension et de la puissance réactive *VVO (Volt-Var Optimization)* dans les réseaux de transport. La mise en charge symétrique des transformateurs, la surcharge temporaire et le suivi dynamique des lignes *DLR (dynamic line rating)* sont d'autres techniques d'optimisation qui conduisent à une meilleure utilisation des actifs.

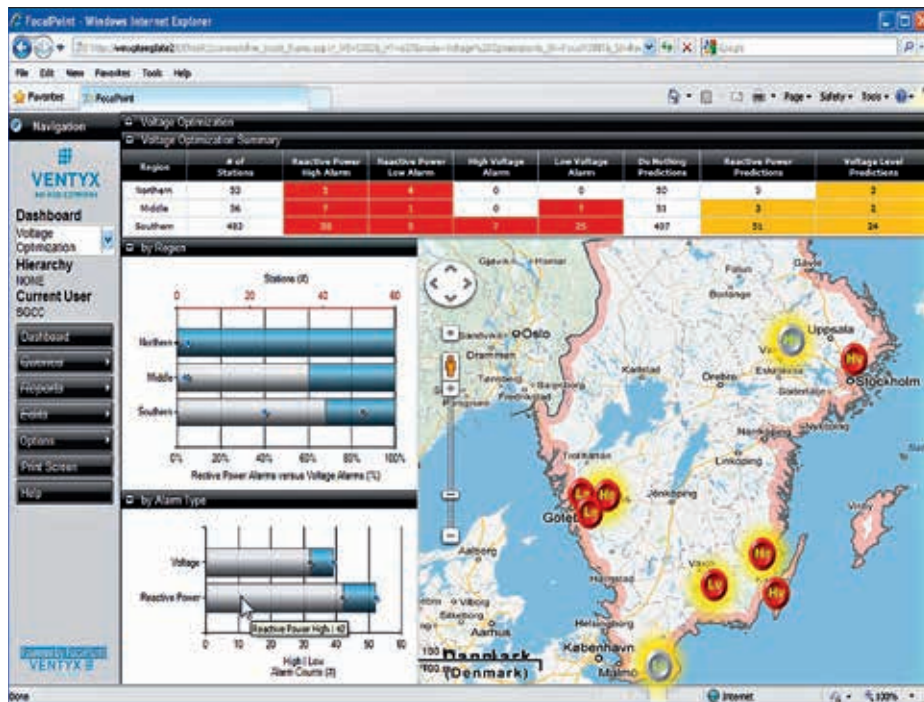
Reste à savoir quel est le meilleur moment pour reconfigurer.

Prévoir pour prévenir

Il a toujours été difficile de connaître l'état optimal du réseau assez rapidement pour pouvoir anticiper la manœuvre. L'idéal serait de prévoir et de devancer les événements déclencheurs d'alarmes. Si un réseau réagit plus vite aux fluctuations électriques, il peut être mieux exploité, donc mieux fonctionner et réduire ses pertes. De nouvelles applications, comme la solution ABB d'optimisation de la distribution *DSO (Distribution System Optimization)*, vont dans ce sens → 1.

La maîtrise de la demande d'énergie est un outil relativement nouveau pour équilibrer efficacement l'offre et la demande.

Le système DSO rassemble les données prévisionnelles rapidement disponibles (charge et météo, par exemple) pour alimenter un logiciel de calcul et d'élaboration des courbes de production et de consommation à court terme. L'ajout de cette information à la fonction logicielle qui reproduit le réseau (souvent dénommée « estimateur d'état » dans les systèmes de gestion d'énergie) donne une simulation du réseau, dont les états de commutation sont récupérés du système de téléconduite en temps réel. On obtient ainsi une copie conforme du réseau réel, mais avec des grandeurs électriques estimées plusieurs heures à l'avance (6 à 12 h le plus souvent, comme l'horizon prévisionnel). C'est là un bon compromis entre la précision acceptable et le temps nécessaire pour reconfigurer le réseau → 2 et envoyer un signal aux unités participant



Les calculs aboutissent à un réseau simulé, copie conforme du réseau réel, dont les grandeurs électriques sont estimées plusieurs heures à l'avance, avec le même horizon temporel que les prévisions.

à un programme de gestion optimale de la demande.

Pour la première fois, le gestionnaire de réseau est en mesure de prévoir les alarmes et signalisations attendues dans un futur proche, et de prendre ainsi des décisions éclairées et proactives. Le réseau gagne en efficacité, en stabilité et en fiabilité.

Mieux gérer l'offre et la demande

La maîtrise de la demande d'énergie (MDE) est un outil relativement nouveau qui permet aux fournisseurs d'équilibrer finement la production et la consommation. L'idée est de modéliser et d'agrèger des charges pilotables en une charge virtuelle limitant la pointe électrique. En signalant cette charge, le fournisseur peut gérer le profil de consommation et mieux faire coïncider la production à toute heure du jour. Précisons que pour les appareils domestiques cette solution diffère des anciens systèmes qui pilotaient et manœuvraient la charge sans la participation ni l'accord des utilisateurs finaux. À l'inverse, la MDE requiert souvent l'adhésion des clients au programme de gestion active de la demande.

Dans la pratique, une centrale de pilotage envoie des signaux aux participants ayant la capacité de paramétrer leur « réponse à la demande » et, sur réception de la consigne, de procéder auto-

matiquement à l'effacement de certaines consommations. Sont concernées au premier chef les installations de chauffage et de climatisation (ballons d'eau chaude sanitaire, pompes à chaleur, etc.), une petite variation du confort thermique étant à peine perceptible par le consommateur. Viennent ensuite, et à l'évidence dans une moindre mesure, les éclairages, les poêles électriques, les téléviseurs et les ordinateurs. En retour, cette « flexibilité » est souvent récompensée par des incitations ; variables d'un fournisseur à l'autre, elles sont perçues comme un moyen de modifier durablement les habitudes de consommation et le comportement des usagers, enjeu majeur de cette évolution.

Centrales électriques virtuelles

L'agrégation de ressources de production distribuées, pilotées de la même façon que des charges MDE, donne lieu à une « centrale virtuelle ». Ses capacités sont typiquement comparables à celles d'une centrale EnR à l'échelle du réseau. Dans les pays riches en gisements solaires et éoliens, des chercheurs travaillent actuellement sur les moyens économiques et techniques de faire de ces centrales virtuelles des réserves tournantes. Le stockage d'énergie massif sur batteries, capable de lisser les pics et creux de consommation, est l'une des technologies candidates. L'opérateur de conduite doit tenir compte de ces évolu-

La solution DSO est dotée d'un logiciel d'analyse qui collecte les informations du réseau simulé et cartographie les zones en alarme pour guider l'opérateur.

tions quand il s'agit de planifier les opérations du réseau.

Tableau de bord

La solution DSO intègre un logiciel d'analyse qui collecte les informations du réseau simulé et cartographie les zones en alarme pour guider l'opérateur → 3. Ce type d'outil analytique, utilisé depuis quelque temps en informatique décisionnelle, surtout en finance, gagne aujourd'hui les salles de conduite pour faciliter la prise de décisions techniques. Une fonctionnalité importante est de vérifier l'exactitude et l'exhaustivité de cette masse de données pour la convertir en informations intelligibles et exploitables.

Pilotage assisté

Une nouvelle génération de systèmes destinés à aider les énergéticiens à gérer leurs réseaux de plus en plus vastes et complexes voit le jour. La solution DSO facilite le suivi et la prévision de la variabilité. Elle permet aux opérateurs de mieux gérer la quantité croissante de données mises à leur disposition. Dans une installation pilote d'E.ON en Suède, baptisée *Smart Grid Control Center* (SGCC), DSO sera utilisée parallèlement au système de téléconduite du dispatching → 2 pour guider les opérateurs aux commandes d'un réseau desservant plus d'un million de clients : une première dans le réseau de répartition 50–130 kV.

Ce pilote, qui tournera dans son propre environnement en lien étroit avec la téléconduite temps réel, ne suggérera que les actions à exécuter. L'expérience aidant, une intégration plus poussée permettra d'optimiser directement la téléconduite temps réel. Cette solution préfigure la prochaine génération de systèmes de gestion évoluée et d'optimisation de la distribution électrique, qui feront des opérateurs de conduite des pilotes proactifs de leurs réseaux.

Torben Cederberg

ABB Power Systems, Network Management
Västerås (Suède)
torben.cederberg@ventyx.abb.com

Rick Nicholson

ABB Power Systems, Network Management
Boulder (Colorado, États-Unis)
rick.nicholson@ventyx.abb.com



Défaut encadré

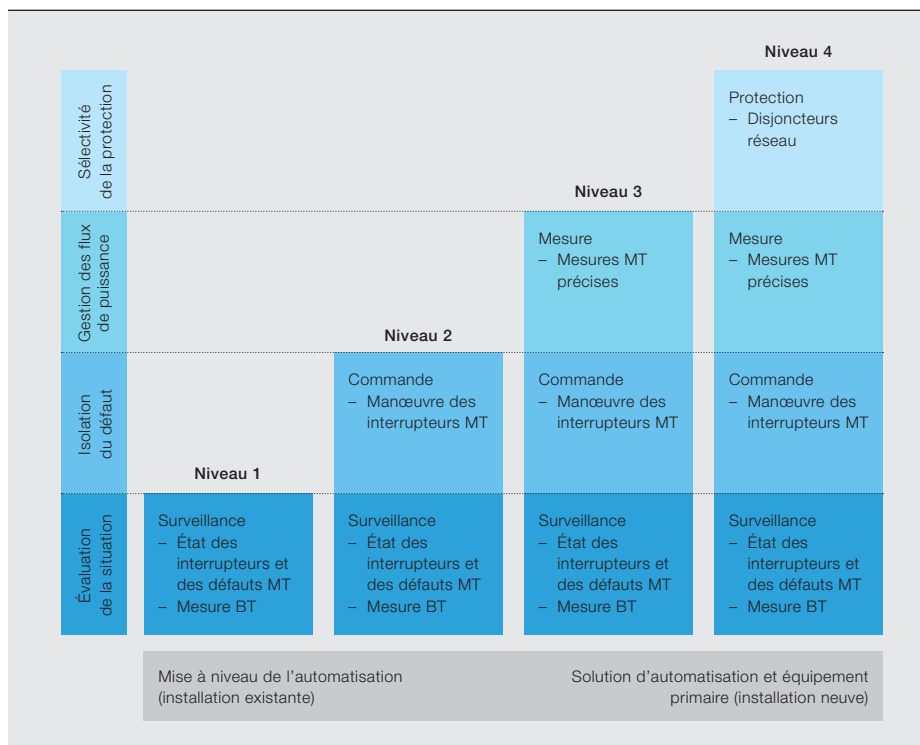
Une gestion fine et sélective des défauts diminue les pannes

VINCENZO BALZANO – La progression de l'« intelligence » dans la distribution moyenne tension donne de plus en plus corps au réseau électrique du futur. Celui-ci a notamment vocation à améliorer la continuité de service en identifiant, en localisant et en isolant un défaut le plus vite possible, mais aussi en réduisant au minimum le nombre de dispositifs hors service pour alimenter au mieux les clients. Certes, défauts et pannes ont toujours

existé sur le réseau, mais ils sont devenus plus fréquents avec le raccordement croissant de productions d'origine renouvelable. Pour en atténuer l'impact, améliorer la continuité et la qualité de la fourniture, ainsi que le rendement du réseau tout en minimisant les pertes, les équipements de surveillance doivent faire preuve d'intelligence et de réactivité.

Tout défaut surveillant dans le circuit de distribution doit être identifié, localisé et isolé le plus vite possible.

1 Quatre niveaux logiques d'automatisation fonctionnelle



Lorsqu'un défaut se produit en un point du circuit de distribution électrique, il est impératif de l'identifier, de le localiser et de l'isoler au plus vite. Si les disjoncteurs servent à isoler le tronçon de ligne en défaut, il faut minimiser les manœuvres pour éviter l'interruption de fourniture. En parallèle, il importe de réapprovisionner sans délai le maximum de clients en redirigeant le courant vers les zones épargnées.

Outre les désagréments occasionnés au consommateur, ces défaillances grèvent le budget des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) et nuisent à la planification des ressources, ainsi qu'à l'efficacité et à la rentabilité des opérations. Les GRD sont de plus en plus dans le collimateur des instances de surveillance et de réglementation habilitées à infliger des pénalités et des amendes. D'où leur motivation à éviter les pannes!

service électrique: le nombre moyen de minutes d'interruption par client et par an SAIDI (*system average interruption duration index*) et le nombre moyen d'interruptions par client et par an SAIFI (*system average interruption frequency index*). Ils servent de mesures-étalons aux autorités et organismes de régulation pour décider d'une amende ou en fixer le montant, par exemple.

Ces indicateurs, qui ne portent que sur les incidents inopinés, ont le même mode de calcul. S'ils ne tiennent pas compte des coupures brèves, la durée d'interruption admissible, variable d'un

La sélectivité logique entre en jeu quand il faut réduire notablement le nombre et la durée des pannes.

endroit à l'autre, est fixée par le régulateur local.

Le SAIDI est un indicateur « d'indisponibilité de fourniture » annuel, qui renseigne sur le nombre moyen de minutes sans alimentation. Dès signalement d'un incident au distributeur et à échéance d'une

Photo p. 17

Pour continuer à alimenter un maximum de clients sur apparition d'un défaut, le tronçon à isoler doit être le plus court possible. Quels sont les produits et stratégies dont disposent les gestionnaires de réseau pour éviter la coupure ?

Des indices qui comptent

Deux grands indicateurs « système » permettent de caractériser la continuité du



Outre le désagrément pour le client, les défaillances ont un coût non négligeable et des conséquences néfastes sur la planification des ressources, l'efficacité et la rentabilité du réseau.

temporisation prédéfinie, le compteur se met à tourner.

Le SAIFI porte sur la fréquence des pannes. Chaque nouvel incident dépassant la durée prédéfinie incrémente l'indicateur, quelle qu'en soit la durée effective. Cela donne le nombre annuel de coupures par client.

Un troisième indicateur *CAIDI* (*customer average interruption duration index*), cette fois de fiabilité, comptabilise la durée moyenne des interruptions par client ; il s'obtient en divisant le SAIDI par le SAIFI.

Les grandes entreprises d'électricité s'appuient sur ces indices pour provisionner chaque année plusieurs millions de dollars au titre des amendes dues pour fourniture non conforme. Une bonne gestion des défauts et des pannes permet donc de les améliorer et de réduire le risque de lourdes pénalités.

Gestion des défauts et sélectivité logique

Il existe deux grandes méthodes pour remédier aux défauts et pannes, et améliorer la continuité de service :

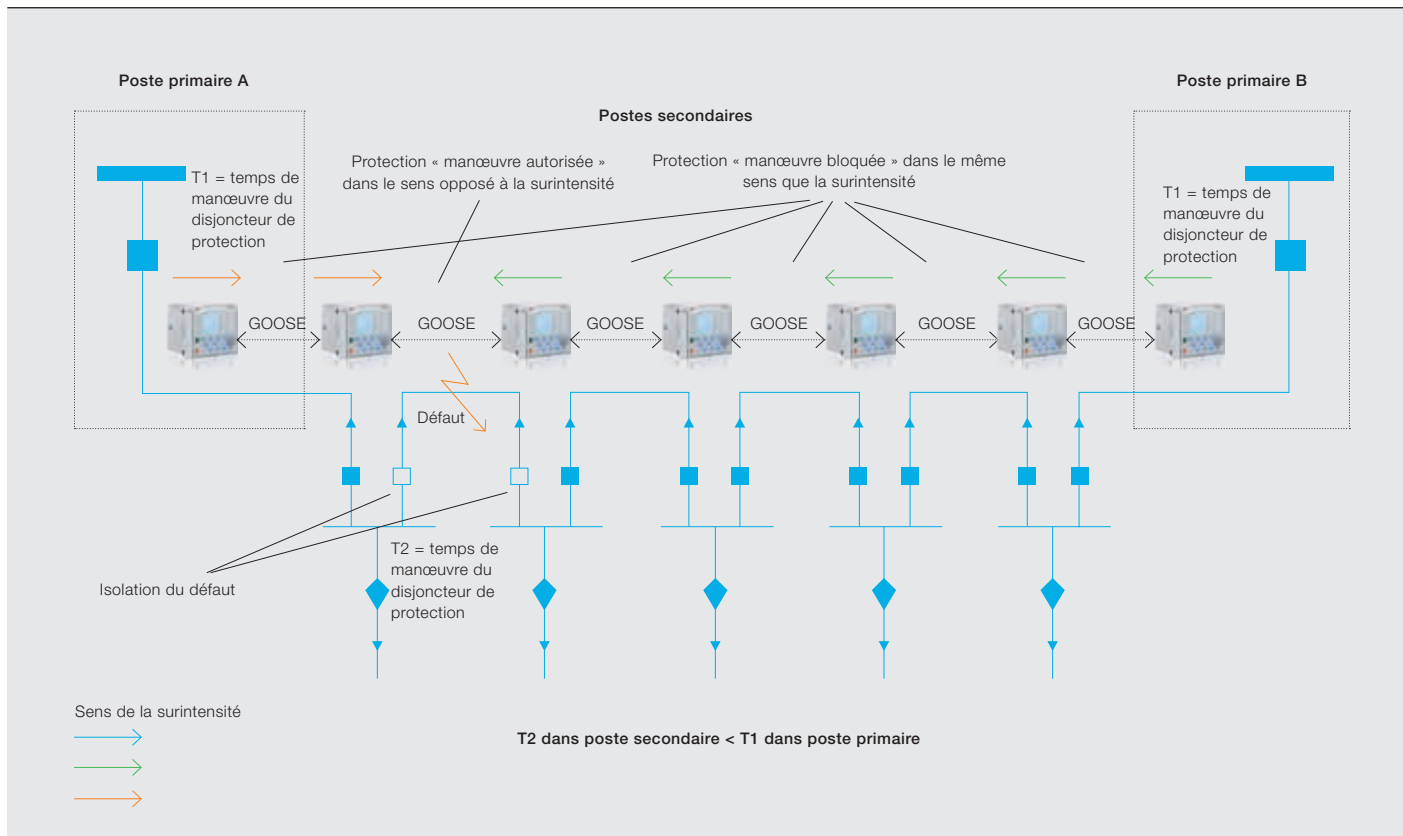
- La détection des défauts avec isolation et rétablissement *FDIR* (*fault detection, isolation and restoration*) ;
- La sélectivité logique.

La FDIR vise principalement à accroître la fiabilité du réseau en réduisant la durée des pannes intempestives. Elle permet notamment d'améliorer le service à la clientèle et d'augmenter les gains du fournisseur. Elle diminue également le coût de la reprise de service ainsi que le risque d'amendes et de litiges.

La sélectivité logique entre en jeu lorsqu'il faut réduire notablement le nombre et la durée des pannes. Elle permet en effet d'isoler rapidement un défaut, avec le grand avantage de ne concerner que les usagers directement touchés. Sa mise en œuvre peut obliger à investir dans des équipements primaires (disjoncteurs, protections normalisées CEI 61850 dans les postes secondaires ou réenclencheurs sur poteau) et dans une infrastructure de communication performante, à faible temps de latence.

Ces deux parades peuvent intervenir à plusieurs niveaux :

- D'égal à égal : groupe d'organes de coupure ou d'équipements d'extérieur travaillant à l'unisson pour rétablir au mieux l'alimentation ; au sein d'un poste ou entre plusieurs postes voisins : contrôle-commande coordonné des appareillages ou équipements d'extérieur ;



Les gestionnaires de réseau s'appuient sur des indicateurs de performance pour provisionner chaque année plusieurs millions de dollars au titre des amendes pour fourniture non conforme.

– En centralisé : coordination du contrôle-commande s'étendant à l'ensemble du réseau de distribution.

Elles présentent des avantages supplémentaires en termes de réduction des pertes financières et d'amélioration de la réputation du fournisseur d'énergie vis-à-vis des clients, actionnaires et régulateurs.

Automatismes de réseau

La surveillance et la correction des pannes réseau font appel à des automatismes évolués. ABB dispose pour cela d'un vaste portefeuille de produits « intelligents » : tableaux de distribution primaire UniGear Digital, tableaux monoblocs à isolation gazeuse SafeRing/Safe-Plus et appareillages isolés dans l'air UniSec pour postes secondaires, sectionneurs Sectos et réenclencheurs OVR pour appareillage d'extérieur, postes compacts UniPack-G, dispositifs de commande et de protection RER/REC601, 603, 615 et entrées-sorties déportées RIO600, armoires basse tension GAO/GAI pour mise à niveau d'installations d'intérieur et d'extérieur.

De multiples études ayant démontré qu'une offre « taille unique » ne convenait pas à ces automatismes de réseau, ABB

les a classés en quatre niveaux fonctionnels → 1.

Le niveau 1, solution de base, inclut la surveillance de la totalité du poste secondaire ainsi que la mesure de cou-

De multiples études ont démontré qu'une offre « taille unique » ne convenait pas aux automatismes de réseau.

rant, de tension et de puissance côté basse tension (BT).

Le niveau 2 lui ajoute la commande d'appareillages primaires moyenne tension (MT) et BT. La FDIR intervient ici avec des dispositifs comme les contrôleurs sans fil REC603 d'ABB, qui permettent de piloter et de surveiller à distance les appareillages de postes secondaires, tels que les tableaux monoblocs (RMU) équipés d'interrupteurs-sectionneurs.

Le niveau 3 s'enrichit d'une mesure précise de courant, de tension et de puissance en MT. Le flux électrique est ainsi géré par des instruments et des disposi-

En cas de défaut, seuls les disjoncteurs des postes immédiatement en aval et en amont s'ouvrent.

tifs électroniques intelligents *IED (intelligent electronic devices)*: une exigence à l'heure d'intégrer des productions décentralisées au réseau de distribution.

Le niveau 4 constitue la solution la plus complète au plan technologique. Les disjoncteurs, sur les arrivées ou départs de lignes, et les relais de protection sont essentiels pour gérer la sélectivité logique et améliorer la performance des topologies, de la plus simple (radiale) à la plus complexe (maillée).

On trouve à ce niveau des IED, tels que le REC615 → 2 qui améliore la fiabilité du réseau à l'aide de fonctionnalités allant de la simple protection non directionnelle contre les surcharges à la protection étendue avec analyse de la qualité de l'onde électrique. Sont ainsi protégés les lignes aériennes et les câbles dans les réseaux à neutre isolé, résistant ou à la terre, ainsi que dans les réseaux compensés. Outre cette fonction première, le REC615 se charge également du contrôle-commande de plusieurs objets avec une technologie classique ou à base de capteurs. Programmable avec la messagerie horizontale *GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Events)*, qui permet des fonctions avancées d'interverrouillage, il gère également des protocoles de communication spécifiques comme CEI 60870-5-101 ou CEI 60870-5-104.

Sélectivité logique

Au niveau 4, la sélectivité logique diminue le nombre de pannes sans isoler du réseau les usagers qui ne sont pas directement touchés par le défaut. L'ouverture rapide du ou des disjoncteur(s) voisin(s) peut aussi isoler rapidement le tronçon fautif et ramener la durée du défaut à quelques

centaines de millisecondes, contre plusieurs minutes pour la FDIR.

Pour que cette sélectivité donne la pleine mesure de sa performance, la communication doit être très rapide (quelques dizaines de millisecondes entre deux nœuds du réseau). Elle utilise généralement un protocole CEI 61850 autorisant la multidiffusion entre dispositifs de même niveau. La norme CEI 61850 définit un modèle *GSE (Generic Substation Event)* de transfert rapide et fiable des données sur le réseau de poste, qui garantit que plusieurs dispositifs reçoivent le même message événementiel. La messagerie *GOOSE* est une sous-rubrique de *GSE*.

En fait, l'algorithme de sélectivité suppose que ce débit est élevé entre les postes de la ligne MT concernée et les relais de protection correspondants. En cas de défaut, les relais affectés à cette zone échangent des informations, puis seuls les postes immédiatement en aval et en amont du défaut reçoivent l'ordre de manœuvre des disjoncteurs. L'algorithme doit mettre fin au défaut dans le délai imparti, après ouverture du disjoncteur dans le poste primaire → 3.

Le choix de dispositifs normalisés CEI 61850, comme les disjoncteurs, et d'un réseau de transmission à faible latence permet de déployer la sélectivité logique à grande échelle dans le réseau de distribution secondaire. La détection précoce des défauts et le rétablissement rapide réduisent le nombre et la durée moyenne des coupures chez le client. Dans un contexte où les autorités de régulation et les pouvoirs publics resserrent leur surveillance des indicateurs SAIDI, SAIFI et autres mesures de performance, les distributeurs électriques ne peuvent que se réjouir de ce progrès !

La hausse de la demande d'électricité et la multiplication des productions renouvelables mettent le réseau à rude épreuve et obligent de plus en plus à scruter les pannes intempestives. Tout gestionnaire de réseau avisé saura tirer parti de la technologie pour mieux gérer les défauts et les pannes, réduire les dépenses d'exploitation, améliorer la fiabilité de service et accélérer ainsi la mue du secteur énergétique.

Vincenzo Balzano

ABB Power Products

Dalmine (Italie)

vincenzo.balzano@it.abb.com



Énergie en équilibre

La gestion de la tension et de la puissance réactive améliore la distribution électrique

GARY RACKLIFFE – Les distributeurs d'énergie se doivent en permanence d'améliorer la performance du réseau, de mieux gérer les niveaux de tension sur les lignes, de réduire les pertes électriques et les pointes de consommation. Mais ce n'est pas tout : le coût de l'augmentation des capacités ou de la production en pointe, de même que les contraintes d'implantation et d'environnement, les ont amenés à chercher des solutions plus efficaces pour répondre à la demande avec les moyens existants. L'optimisation de la tension et de la puissance réactive VVO (Volt-VAR Optimization) s'inscrit dans cette démarche.

Gérer la tension et les flux de réactif n'est pas une nouveauté pour les énergéticiens, qui ont beaucoup fait, dès les tout premiers réseaux de distribution, pour contrer les effets de la puissance réactive et des chutes de tension. De même, maîtriser les niveaux de tension et les pertes électriques sur les lignes garantit la tenue de la tension dans les plages réglementaires et contractuelles. Il en va du bon fonctionnement des équipements chez le consommateur et de l'optimisation du facteur de puissance, qui permet de réduire les pertes réactives.

De nombreux facteurs influencent cette gestion VVO, notamment la nature de la charge, qui peut être résistive (lampes, par exemple) ou inductive (moteurs, etc.). L'intégration de la production décentralisée (photovoltaïque, par exemple), du stockage d'énergie diffus, des infrastructures de recharge de véhicules électriques et des microréseaux ajoute à la complexité de la distribution électrique et de la gestion VVO sur les lignes.

Une VVO optimisée a aussi des incidences sur l'investissement en infrastructures. Les pointes de consommation (moins de quelques centaines d'heures par an) peuvent être efficacement limitées dans un système électrique par une gestion active de la demande sur le réseau, dont le pilotage dynamique des charges et l'optimisation VVO. Cet écrêtage évite en effet les coûteux investissements en capacités de production.

Pour autant, la complexité et la dynamique des lignes de distribution rendent l'opération des plus délicates.

La gestion active de la demande et l'optimisation de la tension et de la puissance réactive VVO peuvent très efficacement réduire la pointe électrique.

Régulation de tension

La régulation de tension est l'une des principales composantes de la VVO. Elle consiste à gérer la tension de ligne sous différents régimes de charge. Les transformateurs de poste, équipés de régulateurs

Photo p. 22

L'intégration croissante des énergies renouvelables et le foisonnement de charges plus exigeantes obligent les réseaux électriques à fonctionner aux limites. La gestion optimisée de la tension et de la puissance réactive relève le défi.

La gestion optimisée des niveaux de tension et des pertes en distribution garantit le maintien de la tension dans les plages réglementaires.

1 Batterie de condensateurs ABB



en charge et de régulateurs de tension, participent au réglage des tensions de service, en priorité dans les réseaux de distribution radiaux. Cette optimisation améliore la qualité de l'onde en évitant les surtensions ou sous-tensions, et lisse le profil de tension sur tout le parcours de la ligne.

En règle générale, les systèmes électriques ont besoin aussi bien de puissance active, exprimée en watts (W), que de puissance réactive, mesurée en volt-ampères réactifs (VAr). La première, produite par une génératrice, permet d'accomplir le travail utile chez le client ; la seconde peut être fournie par un alternateur ou, localement, au plus près des charges, par une batterie de condensateurs ou un onduleur PV réversible. Si cette énergie réactive ne produit rien, elle n'en mobilise pas moins une partie de la fourniture électrique. Les compensateurs de puissance réactive sont destinés à réduire ou à éliminer cette composante improductive, et à diminuer les pertes. Or injecter du réactif sur le réseau provoque des chutes de tension importantes et des pertes supplémentaires ; les énergéticiens préfèrent donc la solution locale. Compte tenu de la variation de charge sur les lignes, ils connectent des dispositifs de compensation de type condensateurs (au niveau des postes ou sur les lignes) en périodes de forte demande et les déconnectent en périodes creuses. Cette optimisation améliore le facteur de

puissance et permet de réaliser d'importantes économies en énergie, en capacité et en infrastructure.

L'intégration de la régulation de tension et de la gestion de puissance réactive permet un abaissement contrôlé de la tension, dans les limites permises aux points de livraison. Cette solution CVR (*conservation voltage reduction*) diminue encore les pertes et la consommation énergétique totale, mais aussi les besoins en capacités de production et les émissions. La réduction de la demande peut atteindre classiquement 2 à 4 % : un atout pour les entreprises électriques soumises à des contraintes de capacité ou à une surfacturation des pointes de consommation dans leur contrat d'achat d'énergie.

Le temps de la communication

La télécommande radio centralisée, apparue il y a une trentaine d'années, a cédé la place aux transmissions bidirectionnelles qui ont permis une gestion VVO en boucle fermée. De nos jours, des capteurs évolués et des automatismes de terrain communicants gèrent les tensions de ligne et les transits de puissance réactive. Ils échantillonnent en continu les valeurs de charge et de tension le long des circuits d'alimentation et enclenchent des dispositifs compensateurs pour relever le facteur de puissance, gérer la tension et réduire la demande. Ils automatisent également la réduction CVR.



Modélisation

Plusieurs facteurs plaident pour l'utilisation de modèles de réseau de distribution dans l'environnement opérationnel. Au début des années 1990, ces modèles ont commencé à migrer de l'univers de la planification à celui de l'exploitation. L'interconnexion des systèmes, l'implantation des protections et appareils de commutation, ainsi qu'une meilleure connaissance du site client ont permis d'affiner la prédiction des pannes avec, à la clé, des interruptions de service écourtées et une plus grande efficacité des équipes d'intervention.

À cela s'ajoutent d'autres motivations, cette fois d'ordre économique, comme la réduction de la demande, l'efficacité énergétique, une meilleure utilisation des actifs et une connaissance plus poussée

mise à disposition de capteurs compétitifs, d'appareils « intelligents » et de transmissions, ont favorisé le déploiement de systèmes VVO performants.

Solutions ABB

L'offre VVO d'ABB se décline en trois systèmes qui gèrent et pilotent les niveaux de tension et les flux de réactif dans le réseau de distribution.

Logiciel VVMS

Le logiciel VVMS (*Volt-VAr Management Software*) est un système évolutif de gestion de tension et de puissance réactive en boucle fermée. Il échantillonne en permanence charges et tensions sur les circuits d'alimentation pour basculer au moment opportun des compensateurs de type condensateurs, régulateurs de

tension de ligne, régulateurs en charge de transformateurs, etc. VVMS peut agir en autonome ou s'intégrer aux systèmes de téléconduite ou de gestion de la distribution.

Interopérable avec

La VVO modélisée a eu un impact majeur sur la distribution.

L'abaissement contrôlé de la tension réduit encore les pertes, l'énergie totale consommée et les émissions.

de l'état du réseau. Sous l'angle technique, citons l'augmentation de la puissance de calcul pour traiter de grands modèles de distribution et les investissements croissants dans des systèmes d'information géographique (SIG) perfectionnés. Ces facteurs, ainsi que la

un grand nombre de ces systèmes, mais aussi avec des équipements de contrôle-commande et de transmission, il écourte le temps de mise en œuvre chez le client, protège ses investissements et lui laisse le libre choix du matériel et des solutions de communication les plus appropriés.

La VVO modélisée utilise l'état du système en fonctionnement, y compris les mises à jour en quasi temps réel issues des systèmes de téléconduite et de gestion de pannes.



Système DMS600 VVCS

Le système de régulation de tension et de puissance réactive VVCS (*Volt-Var Control*) assure toutes les fonctions de téléconduite et l'optimisation VVO. Celle-ci s'appuie sur les informations de la base de données de gestion de la distribution DMS600 et sur des seuils paramétrés pour déterminer la meilleure configuration associant batterie de condensateurs et régulateur de tension. L'application VVCS ne nécessite pas de modèle complet de système de gestion de la distribution; elle utilise des mesures récupérées de la téléconduite et des consignes configurées pour déterminer la solution optimale. Celle-ci est exécutée par commande manuelle ou télécommande automatique des batteries de condensateurs et des positions de régleurs sur les régulateurs de tension. VVCS fournit également des outils de gestion complète de la topologie réseau, à l'aide de modèles SIG classiques, ainsi que des données d'état temps réel, une analyse des connexions et une représentation topologique de la distribution.

VVO modélisée

Cette application utilise l'état du système en fonctionnement, y compris les mises à jour en quasi temps réel issues des systèmes de téléconduite et de gestion de pannes. Elle permet aux distributeurs de maintenir le réglage précis de la tension nécessaire à la mise en œuvre de la réduction CVR, sans franchir les seuils de tension du client. Les systèmes modélisés relèvent instantanément les modifications du réseau, notamment les transferts de charge et

de batteries de condensateurs entre lignes, ainsi que les variations de charge. Sont ainsi développées des solutions optimales qui tiennent compte de la topologie des circuits et des distances entre lignes affectant les niveaux de tension et le transit de réactif sur toute la ligne.

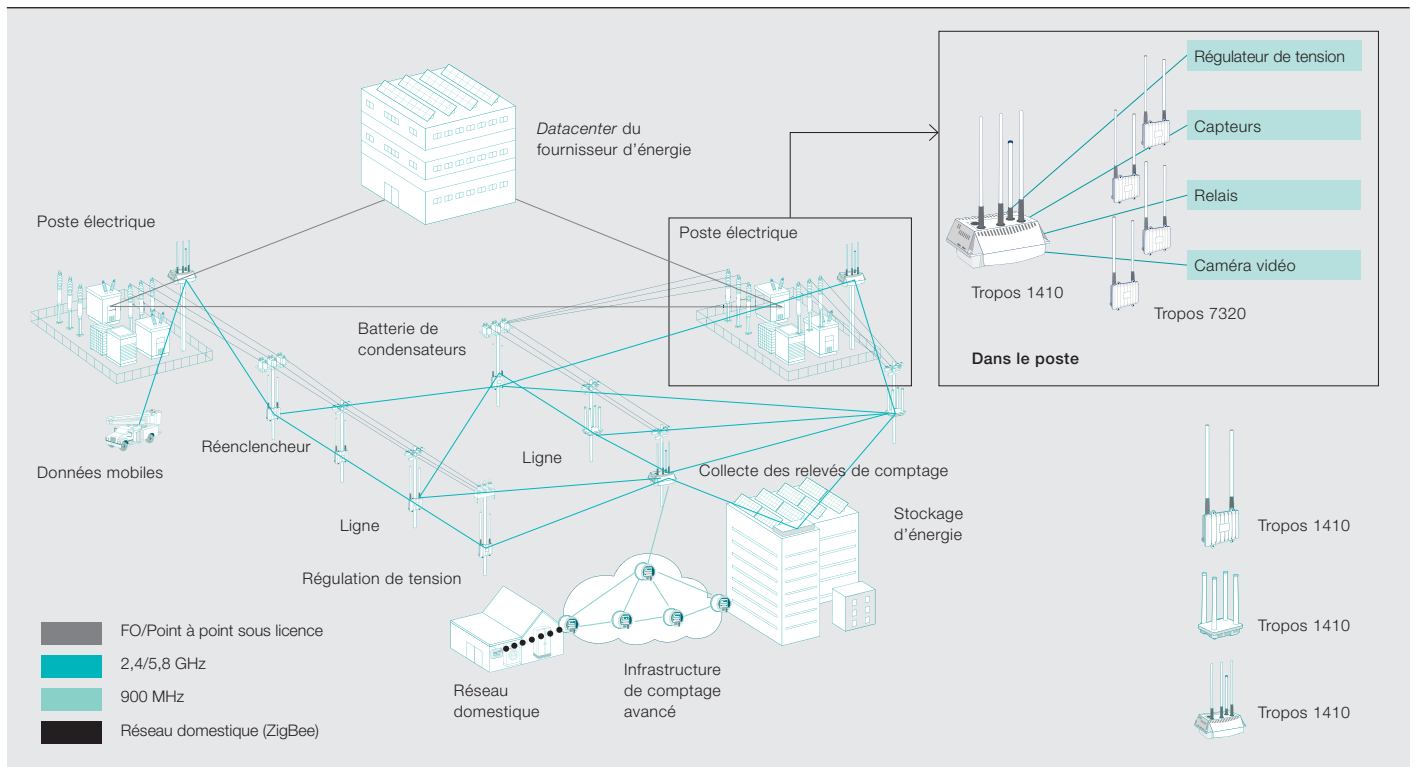
L'application optimise sous forme mathématique les réglages de chaque dispositif au moyen d'un modèle de réseau tiré du SIG. Elle utilise pour cela trois types de variables de régulation: les batteries de condensateurs commutables, les régulateurs de tension de ligne et les régleurs en charge des transformateurs.

La VVO modélisée permettra également de lever les nouveaux écueils de la distribution électrique que sont l'augmentation de la production renouvelable aux niveaux de tension de la distribution, l'automatisation croissante des fonctions de localisation de défauts et de reprise de service, le développement de la surveillance des systèmes et de la gestion des actifs, et le déploiement de la recharge de véhicules électriques.

Arsenal ABB

ABB fournit une gamme complète d'équipements et d'infrastructures pour épauler la gestion VVO.

Ses batteries de condensateurs adaptées à la distribution sont un moyen économique de soutenir la tension, de réduire les pertes, de libérer de la capacité et d'éliminer les pénalités dues à un mauvais facteur de puissance → 1. Pré-



câblées et assemblées en usine, elles sont prêtes à être installées.

L'interrupteur sous vide à diélectrique solide PS convient aux lignes de distribution jusqu'à 38 kV, pour les systèmes isolés de la terre, et jusqu'à 66 kV, pour les systèmes reliés à la terre → 2. Il a été spécialement conçu et testé dans le respect de la norme ANSI C37.66 pour la manœuvre intensive de condensateurs dans des conditions climatiques extrêmes.

La prochaine génération de contrôleurs communicants bidirectionnels CQ900 d'ABB se prête tout particulièrement à la commande de condensateurs et aux applications avancées de gestion VVO → 3.

La gamme de capteurs de courant et de tension *DistribuSense™* accroît l'« intelligence » des lignes et permet de prendre des décisions opportunes en matière de gestion VVO et de réduction CVR → 4. Dernier cri de l'instrumentation ABB pour installations extérieures, le capteur *DistribuSense WLS-110* associé à la surveillance de la tension *VLS-110* une technologie moderne ultraprécise de transformateur de courant ouvrant.

Transmissions sans fil

La solution sans fil Tropos d'ABB → 5 est une infrastructure maillée de routeurs

radio large bande IP aux normes industrielles, pour applications intérieures, extérieures et mobiles. Son système d'exploitation breveté a été conçu d'emblée pour relever les défis du déploiement en extérieur. Tropos se distingue par ses radiocommunications point à point et point à multipoint, et par sa commande et sa gestion centralisées hors pair. Ces briques technologiques permettent de bâtir des réseaux évolutifs, alliant robustesse et performance, pour les grandes entreprises de service public, les collectivités locales, les sites miniers et industriels.

Avantages

Grâce à ses multiples points de mesure et de commande, ses lignes instrumentées de bout en bout et ses automatismes de pilotage en boucle fermée, la solution VVO aide les distributeurs d'énergie à passer d'une exploitation en aveugle à une gestion éclairée du réseau. La pénétration croissante des productions renouvelables intermittentes, de même que le foisonnement et la variabilité des charges forment un terreau fertile pour la gestion VVO.

Les réseaux d'énergie fonctionnant plus que jamais aux limites, il est aujourd'hui primordial d'optimiser leurs paramètres d'exploitation. OG&E, grand distributeur d'électricité américain, est à l'avant-garde de la

VVO modélisée pour maximiser la performance et la fiabilité de ses réseaux tout en réduisant considérablement les pointes, les pertes et les coûts de fonctionnement.

Si un énergéticien verticalement intégré peut en outre optimiser le facteur de puissance, il lui faut alors produire moins d'énergie pour répondre à la demande : c'est autant de gagner sur la consommation d'énergies fossiles, au bénéfice de l'environnement. De surcroît, une bonne correction du facteur de puissance évite les pénalités imposées au-delà d'un seuil contractuel. Des stratégies comme la réduction CVR peuvent encore abaisser les coûts : la demande globale du système diminue d'un facteur de 0,7 à 1 % pour chaque pourcent de tension réduite. Pour le client, c'est moins d'énergie consommée, et pour le fournisseur, moins de puissance à produire ou à acheter. L'intérêt n'est pas seulement économique : ces stratégies peuvent aussi servir à reporter les investissements dans de nouvelles capacités ou à compenser la baisse de puissance due à l'arrêt d'anciens groupes de production. Des bénéfices immenses en perspective...

Gary Rackliffe

ABB Power Products
Raleigh (Caroline du Nord, États-Unis)
gary.rackliffe@us.abb.com





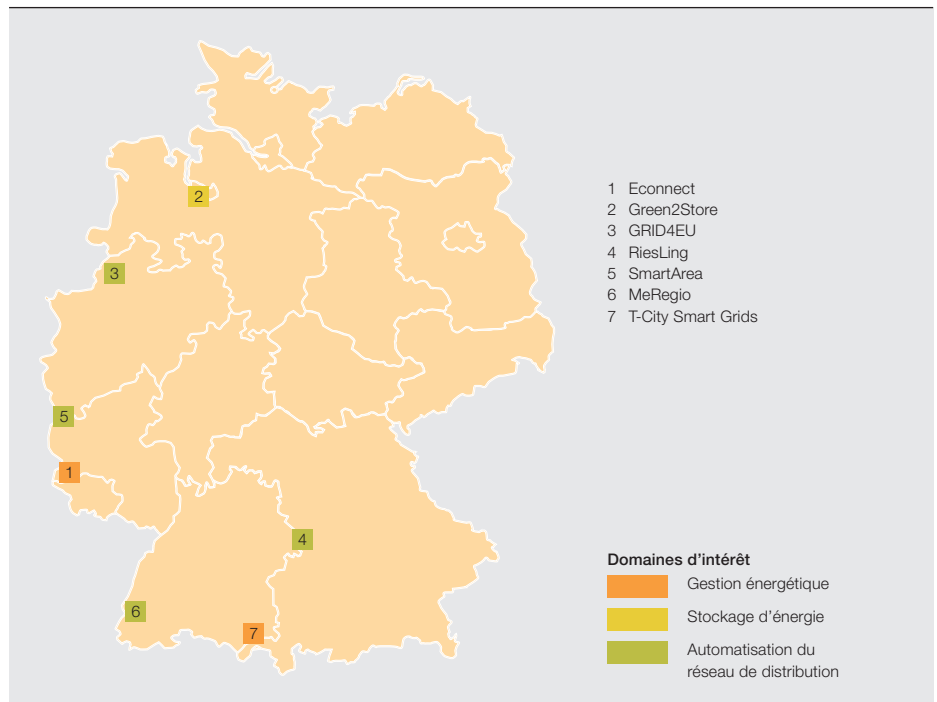
Distribution d'avenir

Comment accroître la capacité des réseaux de distribution pour intégrer la production décentralisée ?

BRITTA BUCHHOLZ, MARTIN MAXIMINI, ADAM SLUPINSKI, LEYLA ASGARIEH – L'insertion croissante de ressources énergétiques distribuées (RED), avec le raccordement de millions de petites productions fluctuantes à des niveaux de tension inférieurs à 132 kV, bouscule le système électrique et pousse les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) à renforcer leur capacité d'accueil. Parmi les solutions développées par ABB, en partenariat avec des GRD et des universitaires allemands, l'une mise sur une planification « intelligente » pour moderniser la distribution de manière économique, dans un temps donné. S'y ajoutent une démarche d'automatisation innovante, mêlant postes secondaires instrumentés et régulation de la tension, ainsi que des logiciels de gestion d'actifs économique comme *NEPLAN*® d'ABB, qui permettent de lever les derniers verrous technologiques à moindre coût.

Photo

Dans plusieurs régions et localités d'Allemagne, comme ici à Freiamt, en Forêt Noire, on produit plus d'énergie qu'on n'en consomme grâce aux apports du photovoltaïque, de l'éolien et du biogaz (crédit photo : Luca Siermann).



La capacité d'accueil des lignes de distribution est non seulement soumise à des règles locales ou nationales de raccordement et aux pratiques des gestionnaires de réseaux (GRD), mais aussi à plusieurs contraintes (caractéristiques thermiques, réglage de tension, niveaux de défaut, qualité du courant, inversion du flux de puissance et îlotage, protections, etc.), pour lesquelles de nombreux pays préconisent une panoplie de solutions [1] :

- Modification de la topologie du réseau, modernisation et/ou nouvelles installations ;
- Utilisation du courant de court-circuit comme service système ;
- Régulation de la tension et compensation de la puissance réactive ;
- Gestion de la puissance des RED ;
- Adaptation des protections ;
- Solutions futures comme le contrôle-commande, le stockage et la gestion de la charge à grande échelle par composants actifs.

En Allemagne, le système électrique a d'office été doté de grandes capacités de réserve pour accueillir d'autres productions. Or les réseaux sont pour la plupart limités par le niveau de tension ainsi que par les fluctuations de la vitesse de vent et du rayonnement solaire, qui font brusquement varier la tension. Difficile dans ces conditions de maintenir la tension dans les limites prescrites et

d'éviter les phénomènes de papillotement. Pour la stabiliser et soutirer de la puissance réactive aux RED, les gestionnaires du réseau allemand se confor-

ment à deux grandes règles de raccordement local :

La forte pénétration des productions décentralisées oblige à maintenir et même améliorer la fiabilité et la disponibilité.

ment à deux grandes règles de raccordement local :

- Le guide technique de la Fédération industrielle allemande de l'Énergie et de l'Eau (BDEW) sur le raccordement des centrales au réseau moyenne tension (MT), qui vaut pour tous les groupes d'une puissance supérieure ou égale à 100 kW [2] ;
- La norme VDE-AR-N 4105, obligatoire pour toutes les installations de moins de 100 kW [3].

La loi allemande sur les énergies renouvelables (EEG) de 2012 exige que toutes les RED de plus 30 kW contribuent au programme d'injection d'énergies renouvelables dans le système électrique, le GRD pouvant alors réduire par télécommande la puissance active en cas d'instabilité du réseau. La réforme d'août 2014 accroît leur participation au marché et

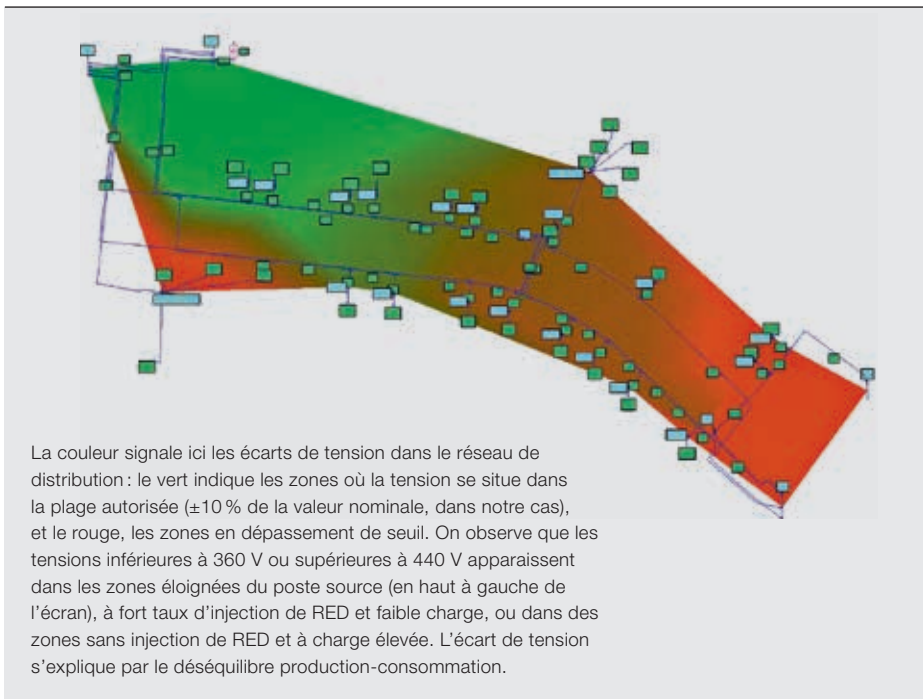
entend améliorer la fiabilité des prévisions de production [4]. Les nouvelles règles de raccordement édictées par l'association des GRD européens (ENTSO-E) auront bientôt force de loi [5]. Selon une étude de l'Agence allemande de l'énergie Dena sur les services systèmes en 2030, la très forte pénétration des RED renouvelables appelle une nouvelle

approche systémique du développement de l'ensemble du système électrique, à tous les niveaux de tension [6].

Des projets pilotes associant GRD et universitaires¹ ont débouché sur des solutions ABB novatrices pour exploiter et piloter des réseaux de distribution à fortes proportions de production décentralisée en Allemagne. Cet article en décrit quelques-uns → 1.

Notes

- 1 Partenariats entre des énergéticiens comme RWE Deutschland AG, Westnetz, E.ON Mitte, STAWAG, Stadtwerke Duisburg, Netze BW et EnBW ODR, et des universités comme celles de Dortmund et de Stuttgart
- 2 Présenté à la Foire de Hanovre en avril 2014.



Une poignée de mesures suffit à la téléconduite de postes secondaires intelligents FIONA pour renseigner sur le transformateur de distribution 20 kV/400 V.

Des outils pour gérer la complexité

Par le passé, il était facile de calculer les charges et les niveaux de tension dans le système traditionnel à sens unique, de la production à la consommation et de haute en basse tension. Aujourd'hui, le réseau collecte et distribue l'électricité au même niveau de tension, compliquant les calculs. Les outils logiciels jouent un rôle croissant à tous les échelons pour savoir si un groupe de production peut être raccordé sans franchir les limites. L'un d'eux, *NEPLAN®*, fait l'objet de nouveaux développements pour aider les planificateurs à réagir rapidement aux demandes de couplage au réseau des clients → 2 : c'est là un bon moyen de reporter, voire d'éviter les investissements dans l'extension du réseau en exploitant à plein les infrastructures existantes. Par contre, ce fonctionnement aux limites confère à la fiabilité et à la disponibilité des actifs un rôle prépondérant. De même, pas question de dépenser plus en maintenance malgré ces extensions ! Un autre outil ABB, *Asset Health Center*, permet aux GRD d'appréhender le risque de défaillances de leurs actifs critiques et de les éviter tout en allégeant le budget maintenance.

Augmentation de capacité en Rhénanie-Palatinat

En 2011, l'énergéticien allemand RWE Deutschland AG montra comment un régulateur de tension actif à électro-

nique de puissance PCS100 AVR d'ABB pouvait stabiliser la tension dans le réseau de distribution 20 kV et les postes de transformation 20 kV/400 V. En découplant les fluctuations aux niveaux 110 kV, 20 kV et 400 V, la capacité d'insertion de la production décentralisée fut considérablement augmentée, engendrant d'importantes économies pour le GRD, surtout en 20 kV. De 2010 à 2013, ABB implanta avec succès 10 régulateurs PCS100 AVR dans des postes 20 kV/400 V [7]. La solution est à présent bien établie sur le marché et réputée pour la très grande qualité du courant fourni aux clients de l'industrie et du tertiaire.

Les équipes projet en conclurent que les exigences types d'un GRD en matière de régulation de tension en 110 kV/20 kV et 20 kV/400 V étaient moindres que celles des applications industrielles et pouvaient être satisfaites avec la solution plus économique du réglage de prises en charge. Une étude VDE-ETG [8] fait de la régulation de tension un actif « intelligent » de la distribution électrique.

Partant de ce constat, ABB développa un transformateur commandé en tension, *Smart-R Trafo²* → 3, basé sur un régleur en charge économique à cinq gradins de tension, qui fournit un courant de qualité à la distribution électrique. *Smart-R Trafo* est appelé à devenir un

L'outil de planification ABB transforme progressivement un réseau basse tension en réseau « intelligent ».

3 Transformateur de distribution commandé en tension Smart-R Trafo d'ABB



« classique » des équipements de distribution, en Allemagne comme ailleurs.

logie ou permettre aux clients d'adapter leur profil de consommation [10].

Surveillance et pilotage en Bavière

La forte pénétration des RED oblige de plus en plus à maintenir et même améliorer la fiabilité et la disponibilité, ce qui joue sur la durée d'interruption de service. Pour optimiser l'existant et le renforcement du réseau, la mesure exacte de la charge prend le pas sur l'hypothèse d'une charge maximale irréaliste ou le calcul du pire scénario de production. Pour répondre à ces exigences et inscrire la régulation de tension dans l'offre d'automatismes de distribution, ABB a mis au point de nouvelles solutions dans le cadre du projet RiesLing³ [9].

Planification intelligente à Aix-la-Chapelle et Duisbourg

Même si la régulation de tension est largement reconnue comme une solution économique de modernisation du réseau, son implantation dans les schémas classiques d'exploitation et de planification ne va pas de soi. Bien des GRD ont du mal à savoir quand leur réseau atteindra sa limite de fonctionnement, faute de connaître le moment, le nombre et le type de sollicitations du réseau. Après l'entrée en vigueur de la loi EEG, beaucoup ont été submergés de demandes privées de raccordement, dans un court délai.

Première brique du projet, FIONA est une unité de téléconduite → 4 destinée aux postes secondaires « intelligents », qui fournit toute l'information utile sur le transformateur 20 kV/400 V, en quelques mesures seulement. Elle est complétée d'une régulation à grande échelle PCS100 AVR qui maintient la tension mesurée aux points de distribution dans la plage de variation autorisée.

Pour lever cette difficulté et accélérer la prise de décision, ABB a mis au point une méthode judicieuse de planification qui insuffle progressivement de l'« intelligence » dans le réseau BT, en tenant compte de ses contraintes [11] et d'un classement structurel (nombre d'unités d'hébergement et de points de couplage commun, rayon du secondaire, pénétration du photovoltaïque).

De nouvelles fonctions d'exploitation prédictive ont été développées et ajoutées à la conduite du réseau pour anticiper la congestion en 20 kV, procurant la souplesse nécessaire pour changer de topo-

Si la RED n'atteint pas un point critique, le raccordement peut être autorisé sans autres calculs réseau. Par contre, un réseau classé potentiellement critique passe en phase d'observation où l'on mesure le niveau de tension dans le poste secondaire. En prenant comme référence l'« empreinte » mesurée ou calculée, on estime le niveau de tension du réseau local. Plusieurs réseaux réels

Note

³ En partenariat avec Netze BW, EnBW ODR AG et T-Systems



ont confirmé que les estimations, sur la base d'empreintes, au point critique de la ligne, et les mesures effectives de tension dans divers réseaux de distribution diffèrent au maximum de ± 2 V (soit moins de 1 %). S'il s'avère que le réseau atteint le seuil de tension maximal autorisé, l'étape suivante consiste à renforcer le poste secondaire correspondant avec, par exemple, un régulateur de tension ou un transformateur commandé en tension.

Incitations

La libéralisation du marché de l'énergie et l'introduction d'incitations ont beaucoup pesé sur les GRD pour réduire leurs coûts tout en assurant un haut niveau de fiabilité de service. Les questions purement techniques ont alors cédé la place à des considérations technico-économiques. L'équilibre tient dans un plan de maintenance visant aussi bien le parc d'actifs que l'exploitation du réseau.

Le logiciel NEPLAN est habilité à élaborer des plans de maintenance basée sur la fiabilité, par exemple, et à simuler les équipements sur le long terme. Il dispose également d'un outil pour budgéter différentes stratégies de maintenance.

Les réseaux de distribution jouent un rôle de premier plan dans la transformation des systèmes d'énergie. Les solutions développées par ABB en partenariat avec des universitaires et des GRD allemands accompagnent ces derniers dans leur démarche d'amélioration technique et économique des installations existantes. Bientôt, d'autres fonctions

d'automatisation (prédéfinies) seront capables de piloter les équipements primaires pour optimiser le fonctionnement du réseau.

Britta Buchholz

Martin Maximini

Adam Slupinski

Leyla Asgarieh

ABB Power Systems Consulting
Mannheim (Allemagne)

britta.buchholz@de.abb.com

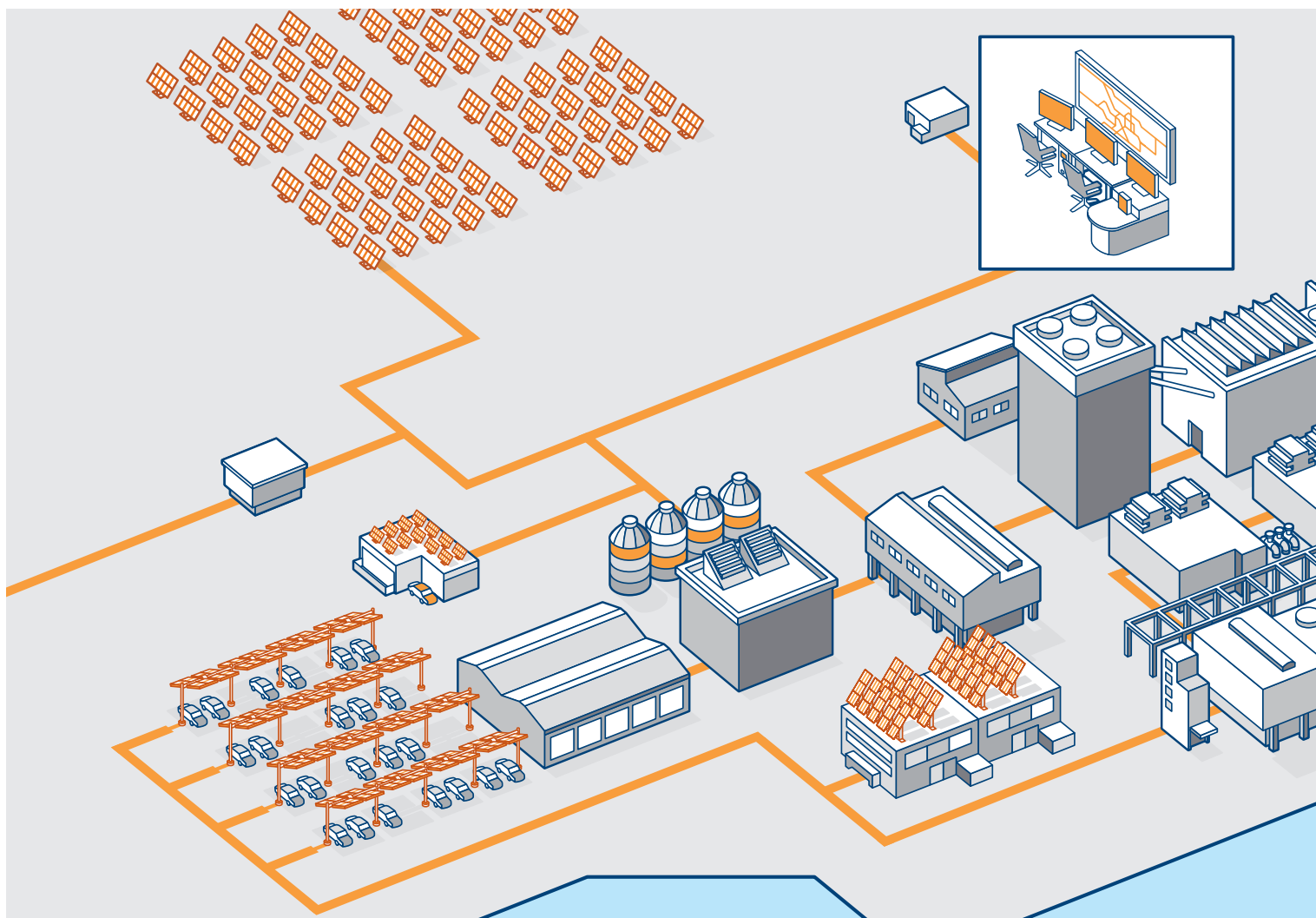
martin.maximini@de.abb.com

adam.slupinski@de.abb.com

leyla.asgarieh@de.abb.com

Bibliographie

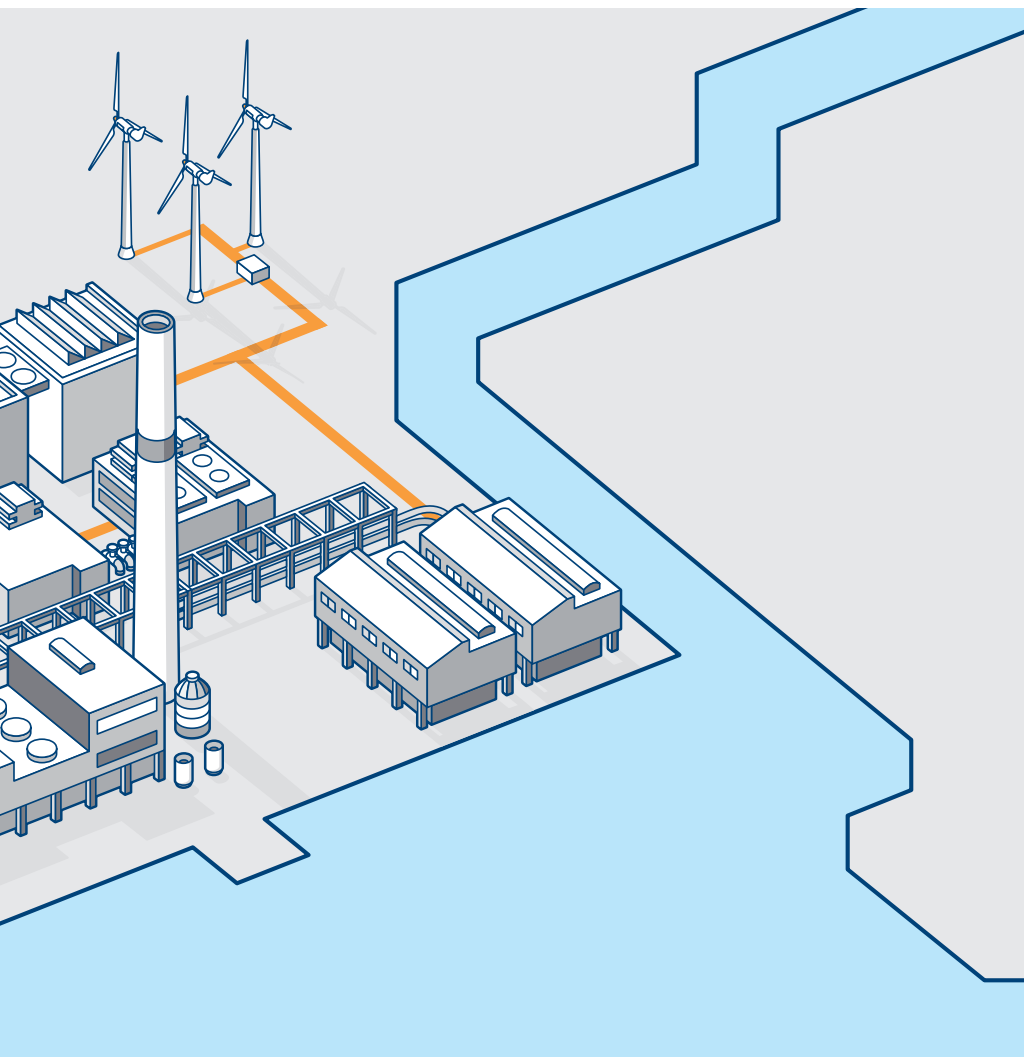
- [1] Papathanassiou, S., et al., *Capacity of Distribution Feeders for Hosting DER*, CIGRE Technical brochure 586, ISBN: 978-2-85873-282-1, disponible sur : www.e-cigre.org, Paris, juin 2014.
- [2] *Technical Guideline: Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network*, [en ligne], disponible sur : [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_engl.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_engl.pdf), juin 2008.
- [3] Guide d'application VDE-AR-N 4105, disponible sur : <http://www.vde.com>, Francfort 2011.
- [4] Loi sur les énergies renouvelables EEG 2014, disponible sur : http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2014/gesamt.pdf.
- [5] *Requirements for generators*, code réseau ENTSO-E, disponible sur : <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/requirements-for-generators/Pages/default.aspx>
- [6] *Ancillary Services Study 2030 – Security and reliability of a power supply with a high percentage of renewable energy*, Dena, rapport disponible sur : http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/dena_Ancillary_Services_Study_2030.pdf
- [7] Willim, C., et al, *Zukünftige Spannungsregelung im Netz der E.ON Mitte AG*, actes du Congrès VDE-ETG, Wuerzburg (Allemagne), 8–9 novembre 2011, ISBN 978-3-8007-3376-7 VDE Verlag.
- [8] *Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende*, VDE-ETG, disponible sur : <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V2/Aktuelles/Oeffenlich/Seiten/VDE-StudieAEN.aspx>, janvier 2013.
- [9] Kaempfer, S., et al, *The RiesLing (Germany) and InovGrid (Portugal) projects – Pilot projects for innovative hardware and software solutions for Smart Grid requirements*, actes de la session CIGRE, Paris, p. 25–28, 2014.
- [10] Franke, C., et al., «Projet phare : un partenariat pilote pour consolider les réseaux électriques du futur», *ABB review*, 3/2013, p. 44–46.
- [11] Slupinski, A., et al., *Neue Werkzeuge zur Abschätzung der maximalen Spannung im Niederspannungsnetz*, actes du Congrès VDE-ETG, 5-6 novembre 2013, Berlin (Allemagne), ISBN 978-3-8007-3550-1 VDE Verlag.



Choc de connectivité

La démarche *Active Site* d'ABB optimise le couplage entre microréseaux et grand réseau électrique

PHILIP JUNEAU, DIRK JOHN – L'essor rapide de la production décentralisée (comme le solaire photovoltaïque en toiture) secoue les fondements de la distribution électrique. De nombreux sites, qu'il s'agisse de campus universitaires, de complexes industriels ou de bases militaires, se caractérisent aujourd'hui par une production et un stockage d'énergie diffus qui les conduisent à mettre en place des « modèles réduits » du réseau principal. Ces « microréseaux » locaux sont capables de subvenir en partie à leurs besoins énergétiques tout se raccordant à l'extérieur pour y puiser ce qu'ils ne peuvent pas produire ou, à l'inverse, y déverser leur excédent de puissance. C'est là tout l'intérêt de la technologie *Active Site* d'ABB, qui vise à réguler et à optimiser le microréseau électrique et son couplage au « macroréseau » pour maîtriser les usages et les dépenses énergétiques tout en contribuant activement à l'avènement du *Smart Grid*.



Les microréseaux sont des versions miniatures du grand réseau électrique.

La production décentralisée d'origine renouvelable permet aux sites industriels de piloter en local leurs installations énergétiques et d'en tirer bien des avantages : efficacité énergétique, stabilité et qualité de la fourniture électrique, amélioration de l'interfaçage avec le réseau externe. D'où l'éclosion d'un nouveau modèle énergétique à l'échelle du territoire, plus ou moins autonome : le microréseau (de l'anglais *microgrid*). Aux nombreuses définitions qui fleurissent dans les milieux industriels et universitaires s'ajoute celle d'ABB : « un microréseau est un système énergétique intégré composé de sources décentralisées et de multiples charges

fonctionnant comme un seul réseau autonome couplé au réseau principal ou déconnecté de ce dernier, c'est-à-dire en îlotage ».

Pour qu'il y ait microréseau, il faut une production d'énergie décentralisée, un système de distribution, des charges à

Nombreux sont les sites industriels, campus, bases militaires ... à produire et stocker leur propre énergie.

alimenter et des dispositifs de stockage, le tout piloté par des automatismes et des systèmes de contrôle-commande évolués¹.

Les microréseaux sont principalement de trois types :

- Isolés et autonomes, c'est-à-dire totalement découplés du réseau principal (cas des zones insulaires, par exemple) ;
- Faiblement raccordés, aux extrémités des lignes des grands réseaux électriques ou dans des installations qui peuvent à loisir se déconnecter du réseau ;
- Semi-autonomes, dans des sites reculés ou isolés (petites collectivités, stations de recherche, complexes industriels et bases militaires coupés du monde).

Tous se caractérisent par une puissance totale allant de 100 kW à 50 MW.

Bioinspiré

Le terme « *Active site* » d'ABB est emprunté à la biologie où un site actif désigne la petite partie d'une enzyme à laquelle se fixent les molécules du substrat pour produire une réaction chimique. Celle-ci ne peut avoir lieu que lorsqu'un

Illustration

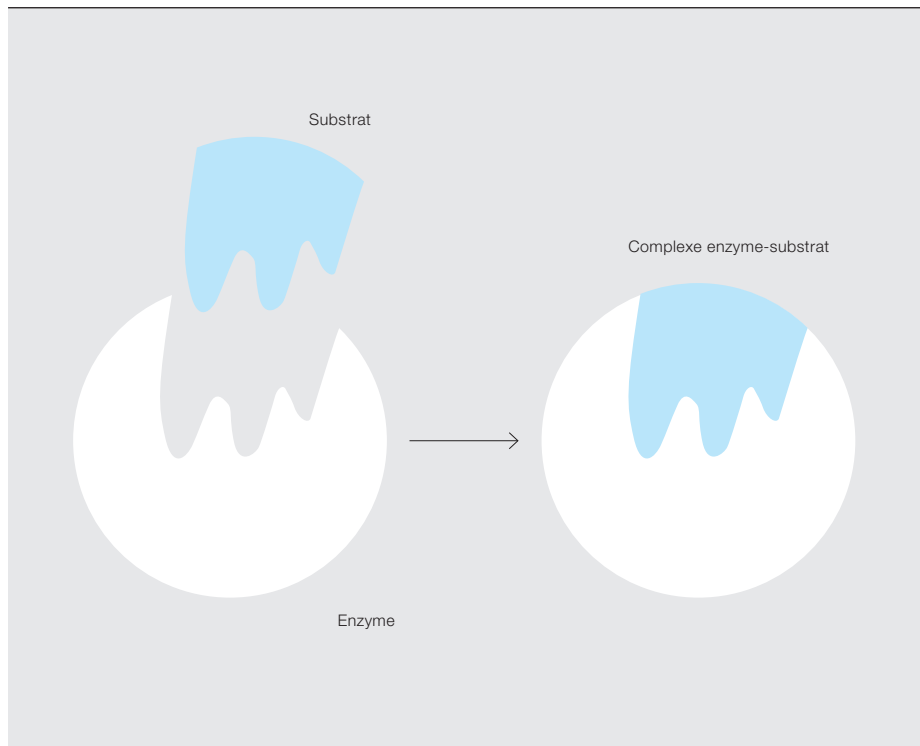
Comment optimiser la production, le transfert, le stockage et la consommation d'énergie au sein d'un site industriel alignant de nombreux bâtiments et lots techniques ?

Note

¹ Lire également « Microréseaux », p. 54-60.

Un « site actif » ABB permet au propriétaire ou à l'exploitant traditionnellement passif d'endosser un rôle actif en déployant un système évolué de surveillance et de contrôle-commande.

1 Principe du site actif en biologie



substrat se heurte et adhère au seul site actif qui lui corresponde → 1.

Appliquée aux microréseaux, la solution Active Site d'ABB désigne le « substrat technologique » qui lie au macroréseau (enzyme) un site (substrat) pouvant ainsi fonctionner comme un microréseau semi-autonome. Elle optimise le déploiement de la production renouvelable locale et du stockage diffus, le contrôle-commande du site tout entier, ainsi que la communication avec le réseau électrique.

Cette technologie ABB vise les microréseaux d'une usine, d'une université ou d'une base militaire, qui sont certes raccordés au réseau principal mais peuvent être gérés indépendamment. Les microréseaux de distribution faisant partie de l'architecture maillée du fournisseur d'énergie peuvent être traités différem-

ment. Active Site permet à l'exploitant ou au propriétaire du site de passer d'un rôle passif à un rôle actif en tirant le meilleur des systèmes de surveillance et de commande évolués. Il resserre les liens avec le réseau électrique intelligent (Smart Grid) moyennant une panoplie d'actions bénéfiques aux deux parties :

- Augmentation de l'efficacité énergétique globale du site et réduction des pertes en ligne du réseau principal en alignant les caractéristiques de la production (dimensionnement et implantation) sur la demande ;
- Décentralisation de la production et du stockage d'énergie pour une exploitation transparente et autonome équilibrant tension et fréquence tout en alimentant d'abord les charges prioritaires ;
- Stabilisation du réseau principal par des stratégies de régulation fondées sur les variations de fréquence et de tension aux bornes de chaque équipement (réduction des goulots d'étranglement) ;
- Capacité d'évolution par l'emploi facilité de nombreux petits équipements de production, de stockage et de charges modulaires en parallèle, capables de monter en puissance ;

La création d'un site actif se fait par étapes, dans la durée.

ment et dépassent le cadre de cet article. Pour autant, ce champ d'application de la technologie mérite d'être étudié.

		Bilan et objectifs	Optimisation des actifs	Optimisation du bâtiment	Optimisation du site	
État des lieux énergétique	Diagnostic	Mise en œuvre	Suivi et pilotage du bâtiment	Suivi et gestion du site	Raccordement intelligent au réseau	
Actions	<ul style="list-style-type: none"> - Profils énergétiques (compteur principal) - Mesure et analyse des sous-ensembles pertinents - Définition d'objectifs fondamentaux - Définition d'objectifs optimaux - Analyse de potentiel 	<ul style="list-style-type: none"> - Définition des mesures d'amélioration des lots techniques du site/ bâtiment (CVC, éclairage, EnR, stockage d'énergie, etc.) - Calcul des économies d'énergie et de fonctionnement - Choix et exécution des actions d'amélioration 	<ul style="list-style-type: none"> - Conception et installation d'un système de comptage énergétique - Intégration CVC, éclairage et autres systèmes de commande et d'information dans une gestion technique centralisée (GTC) - Suivi et pilotage 	<ul style="list-style-type: none"> - Intégration des EnR et de la GTC dans un système de gestion énergétique Active Site - Hiérarchisation des tâches/charges (équilibre offre-demande) - Exploitation du site (préparation du couplage réseau) 	<ul style="list-style-type: none"> - Étude des contrats d'énergie existants pour dégager des économies - Négociation et optimisation des contrats avec l'énergéticien (démarche gagnant-gagnant) 	
Résultats	<ul style="list-style-type: none"> - Transparence énergétique - Réalisation des objectifs fondamentaux - Suivi d'état des actifs - Conformité normative/réglementaire - Potentiel d'optimisation 	<ul style="list-style-type: none"> - Valorisation des actifs et du bâtiment - Réduction des dépenses d'énergie et de fonctionnement - Allongement de la durée de vie des actifs - Fiabilité d'exploitation 	<ul style="list-style-type: none"> - Vue holistique pour une gestion proactive du bâtiment - Transparence énergétique et opérationnelle pour cerner les potentiels supplémentaires et mobiliser les occupants - Maîtrise de la demande d'énergie (MDE) 	<ul style="list-style-type: none"> - Vue holistique pour une gestion proactive et une exploitation transparente du site - Profil énergétique combiné pour tout le site - MDE pour couplage réseau 	<ul style="list-style-type: none"> - Pour le propriétaire du site et bénéficiaire Active Site : <ul style="list-style-type: none"> - Indépendance énergétique - Prévion des coûts énergétiques - Pour l'énergéticien : <ul style="list-style-type: none"> - Évolutivité par centrale virtuelle - Stabilité du réseau électrique - Réduction de la production (négawatts) 	

- Promotion de l'autonomie énergétique et de l'écoresponsabilité, au bénéfice de la collectivité locale (réduction de l'empreinte carbone, ressources vertes, etc.);
- Identification des gisements d'économies d'énergie pour traduire les décisions économiques en protocoles opérationnels standards;
- Réduction des besoins d'investissement en nouvelles centrales de production et amélioration de l'efficacité globale du réseau par une démarche « négawatts » visant la sobriété énergétique;
- Encouragement des innovations débouchant sur de nouveaux modèles économiques adaptés à la dynamique du marché de l'électricité.

Déroulement des opérations

Un site actif ne se construit pas du jour au lendemain. C'est une entreprise de longue haleine, par étapes, que concrétise un plan d'actions ABB → 2 formalisant la collaboration avec ses clients et son réseau de partenaires.

La première étape, capitale, consiste à mesurer tous les vecteurs énergétiques de l'installation sur une période donnée (électricité, gaz naturel, vapeur, eau, pétrole, etc.), tant au niveau du compteur principal que du système ou de l'équipement individuel. Cela permet de

dresser le bilan énergétique du bâtiment, de cerner ses aspects opérationnels et les besoins en énergie du site tout entier.

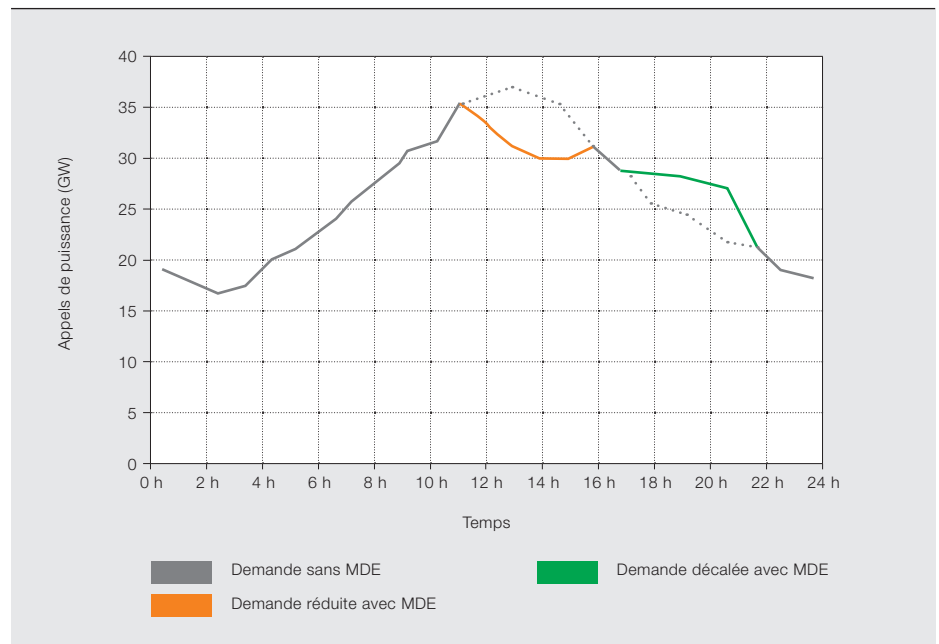
Après acquisition et analyse de ces données, des mesures d'amélioration sont évaluées, sélectionnées, décidées et mises en œuvre en s'appuyant sur le plan énergie du bâtiment ou du site, pour coïncider avec les retombées économiques escomptées. La démarche peut revêtir plusieurs formes : gestion technique du bâtiment (chauffage/ventilation/climatisation, éclairage, etc.), automatisation industrielle, ressources énergétiques distribuées comme le solaire, l'éolien, la cogénération, le stockage d'énergie et la recharge de véhicules électriques. Elle nécessitera vraisemblablement quelques itérations en fonction du budget et du calendrier du plan énergie.

La mise en œuvre de ces mesures est suivie d'une phase de surveillance et de pilotage. Il ne s'agit pas seulement de confronter les résultats aux objectifs mais d'identifier d'autres pistes d'amélioration ou les problèmes de fonctionnement. L'intégration des différents systèmes de contrôle-commande (procédé et bâtiment) et des systèmes d'information pertinents, comme la gestion de la maintenance, peut être utile pour avoir une vision d'ensemble.

La phase de suivi et de pilotage confronte les résultats aux objectifs et identifie d'autres améliorations et dysfonctionnements.

Il faut s'accorder sur les modes d'interconnexion et de communication avec le fournisseur d'énergie.

3 Déplacement de la consommation ou recours au stockage d'énergie dans le cadre de la maîtrise de la demande d'électricité (MDE)



Dès que tous les bâtiments sont optimisés et adaptés aux capacités de production et de stockage du site, un système de gestion énergétique Active Site assure l'intégration de l'ensemble et améliore la surveillance et la gestion de l'installation. Tous les paramètres d'exploitation (hiérarchisation des charges, exigences du système) et ceux de production et de

production et de stockage les plus économiques.

Le site étant désormais « actif », on peut envisager un couplage intelligent au réseau électrique pour participer pleinement au macrosystème énergétique. Les modalités d'interconnexion et de communication du site avec l'énergéticien, dans tous les régimes de marche (îlotage, reconnexion au réseau, recharge du stockage d'énergie, abaissement de la production sur reconnexion), doivent être convenues et contractualisées avec ce dernier, dans le respect de la réglementation et de la normalisation. Propriétaire du site et énergéticien y trouvent chacun leur intérêt : pour le premier, c'est la capacité à prédire et à optimiser les coûts énergétiques, et pour le second, le potentiel évolutif du site qui peut s'agréger au modèle de « centrale virtuelle » pour contribuer à la stabilité du réseau principal tout en évitant de recourir à la production centralisée (démarche négawatts).

Le site actif contribue à la gestion du macroréseau en participant de façon prédictive et dynamique à ses besoins énergétiques.

stockage d'énergie (électrique et thermique) peuvent être suivis et gérés pour compenser les fluctuations de la demande et de l'offre sur tout le site, qu'elles soient planifiées, requises ou imprévues. Exemple : quand la demande est trop forte, le système coupe des charges non prioritaires, comme certaines lampes, des installations de chauffage/ventilation/climatisation et des auxiliaires (pompes, ventilateurs), et recourt aux modes de

Le site actif concourt ainsi à la gestion du macroréseau par sa participation prédictive et dynamique aux besoins de la demande globale. Apte à prédire ses capacités par l'analyse, la simulation et la planification, il peut appuyer ou compenser la variabilité du macroréseau.



L'Allemagne compte un grand nombre de sites candidats à la solution Active Site d'ABB.

Même en configuration plus isolée, le site actif peut être utile au macroréseau en gérant la demande totale du site par la réduction ou le déplacement de la consommation, ainsi que le stockage d'énergie aux moments opportuns. Un exemple → 3 : lorsque la consommation culmine à 35 GW, elle est abaissée ou reportée pour diminuer la pointe et son coût. À l'inverse, aux heures plus avantageuses, les charges décalées sont alimentées pour accomplir leurs tâches premières ou, dans certains cas, stocker l'énergie qui devra être effacée en pointe.

Quelles applications sont les premières bénéficiaires de la solution Active Site ? Tout simplement celles où les propriétaires du site privilégient

- l'accès à une énergie fiable et sûre (sécurité d'approvisionnement) ;
- la maîtrise de l'offre et de la demande (indépendance énergétique) ;
- les économies d'énergie et de fonctionnement (efficacité énergétique) ;
- les bénéfices économiques (participation active au marché de l'énergie).

Dans cette perspective, on voit déjà se déployer ou s'intégrer au contrôle-commande global des systèmes dédiés aux sites industriels très gourmands en énergie, comme les usines chimiques. Reste que les complexes multisites de l'agroalimentaire, du papier et de l'imprimerie, de l'industrie électrique/électro-

nique et de l'automobile, entre autres, sont des candidats tout désignés au concept Active Site.

L'Allemagne fait figure d'exemple avec quelque 24 000 sites, selon les estimations, affichant un profil de consommation Active Site idéal de 2 à 20 GWh par an, dont plus de 50 % d'énergie électrique.

Les progrès technologiques et les besoins du marché aidant, de même que tous les avantages évoqués dans cet article, rien n'empêche les industriels de s'engager dans cette voie, seuls ou avec leurs fournisseurs d'énergie. À l'écoute des entreprises intéressées, de leurs demandes et des retours d'expérience, ABB met tout en œuvre pour accompagner le mouvement.

Philip Juneau

ABB Low Voltage Products, Building Automation
Zurich (Suisse)
philip.juneau@ch.abb.com

Dirk John

ABB Corporate Research, Building Automation
Ladenbourg (Allemagne)
dirk.john@de.abb.com



Quand intelligent rime avec communicant

Technologies et supports de transmission des réseaux électriques du futur

MATHIAS KRANICH – Les réseaux électriques intelligents ou « *smart grids* » collectent et échangent des données. Cette interactivité exige de tout savoir des réseaux de transport et de distribution pour mieux réagir à leur évolution et décider en meilleure connaissance de cause. Encore faut-il pouvoir compter sur une architecture de communication robuste ! Fort de plus d'un

demi-siècle d'expérience dans l'intégration des systèmes de transmission industriels, ABB est à même de lever les verrous technologiques à la concrétisation du réseau électrique du futur avec une offre fournie de solutions : multiplexeurs optiques FOX, commutateurs Ethernet AFS, courants porteurs en ligne ETL et réseau maillé sans-fil Tropos 802.11.



Les communications « critiques » sont plus tributaires de la qualité de service que de la bande passante.

Il n'y a pas que l'étendue géographique de la plupart des réseaux électriques qui nuit naturellement à la fiabilité des transmissions ; leur organisation physique ou « topologie » complique également la réalisation de liaisons en anneau ou en boucle redondantes, cruciales à la sécurité intrinsèque de toute la chaîne électrique → 1.

Qui dit communications « critiques » dans le transport et la distribution électriques évoque immédiatement des opérateurs de conduite affairés à réacheminer dans

l'urgence le flux de courant pour éviter la panne généralisée. Au quotidien, les transmissions adoptent généralement un rythme plus modéré, mais elles n'en restent pas moins critiques : les messages importants, qui conditionnent la sécurité d'approvisionnement, sont envoyés, reçus et traités plus vite qu'un battement de cils. En fait, ces communications dépendent davantage de la qualité de service (délai de transmission ou « latence », par exemple) que du débit à proprement parler (« bande passante » dans le jargon télécoms). Les messages sont eux-mêmes très courts mais doivent être impérativement transmis dans une fenêtre temporelle connue

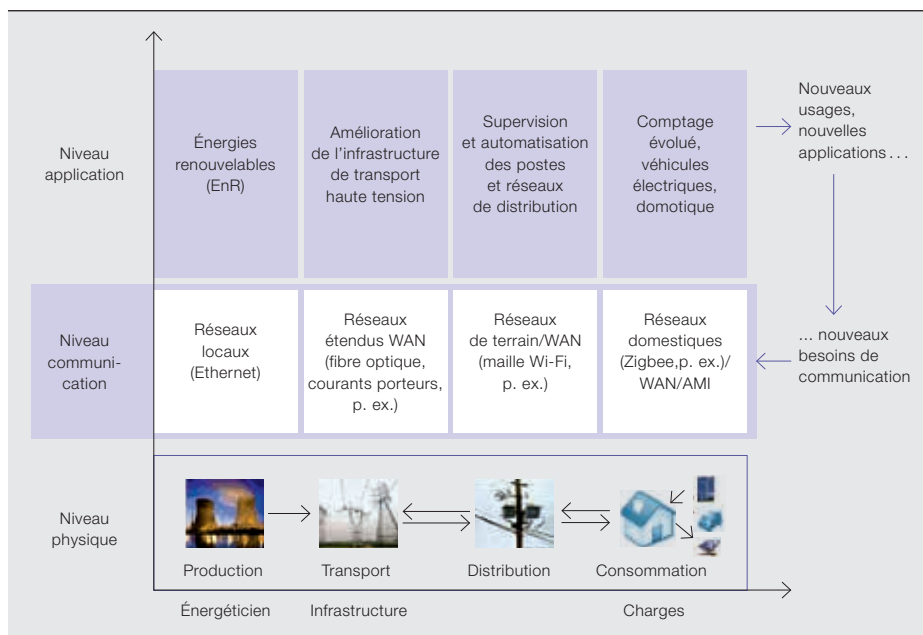
ou « prédictible ». De nos jours, nombreux sont les réseaux haute tension à constituer des boucles de fibre optique redondantes sur lesquelles les multiplexeurs FOX d'ABB → 2, secourus par des liaisons à courants porteurs (CPL)

Un poste électrique communicant peut débiter des dizaines de mégabits de données par seconde.

pour les lignes importantes, garantissent la livraison des messages critiques dans les délais impartis. Pour autant, les réseaux exclusivement CPL ont infiltré les régions plus éloignées. Dans bien des cas, il est en effet plus économique

Photo

Il faut des investissements durables pour insuffler de l'intelligence dans les réseaux électriques. Fort d'une solide expérience, ABB peut résoudre les questions techniques du *Smart grid* à l'aide de produits garantissant l'échange d'informations opérationnelles dans tout le réseau.



d'emprunter les CPL ou, par endroits, les radiofréquences que de tirer un câble en dérivation de la boucle optique. Pour raccorder ces contrées reculées au réseau électrique intelligent, ABB propose sa gamme *ETL (Electrical Transmission Line)* de routeurs CPL → 3 qui transmettent jusqu'à 320 kbit/s, tandis que les

pointer les cooccurrences d'événements et d'étudier l'impact de nouvelles machines ou d'une surcharge. Cette analyse permet au centre des opérations de repérer les problèmes émergents, de planifier des travaux pour éviter la panne et, plus généralement, de garder un œil sur le réseau.

Une panne de communication pouvant être lourde de conséquences, la protection des transmissions est tout aussi importante que celle des services électriques.

Un poste électrique communicant peut débiter des dizaines de mégabits de données par seconde, dont le traitement donne à réfléchir ! Bien sûr, le grand réseau ne doit pas tout acheminer : les données, remontées de l'Ethernet

radiofréquences ont besoin de vision directe pour atteindre 622 Mbit/s.

Au demeurant, si ces capacités ne sont pas nécessaires pour transmettre des messages d'urgence, qu'est-ce qui mobilise la bande passante ? Tout aussi importants pour la visibilité à long terme du réseau sont les messages cycliques, qui renseignent sur l'état de marche des transformateurs, la température des disjoncteurs, la viscosité de l'huile de refroidissement, etc., et véhiculent quantité d'autres paramètres touchant à l'environnement. Des données qu'il faut agréger et disséquer à l'aide d'un logiciel capable de traquer les tendances, de

haut débit (géré par des commutateurs AFS d'ABB pour garantir la conformité normative CEI 61850) sur les liaisons optiques internes au poste, aboutissent à des dispositifs électroniques intelligents *IED (intelligent electronic devices)* et des terminaux de téléconduite *RTU (remote terminal units)*, qui soustraient du message les informations répétitives et redondantes. Il n'empêche : quand une demi-douzaine de postes est raccordée, le risque de saturation du réseau et de défaillance guette !



Selon l'EPRI, une bonne part des investissements dans les Smart grids portera sur l'infrastructure de communication, qui sera aussi un important gisement d'économies.

L'administration et la maintenance du *Smart grid* engendrent un trafic qui, pour être essentiel, n'en alourdit pas moins l'infrastructure de communication. Si l'on ne transmet qu'en urgence ou pour passer des ordres aux équipes d'interven-

ce qui a été détecté à distance avant de sectionner la ligne pour isoler un défaut. L'affaire se complique quand le système de téléconduite, par exemple, doit décider de la manière de réagir sur détection d'un IED brusquement muet ou remon-

tant des mesures erronées. Protéger le réseau de communication est tout aussi important que protéger la fourniture de services énergétiques.

Quand un réseau décroche, pas question d'ajouter à sa défaillance une panne

Multiservice, le FOX615 autorise le raccordement direct de toutes les applications énergétiques, sans passer par des convertisseurs externes.

tion par le canal de service, la bande passante requise est minime. Par contre, l'implantation d'un intranet dans les postes et l'interconnexion de réseaux locaux d'entreprise par l'intermédiaire des réseaux en fonctionnement la font facilement grimper à plusieurs dizaines de mégabits par seconde.

La communication, moteur du futur réseau

Un réseau de transmission défaillant peut avoir de lourdes conséquences, au-delà de la baisse évidente de visibilité. L'autonomie du Smart grid dépend de l'aptitude au « dialogue » de son instrumentation, comme c'est le cas de la protection de distance pour le déclenchement direct d'un disjoncteur qui a besoin de savoir

de transmission. Avec des ressources limitées et la sécurité des personnes souvent en jeu, le réseau doit pouvoir renseigner l'énergéticien sur le lieu d'intervention et sur les tronçons encore opérationnels : on minimise ainsi les incidents et les coûts tout en augmentant la sécurité.

L'EPRI (*Electric Power Research Institute*) a étudié dans le détail le coût d'un smart grid¹. Il en ressort qu'une bonne

Note

¹ *Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid: A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid*, [en ligne], disponible sur : <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=00000000001022519>, mars 2011.

L'ETL600 peut continuer à fonctionner dans les conditions les plus difficiles, notamment transmettre sur plus de 1000 km sans répéteurs.



part des investissements dans ce type de réseau sera consacrée à l'infrastructure de communication, qui recèle aussi d'importants gisements d'économies. En témoigne l'exemple du distributeur d'électricité de Philadelphie, PECO, qui, en vérifiant à distance la véracité des pannes signalées par les usagers, évita en 2005 le déplacement de 7500 techniciens.

Enjeux

L'une des difficultés du Smart grid tient à ce que la communication ne doit plus se cantonner aux opérations d'une seule entreprise d'électricité. Il faut une vue d'ensemble qui oblige le transport à « parler » à la distribution, aux producteurs à « lire » les consommations des installations clientes et aux réseaux de transmission à s'imbriquer en toute transparence de façon que les décisions se fondent sur la totalité et non des portions du système électrique. Or cette intégration va à l'encontre de l'évolution du secteur. Pour favoriser la concurrence, les réseaux ont été fragmentés, compliquant la communication et l'interaction du Smart grid. Force est donc d'intégrer cette pluralité d'équipements et de stratégies pour atteindre l'objectif d'un réseau électrique « intelligent ».

La condition préalable est la compatibilité des communications, que réclament les entreprises d'électricité nationales et les pouvoirs publics, et que garantissent des normes internationales pour la communication dans les postes d'un même fournisseur, comme la CEI 61850. ABB

est depuis des décennies partie prenante de cette normalisation. La communication entre fournisseurs étant d'égale importance, ABB a soutenu le protocole de communication inter-centres ICCP (*Inter-Control Center Communications Protocol*), en amont comme en aval, normalisé CEI 60870-6. Dans cette optique, le Groupe a déjà déployé une passerelle logicielle permettant à ses clients d'intégrer leurs systèmes au bénéfice du réseau électrique communicant.

Technologies

ABB cumule plusieurs décennies d'expérience dans la construction de ces réseaux de communication, des premiers développements basés sur la télécommande centralisée des chaudières et de l'éclairage public au déploiement des CPL, de la fibre optique laser et des réseaux maillés sans fil pour couvrir la ville connectée du futur.

Si la télécommande centralisée a fait son temps, les CPL sont tout à fait d'actualité avec l'équipement de secours ETL600, qui peut continuer à fonctionner dans les conditions les plus difficiles, notamment transmettre sur plus de 1000 km sans répéteurs. Aujourd'hui, les CPL sont souvent déployés parallèlement aux lignes FO, quand la géographie du site ne permet pas la boucle optique redondante.

Si la fibre est disponible, des réseaux optiques sont déployés. La transmission est principalement de type numérique synchrone SDH (*Synchronous Digital*



Si les pouvoirs publics et les populations ont bien compris les avantages du *Smart grid*, il faudra une volonté politique et des investissements durables pour doter le futur réseau d'intelligence.

Hierarchy) à commutation de circuits [1], mais la distribution électrique en basse tension (BT), moins exigeante en qualité de service, peut s'appuyer sur des réseaux Ethernet à commutation de paquets. La rudesse de l'environnement d'exploitation et les applications propres au fournisseur d'électricité réclament des exécutions spéciales : absence de ventilateur, plage de températures étendue, par exemple. Les solutions FOX → 4 et AFS d'ABB procurent à la fois des fonctionnalités SDH et Ethernet.

Le sans-fil s'impose là où le support physique fait défaut [2]. Les verrous technologiques au développement du réseau électrique du futur sont levés avec le standard Wi-Fi 802.11, qui assure une bande passante suffisante pour combiner différentes applications et permettre à plusieurs opérateurs de co-exploiter un même réseau. La gamme Tropos d'ABB garantit des systèmes maillés industriels 802.11 extrêmement fiables pour gérer simultanément plusieurs applications sur un réseau unifié. Même la messagerie GOOSE (*Generic Object-Oriented Substation Events*) normalisée CEI 61850 [3] peut s'appliquer à la distribution BT, grâce à cette solution.

Si les pouvoirs publics et les populations trouvent des avantages évidents au Smart grid, certains fournisseurs d'élec-

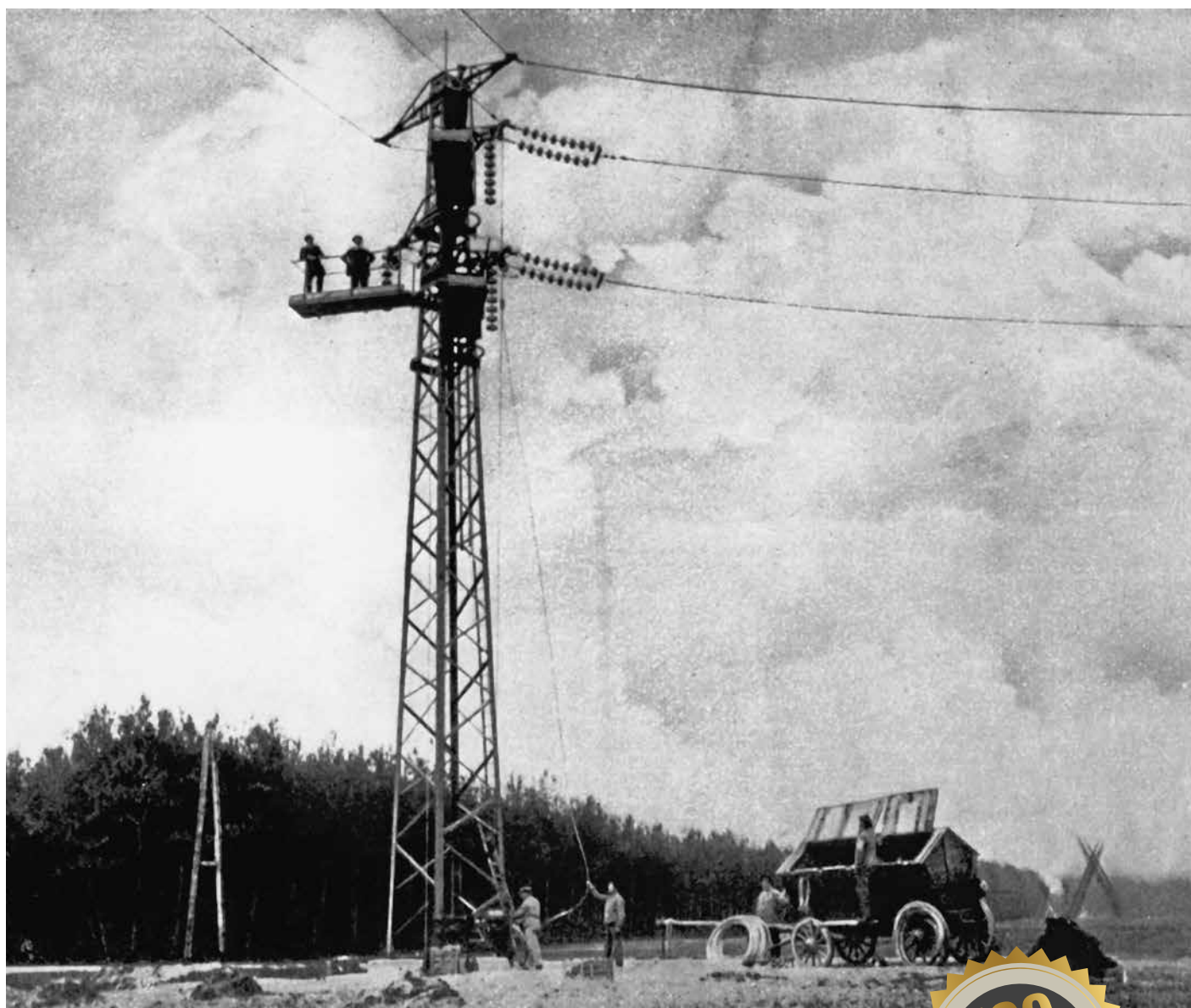
tricité se montrent plus réservés, notamment au vu de la baisse des prix de l'énergie et du risque de coopérer étroitement avec des prestataires et/ou clients... de la concurrence ! Ces freins peuvent être levés avec la normalisation internationale, telle la CEI 68150, et des plates-formes multiservices comme FOX ou Tropos d'ABB qui permettent de bâtir des réseaux multifonctions avec des solutions spécifiques, comme les courants porteurs ETL et les commutateurs Ethernet AFS. De quoi préparer le terrain du Smart grid, même si les énergéticiens peinent à en évaluer les bénéfices, les coûts et les risques. Le développement de l'intelligence dans les réseaux électriques naîtra d'une volonté politique et d'investissements consentis dans la durée.

Mathias Kranich

ABB Power Systems
Baden (Suisse)
mathias.kranich@ch.abb.com

Bibliographie

- [1] Kranich, M., Baechli, R., Trivedi, H., « Un aiguilleur fidèle au poste : le multiplexeur FOX615 d'ABB relève les nouveaux défis de la communication industrielle », *Revue ABB*, 1/13, p. 36-41.
- [2] Bill, P., Kranich, M., Chari, N., « Maille serrée : les réseaux 802.11 sur le terrain », *Revue ABB*, 1/13, p. 42-44.
- [3] Bill, P., Kranich, M., Chari, N., « Radio libre : le sans-fil industriel adopte la maille Wi-Fi », *ABB review*, 4/13, p. 74-78.



Électricité 2.0



Une brève histoire des réseaux électriques

JOCHEN KREUSEL – L'électricité est partout, des applications quotidiennes banales aux systèmes les plus complexes. En un peu plus d'un siècle, elle s'est imposée comme le principal moteur de l'activité humaine et de l'économie. Sans électricité, pas d'approvisionnement sûr en eau ni en denrées alimentaires, et encore moins de technologies de l'information. La productivité serait insuffisante pour satisfaire aux besoins élémentaires de la population mondiale. L'extension constante du réseau électrique, tant par sa taille que par sa portée, est allée de pair avec le développement de systèmes qui garantissent la continuité et la fiabilité de la fourniture. En dépit des transformations radicales de la filière, depuis les premières infrastructures îlotées jusqu'aux grands réseaux triphasés en courant alternatif synchronisés de la seconde moitié du XX^e siècle, les principes de base qui sous-tendent les systèmes électriques restent, pour l'essentiel, inchangés. Pour autant, de récents développements vont bouleverser le paysage électrique.



Au commencement était le courant continu (CC) et ses premières applications dans les communications, les transports et l'éclairage en basse tension. Sans surprise, les réseaux de distribution urbains de l'époque acheminaient également du CC. Il en fut de même de la toute première liaison électrique longue distance de 57 km entre Miesbach et Munich (Allemagne), inaugurée en 1882. Le courant alternatif (CA) triphasé ne fit son apparition que plus tard, d'abord en Europe, puis aux États-Unis sous l'impulsion de Nikola Tesla et de George Westinghouse.

La transition vers le système CA triphasé fut rendue possible par l'avènement des transformateurs, qui permirent d'abaisser l'électricité acheminée en haute tension (HT) avec de faibles pertes, à des niveaux acceptables pour sa consommation. On construisit alors de grandes centrales de production avec, à la clé, d'importantes économies d'échelle. Autre atout de l'alternatif : une meilleure coupure des courants de court-circuit. Aujourd'hui encore, les interrupteurs CC haute tension n'existent que sous forme de prototypes. Dernier avantage majeur du CA, la conversion aisée de l'énergie électrique en énergie mécanique et vice versa dans les machines asynchrones.

En 1891, lors de l'Exposition internationale d'Électrotechnique de Francfort (Allemagne), l'entreprise AEG et les ateliers Oerlikon expérimentèrent avec succès le transport CA triphasé sur 176 km entre Lauffen et Francfort. L'expérience fut menée sous la direction du pionnier du triphasé, Mikhaïl Osipovich Dolivo-Dobrovolsky d'AEG, aidé de Charles Eugene Lancelot Brown des ateliers Oerlikon, l'un des futurs fondateurs de la société Brown, Boveri et C^o (BBC).

Aux États-Unis, le CA triphasé décolle véritablement en 1893 lorsque George Westinghouse remporte l'appel d'offre pour l'éclairage de l'Exposition universelle de Chicago, au détriment de Thomas Edison et de sa solution CC. Une victoire décisive dans « la guerre des courants ».

Émergence du grand transport

Au cours de la première moitié du XX^e siècle, les réseaux îlotés sont progressivement raccordés à des réseaux plus étendus, puis aux réseaux nationaux. Naît alors un modèle de système élec-

trique qui reste valable aujourd'hui : une infrastructure interconnectée → 1 composée d'un maillage de liaisons de trans-

Au commencement était le courant continu et ses premières applications dans les communications, les transports et l'éclairage basse tension.

port HT, de réseaux régionaux de répartition également HT, de réseaux de distribution en moyenne et basse tension (MT/BT) qui alimentent les zones urbaines et rurales. Le raccordement des réseaux îlotés se justifie par le rendement plus élevé des grandes centrales électriques, les moindres besoins de capacités de réserve et l'utilisation de sources d'énergie (surtout hydraulique et charbon) dont le transport sous leur forme primaire n'est pas économique du fait de leur faible densité énergétique → 2. Consciente du poids économique de la filière élec-

Photo p. 46

Construction de la première ligne BBC de 110 kV entre Karlsruhe et Mannheim (Allemagne) en 1914

Aux États-Unis, le décollage du courant alternatif triphasé date de 1893 lors de l'Exposition universelle de Chicago.

trique et de son statut de monopole naturel, la quasi-totalité des pays décida très tôt de la nationaliser ou de la réglementer.

L'émergence de ces vastes systèmes fut le point de départ d'un mode d'exploitation qui perdure pour tous les grands réseaux électriques du monde, suivant deux principes essentiels → 3 : l'équilibre entre production et consommation (gauche de la figure) et le maintien des paramètres de tension spécifiés aux points de couplage (droite).

Avant l'apparition des technologies modernes de communication, un système aussi vaste, complexe et disséminé était exploité en temps réel au moyen d'outils de planification globale (plans de production et répartition des charges) pour minimiser les aléas et les dérives. Ces derniers sont gérés en temps réel car la fréquence est connue quasi instantanément dans le système complet. Tout déséquilibre production-consommation est donc mesurable à partir de l'écart de fréquence, qui fournit ainsi un signal aux centrales pour adapter leur production et corriger le déséquilibre.

La conduite du réseau lui-même est largement indépendante de ce pilotage production-consommation. Elle utilise les valeurs de réglage des transformateurs HT-HT et HT-MT qui jalonnent le réseau ainsi que le réactif injecté par les centrales électriques pour ajuster le transit de puissance et les tensions du réseau. La régulation de tension s'arrête normalement au niveau MT. Les réseaux MT et BT sont raccordés par des transformateurs à rapports de transformation fixes.

Si, en principe, ces deux activités sont dissociées, il n'en est rien dans la pratique. En effet, d'une part la gestion de la puissance réactive se fait au niveau des centrales et, d'autre part, les goulets d'étranglement dans le réseau de transport obligent à exploiter les centrales hors optimum économique du système global.

2 Très localisée, la production hydro-électrique doit être transportée sur de longues distances.

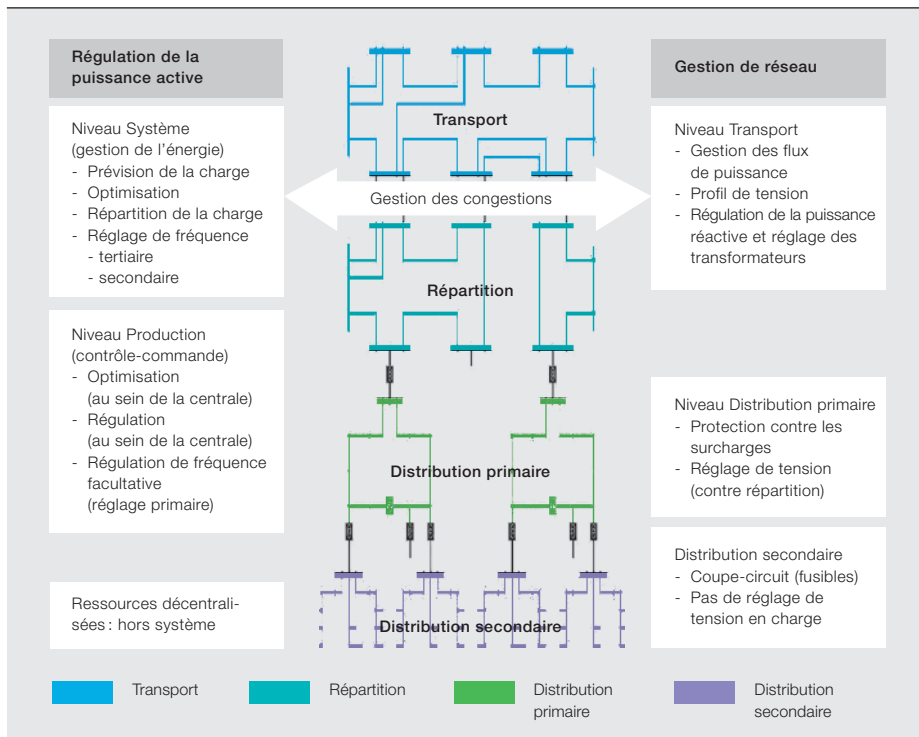


Dernière précision importante à la lecture de la figure → 3 : la gestion de grands réseaux synchrones interconnectés au niveau de la distribution primaire se fait avec un petit nombre d'ouvrages principaux (grandes centrales électriques et postes de couplage). Exemple : au sein des réseaux européens classiques, les

Au début du XX^e siècle, naissait un modèle de système électrique qui reste valable encore aujourd'hui.

postes primaires représentent moins de 2 % de l'appareillage total.

Au cours de la seconde moitié du XX^e siècle, les réseaux nationaux furent interconnectés pour former des réseaux synchrones transfrontaliers dans un souci de rentabilité et de sécurité d'approvisionnement. En 1951, la création de l'Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Électricité (UCPTE) jetait les bases d'un système électrique européen synchrone. Le premier jalon technique fut l'interconnexion des réseaux français, suisse et allemand à l'« étoile de Laufenbourg » (Suisse) dès 1958, soit bien avant que naisse l'idée



La Chine possède actuellement le plus grand système électrique synchronisé au monde, qui évolue rapidement.

d'un marché européen de l'électricité. Aujourd'hui, un seul et même réseau transfrontalier synchrone s'étend du Portugal à la Pologne et des Pays-Bas à la Turquie. Il vient par ailleurs d'être synchronisé avec les réseaux marocain, algérien et tunisien → 4.

Parallèlement à cette interconnexion au cœur du continent européen, deux autres systèmes transfrontaliers virent le jour : le système scandinave Nordel et le système *IPS* (*Interconnected Power System*) reliant l'Union soviétique et ses pays satellites. À ce jour, ce dernier est le système synchronisé couvrant le plus grand territoire au monde. Une approche quelque peu différente fut retenue en Amérique du Nord : même si des systèmes synchrones relient plusieurs États, ils ne furent pas étendus à tout le continent. Aujourd'hui, on compte trois régions distinctes fonctionnant en synchrone et interconnectées par des liaisons haute tension en courant continu (CCHT). Enfin, la Chine possède actuellement le premier système électrique synchronisé (en termes de puissance) au monde, qui évolue rapidement. Les principales caractéristiques de quelques grands réseaux synchronisés figurent en → 5.

Les différences de tension maximale de ces réseaux s'expliquent par leur étendue géographique. Les transits de puis-

sance réactive limitant leur longueur pour des raisons de stabilité, le transport longue distance doit se faire soit en haute tension, soit à basses fréquences.

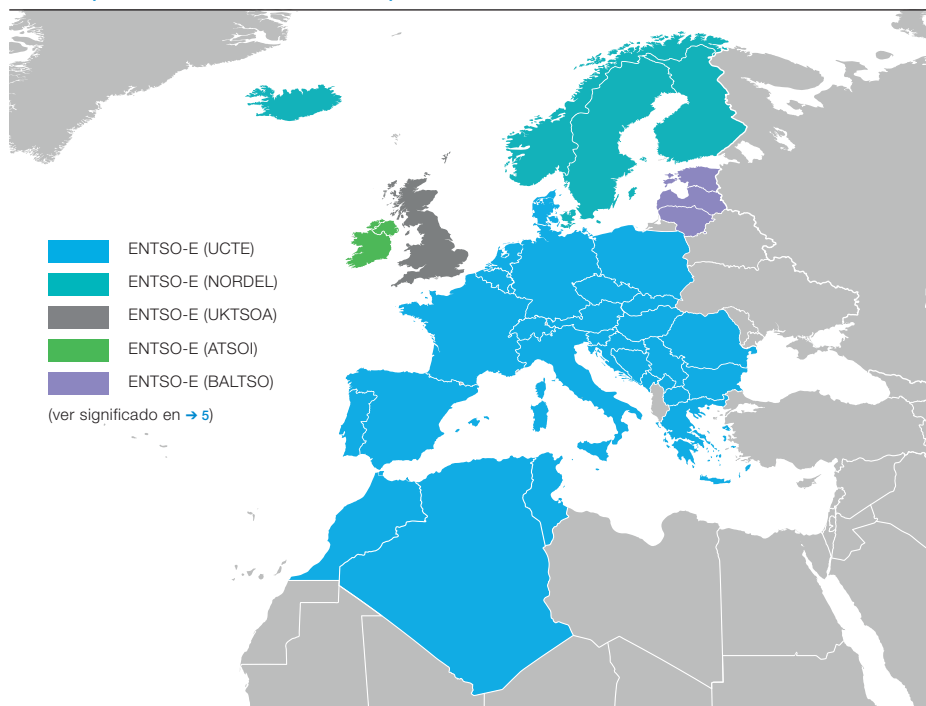
Transport CCHT

Si les avantages du transport CA sont à l'origine de sa généralisation, ses inconvénients ressurgissent avec la taille croissante des réseaux synchrones. On approche ainsi des limites de stabilité des systèmes, surtout dans le transport par lignes aériennes, obligeant à injecter du réactif fortement capacitif. Le grand nombre de câbles sous-marins dans les pays scandinaves conduisit ces derniers à s'intéresser au transport CCHT dès les années 1920. August Uno Lamm, pionnier de cette technologie, travailla plus de 20 ans chez ASEA à relever les défis du CCHT. La première liaison commerciale fut mise en service en 1954 entre l'île de Gotland en mer Baltique et le réseau national suédois → 6.

Au cours des décennies suivantes, le CCHT s'imposa pour le transport massif d'électricité sur de longues distances. La construction de centrales hydroélectriques géantes demeurent le principal vecteur de développement du CCHT → 7. Citons, notamment, la liaison Cahora Bassa entre le Mozambique et l'Afrique du Sud, celle d'Itaipu au Brésil et, depuis les années 1990, plusieurs projets d'enver-

En la segunda mitad del siglo XX se interconectaron las redes nacionales a través de las fronteras para formar redes síncronas transnacionales.

4 Principales redes síncronas de Europa



5 Datos fundamentales de las redes síncronas seleccionadas

Sistema	Año y fuente	Generación de la red instalada (GW)	Carga máxima (GW)	Consumo anual (TWh)	Tensión más alta transportada (kV)
ENTSO-E (ATSOI ¹)		16,5	6,2 ⁶	34,9	400
ENTSO-E (BALTSO ²)		9,4	4,6	26,0	330
ENTSO-E (UCTE ³)	2013 [1]	816	420	2.553	400 (750 ⁷)
ENTSO-E (NORDEL ⁴)		87,4	66,1	350	400
ENTSO-E (UKTSOA ⁵)		84,2	66,7	366	400
IPS	2007 [2]	337	215	1.285	750 (1.150 ⁸)
Estados Unidos (Oeste)	2012 [3]	326	151	885	500
Estados Unidos (Este)	2011 [4]	743	578 ⁶	1.069	765
Estados Unidos (ERCOT)	2010 [5]	108	65	358	345
China	2010 [6]	966	673	4.200	1.000

Notas a pie de página

- 1 ATSOI: Red síncrona de la isla de Irlanda, conectada asincrónicamente a UKTSOA.
- 2 BALTSO: Red síncrona de los países bálticos, conectada síncronamente a IPS.
- 3 UCTE surgió como organización de operadores de Europa continental tras la liberalización del suministro eléctrico en Europa y la disolución de la UCPTE, pasando a formar parte de la ENTSO-E en 2009.
- 4 NORDEL: Red síncrona de Escandinavia, conectada asincrónicamente a BALTSO y UCTE.
- 5 UKTSOA: Red síncrona de Gran Bretaña (isla principal de Inglaterra, Gales y Escocia), conectada asincrónicamente a ATSOI y UCTE.
- 6 Suma de las cargas máximas de países participantes (ENTSO-E) o sistemas regionales (Eastern Interconnection).
- 7 Enlace de 471 km 750 kV como conexión a IPS
- 8 Línea Ekibastus–Kokshetau en Kazajastán.

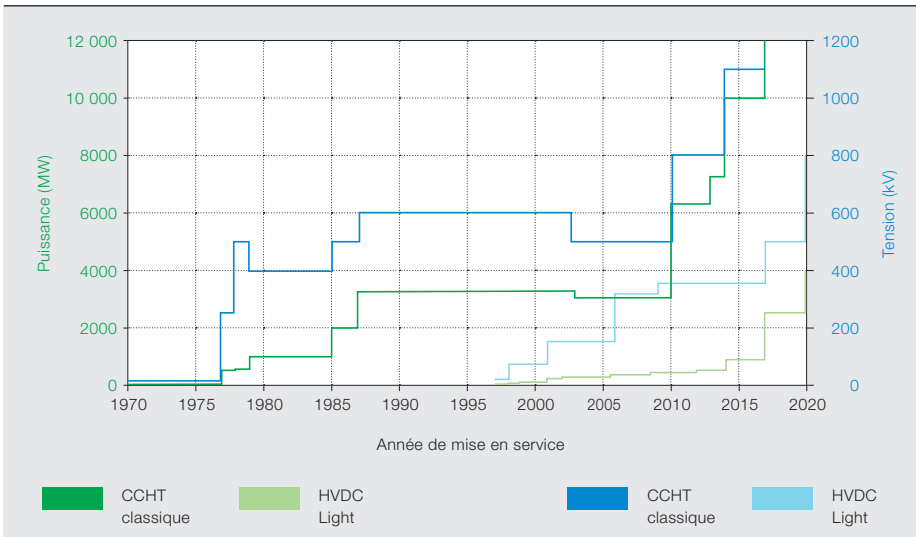
Referencias

- [1] ENTSO-E Statistical Factsheet 2013. ENTSO-E, Brussels, April 25, 2014.
- [2] Luther, M. "Lessons learned from the UCTE-IPS/UPS Feasibility Study." Regional Transmission Network Development: Implications for Trade and Investment, Istanbul, November 11/12, 2009.
- [3] 2012 State of the Interconnection. Western Electricity Coordinating Council, July 2013.
- [4] Market Structures and Transmission Planning Processes In the Eastern Interconnection. Christensen Associates Energy Consulting & Energy Policy Group for EISPC and NARUC, June 2012.
- [5] State Electricity Profile: Texas. U.S. Energy Information Administration, May 1, 2014.
- [6] Liu, Z. "Electric power and energy in China." John Wiley & Sons Singapore, 2013.



L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence entraîna la séparation des activités de production et de gestion des réseaux.

7 Développement de la technologie CCHT



gure en Chine. Les valeurs maximales atteignent aujourd'hui 6400 MW, 2500 km et 1100 kV CC, dans des systèmes distincts.

Ouverture du marché de l'électricité

Vers la fin du siècle dernier, de nombreux pays commencèrent à remettre en cause l'intégration verticale de l'industrie électrique. Le débat surgit d'abord aux États-Unis, au Royaume-Uni et en Scandinavie, où il se conclut par l'ouverture du marché à la concurrence. L'Australie et l'Union européenne leur emboîtèrent le pas. Les entreprises publiques d'électricité de certains pays furent privatisées pour diverses raisons : attirer les investissements privés, améliorer la qualité de la fourniture et réduire les prix de l'énergie par le jeu de la concurrence.

Les activités de production d'électricité et de gestion des réseaux électriques furent dissociées. Alors que ces derniers continuaient d'être traités comme des monopoles naturels, donc régulés par les autorités publiques, la production s'ouvrit à la concurrence avec des modalités différentes selon les pays. Si en Europe, les consommateurs peuvent directement mettre en concurrence leurs fournisseurs, ce n'est pas le cas en Amérique du Nord où des monopoles géographiques persistent au niveau de la distribution, la concurrence étant limitée au marché de gros.

La libéralisation du marché fit également émerger de nouveaux acteurs tant économiques (optimisation des coûts et relation client) que techniques (stabilité du système). La figure → 8 reflète cette évo-

lution tout en reprenant les fonctions techniques inchangées. Cette ouverture mit un terme à la planification intégrée des centrales et des réseaux électriques en matière de développement et d'exploitation. Une véritable concurrence entre producteurs nécessite, d'une part, de disposer de capacités de transport plus importantes qu'avant et, d'autre part, de coordonner l'action des différents acteurs et de normaliser leur coopération.

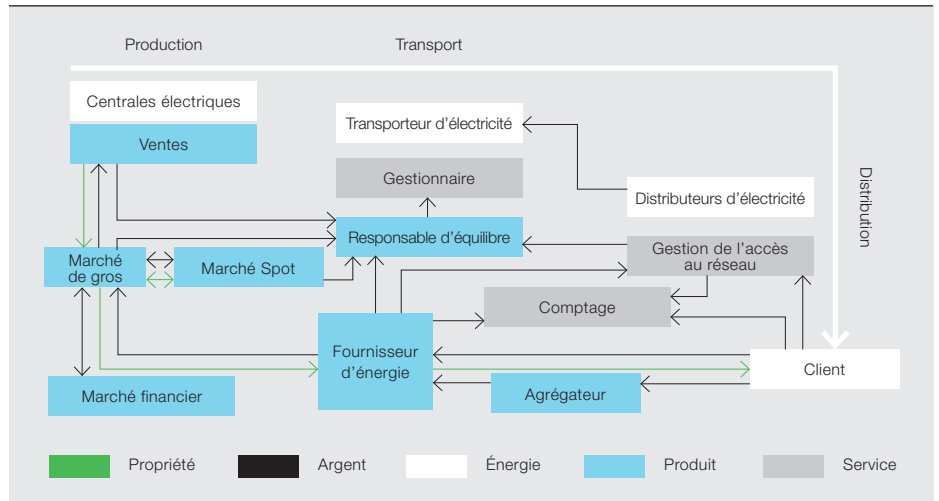
Changement de paradigme

Depuis le début des années 2000, de nombreux pays soutiennent activement le développement des énergies renouvelables, solaire et éolien en tête → 9. Si cet essor rapide pose des défis techniques aux réseaux électriques, il tire également vers le bas les coûts énergétiques, surtout dans le photovoltaïque (PV). Conséquences : dans un nombre croissant de pays, cette énergie est moins chère que celle facturée aux consommateurs sur le réseau BT. Le coût de revient quasi linéaire du PV (pas d'économies d'échelle importantes dans les dépenses d'investissement) a un impact fondamental sur le modèle économique du secteur électrique et, donc, sur sa structure. Du point de vue du système, les bouleversements techniques sont triples :

- Une séparation géographique accrue entre production et consommation est introduite dans les systèmes précédemment construits autour de centrales thermiques ou nucléaires où l'équilibre production-consommation se faisait au niveau régional. Cette évolution est principalement due à la

Depuis le début des années 2000, de nombreux pays soutiennent le développement des énergies renouvelables, solaire et éolien en tête.

8 Acteurs techniques et économiques d'un marché de détail de l'électricité totalement concurrentiel



9 La forte croissance du solaire et de l'éolien pose de nouveaux défis.



- production renouvelable très localisée (éolien et hydraulique) ;
- Une hausse de la production décentralisée (PV et cogénération, au premier chef) fait qu'un très grand nombre de petites unités produit une part importante d'électricité ;
- Une production intermittente (éolien et solaire) accélère et amplifie les fluctuations peu prédictibles de la fourniture.

De ces trois bouleversements de l'offre et de la demande d'électricité → 10, deux sont particulièrement notables : d'une part, l'importance croissante des grands réseaux de transport intelligents et, d'autre part, la montée en puissance du « produire localement pour consommer localement » (gestion active de la consommation).

La production renouvelable à grande échelle permettra d'équilibrer les différentes sources d'énergie primaire sur de vastes territoires, comme l'illustre le raccordement à l'Europe des réseaux d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient [1]. Un tel « super-réseau » de transport transcontinental viendra se superposer aux réseaux HT existants. En introduisant son disjoncteur CC en 2012, ABB a fait sauter le dernier verrou technique majeur à la création de ce réseau en technologie CCHT [2].

À l'avenir, la décentralisation de la production aura probablement les effets les plus radicaux. L'injection d'une part importante de cette production se faisant au niveau distribution, les gestionnaires du système doivent en tenir compte. De surcroît, la forte variabilité du

10 Incidence des principaux leviers de changement sur différents maillons de la chaîne électrique

Levier	Système concerné				
	Production classique	Transport	Distribution	Fonctionnement du système	Application
Production centralisée		<ul style="list-style-type: none"> - FACTS¹ - Transport primaire - Réseau superposé, CCHT 		<ul style="list-style-type: none"> - Stabilisation par FACTS¹ 	
Production décentralisée			<ul style="list-style-type: none"> - Automatisation - Régulation de tension 	<ul style="list-style-type: none"> - Communication - Contrôle-commande - Centrales virtuelles 	
Production intermittente	<ul style="list-style-type: none"> - Charge partielle - Flexibilité 	<ul style="list-style-type: none"> - Nivellement inter-régional - Réseau superposé, CCHT - Stockage de grande capacité 	<ul style="list-style-type: none"> - Stockage distribué 	<ul style="list-style-type: none"> - Gestion dynamique de la charge - Centrales virtuelles - Mesure de phaseurs/ Surveillance à grande échelle 	<ul style="list-style-type: none"> - Stockage - Maîtrise de la demande en énergie
Nouvelles charges (écomobilité)			<ul style="list-style-type: none"> - Infrastructure de recharge 	<ul style="list-style-type: none"> - Gestion dynamique de la charge 	

Note
 1 *Flexible AC Transmission Systems* : systèmes flexibles de transport en courant alternatif

PV oblige à gérer les congestions à ce niveau. Une coordination active nécessitera d'ajouter trois ordres de grandeur aux systèmes antérieurs. C'est ici que les technologies de l'information et de la

retour en force de la distribution en CC. Conscient de cela, ABB propose des solutions pour les *datacenters* [3] et les navires [4]. L'hybridation CA-CC du secteur électrique est donc en marche dans le transport comme dans la distribution.

Les systèmes comptent aujourd'hui de plus en plus de dispositifs alimentés en courant continu ou indifférents à la fréquence.

Tous ces développements bouleversent les fondements de l'industrie électrique et ses principes restés inchangés depuis les premiers temps du CA. On peut, sans exagération, parler d'une « révolution électrique 2.0 ».

communication entrent en jeu. La collecte efficace de données et leur utilisation méthodique dans la planification, l'exploitation et la maintenance seront déterminantes pour la rentabilité des réseaux décentralisés.

Un autre changement se profile, non plus lié aux énergies renouvelables, mais au progrès technique. Alors qu'au début de l'électrification, le CA triphasé dominait à la fois côté production et côté consommation, les systèmes comptent aujourd'hui de plus en plus de dispositifs qui doivent être alimentés en CC ou ne sont pas tributaires de la fréquence. Côté charge, citons les appareils électroniques, les diodes électroluminescentes (LED), les batteries et les moteurs commandés en vitesse variable et, côté production, les cellules solaires. C'est le

Jochen Kreusel

ABB Smart Grids
 Mannheim (Allemagne)
 jochen.kreusel@de.abb.com

Bibliographie

- [1] *Desert Power: Getting Started*, Dii GmbH, Munich, juin 2013.
- [2] Häfner, J., Jacobson, B., « Proactive Hybrid HVDC Breakers – a key innovation for reliable HVDC grids », Cigré Symposium, Bologne (Italie), 13–15 septembre 2011.
- [3] Schärer, A., « Lignes continues : architecture courant continu basse tension », *ABB review*, 4/13, p. 16–21.
- [4] Communiqué de presse ABB, *Breakthrough order for DC technology*, 22 février 2012.



Microréseaux

De la démonstration à l'intégration

CÉLINE MAHIEUX, ALEXANDRE OUDALOV – Les zones insulaires et isolées ainsi que les sites industriels sont traditionnellement alimentés par une énergie produite sur place. Plusieurs facteurs, dont la sécurité d’approvisionnement, les préoccupations environnementales et les contraintes économiques, poussent les fournisseurs d’électricité et les consommateurs à l’autonomie avec de petits réseaux à l’échelle du territoire. Ces « microréseaux » (ou *microgrids*) séduisent aujourd’hui par leur capacité à intégrer les énergies renouvelables, à réduire les coûts et à accroître la fiabilité du service électrique, mais aussi à reconstituer le grand réseau après une panne générale ou à le renforcer en périodes de pointe. Les importantes baisses de coûts de la production décentralisée (notamment photovoltaïque et éolienne), la mise au point de techniques de stockage efficaces et la disponibilité de vastes infrastructures de communication à un prix abordable, contribuent à leur déploiement. ABB n’a de cesse de développer des technologies qui redessinent la chaîne d’approvisionnement électrique.



Un microréseau peut multiplier les moyens de production, de stockage et de raccordement au réseau principal.

Un microréseau se définit comme un système énergétique intégré, composé de sources décentralisées, de dispositifs de stockage et de charges interconnectées → 1, qui peut être raccordé au réseau général ou fonctionner en autonomie ou « îlotage ». Il se caractérise donc par une multitude de modes de production, de stockage et d'interconnexion au grand réseau, mais aussi de formes et d'échelles (bâtiment, quartier, communauté, etc.) qui conditionnent son dimensionnement. On distingue ainsi plusieurs classes de microréseaux selon le type de client desservi et les motivations du territoire ou lieu d'implantation → 2.

Si les microréseaux sont à bien des égards des versions miniatures d'un réseau classique, ils s'en distinguent toutefois par une plus grande proximité entre la production et la consommation, qui fiabilise l'approvisionnement électrique. Ils intègrent également des énergies renouvelables (EnR), comme le photovoltaïque (PV), l'éolien, la petite hydraulique, la géothermie, la valorisation énergétique des déchets et la production combinée de chaleur et d'électricité ou « cogénération ».

Un système de contrôle-commande assure le pilotage dynamique de ces sources d'énergie, favorisant l'autonomie et la réparation automatique ou

« auto-cicatrisation » du réseau. En régime normal, en pointe ou en cas de défaillance des sources d'énergie primaire, le microréseau peut recevoir un ordre d'îlotage pour séparer sa production locale et

Les microréseaux se différencient des réseaux électriques traditionnels par une plus grande proximité production-consommation.

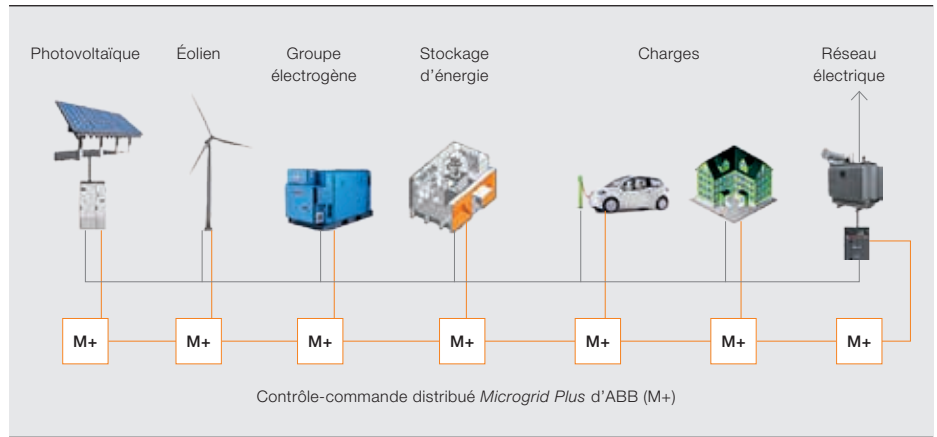
ses charges du réseau principal, sans compromettre l'intégrité de ce dernier. Interopérables avec les systèmes électriques et informatiques existants, les microréseaux ont la capacité de réinjecter de la puissance dans le réseau principal pour le stabiliser.

Photo

Les microréseaux ont pour terre d'élection les zones reculées et insulaires, souvent alimentées par des sources d'énergie renouvelables.

Un système de contrôle-commande de microréseau assure le pilotage dynamique des sources d'énergie, favorisant l'autonomie de production et l'« auto-cicatrisation ».

1 Architecture et constituants d'un microréseau



Implantations réussies

Modulaire et évolutive, la plate-forme d'intégration ABB est le fruit de technologies de pointe et d'une expérience pratique de plus de vingt ans de conception et de réalisation de microréseaux dans le monde entier. Elle est bâtie sur deux composantes clés : le système de contrôle-commande *Microgrid Plus*, qui utilise des agents distribués de pilotage des charges unitaires, des interrupteurs, des générateurs et des équipements de stockage pour assurer une gestion énergétique intelligente et un fonctionnement efficace du microréseau ; le dispositif de stabilisation du réseau électrique *PowerStore™*

Voyons quelques réalisations exemplaires illustrant les apports des solutions Microréseaux d'ABB.

Marble Bar

Les premières centrales solaire-diesel au monde ont été mises en service en 2010, à Nullagine et à Marble Bar, dans l'ouest de l'Australie. Le site aligne plus de 2000 modules PV complétés d'un système de suivi de trajectoire du soleil tout au long de la journée → 3.

La double technologie *PowerStore* et *Microgrid Plus* d'ABB garantit une injection maximale d'énergie solaire dans le réseau

Les microréseaux ont la faculté de réinjecter de la puissance dans le réseau principal pour le stabiliser.

en abaissant la production diesel au minimum acceptable ou en l'arrêtant complètement. Dès que le soleil se voile, *PowerStore* compense la perte de production PV tandis que *Microgrid Plus* augmente rapidement la production diesel pour garantir la continuité de service. Le solaire PV produit plus de 1 GWh renouvelable par an, fournissant ainsi 60 % de l'énergie moyenne nécessaire en journée aux deux villes. De quoi économiser sur un an 40500 litres de carburant et éviter 1100 tonnes d'émissions de gaz à effet de serre.

par volant d'inertie ou batterie, qui garantit un fort taux de pénétration de la production renouvelable en fournissant de l'« inertie synthétique » (énergie cinétique stockée dans les masses tournantes des éoliennes, par exemple) et des capacités de formation du réseau. Ce jumelage permet une pénétration en pointe de 100 % des EnR dans les systèmes hybrides éolien-diesel et solaire-diesel, un maximum d'économies de combustible et un couplage/découplage automatique du réseau principal sans interrompre les charges critiques.

En 2013, ABB met en service une solution *Microgrid Plus* sur l'île volcanique de Faial (archipel des Açores), à quelque 1500 km du continent, en vue de renforcer l'apport éolien dans le mix énergétique, sans déstabiliser le réseau. Les 15000 insulaires disposent aujourd'hui

Faial

En 2013, ABB met en service une solution *Microgrid Plus* sur l'île volcanique de Faial (archipel des Açores), à quelque 1500 km du continent, en vue de renforcer l'apport éolien dans le mix énergétique, sans déstabiliser le réseau. Les 15000 insulaires disposent aujourd'hui

2 Principaux acteurs et moteurs du déploiement des microréseaux

	Europe	Amérique du Nord	Amérique latine	Asie-Pacifique	Afrique
Tertiaire et industrie					
Administrations et universités					
Collectivités					
Villages isolés					
Zones insulaires					
Mines et sites éloignés du réseau principal					
Bases militaires					

Électrification

Environnement

Coût

Fiabilité et sécurité d'approvisionnement

Le marché des microréseaux se développe rapidement pour satisfaire à une multitude de segments applicatifs dans le monde entier.

d'un microréseau autonome, alimenté par six chaudières au fioul totalisant 17 MW de puissance électrique. L'entreprise locale de distribution, Electricidade dos Açores (EDA), a installé cinq aérogénérateurs pour accroître la capacité de production de plus de 25 % et minimiser l'empreinte environnementale sur l'île, importante destination touristique → 4. Microgrid Plus calcule la configuration la plus économique, garantit l'équilibre offre/demande, maximise l'intégration de l'éolien et optimise les chaudières afin que le système tourne à plein. Non content d'économiser 3,5 millions de litres de fioul à l'année, le tandem éolien-Microgrid Plus ABB a le potentiel de réduire les émissions annuelles de CO₂ d'environ 9400 t.

SP AusNet

Le réseau de distribution de SP AusNet, à Victoria (Australie), est le banc d'essai d'un microréseau pilote avec stockage d'énergie sur batteries d'une puissance de 1 MW et d'une capacité énergétique de 1 MWH, complété d'un groupe électrogène de secours de 1 MW → 5. Prévu pour fin 2014, le système de batteries et l'onduleur réversible seront couplés au réseau suivant les règles de raccordement, passera en mode îloté sur ordre du contrôleur de réseau puis rebasculera en mode connecté, et ce sans interruption de la fourniture électrique. La prestation ABB inclut la conception, le développement, la construction, les essais et la fourniture du système de stockage PowerStore et d'un transformateur de

3 MVA intégré au groupe diesel. L'installation, pilotée par Microgrid Plus, se présente comme une centrale transportable de sept conteneurs d'extérieur.

Perspectives

Le marché des microréseaux est en pleine expansion; les mises en service se multiplient dans le monde entier pour satisfaire à quantité de segments applicatifs. De démonstrateurs technologiques, les microréseaux ont aujourd'hui évolué en projets commerciaux, portés par de solides analyses de rentabilité. Un récent rapport de Navigant Research en recense plus de 400 en service ou en développement dans le monde¹, et prévoit une explosion de la puissance totale installée, de 685 MW en 2013 à plus de 4000 MW en 2020. Si l'Amérique du Nord continuera à dominer le marché, la région Asie-Pacifique se profile à l'horizon 2020 comme un immense relais de croissance pour assouvir la soif énergétique de populations en augmentation, non desservies par l'infrastructure de réseau traditionnelle.

ABB développe de nouvelles technologies pour accompagner cette expansion et relever les défis variés et complexes que posent ces grands chantiers.

Note

¹ *Microgrids Global Market Analysis and Forecasts Report*, Navigant Research, Boulder (Colorado, États-Unis), décembre 2013.

Le stockage d'énergie joue un rôle important dans la stabilisation du micro-réseau et le décalage temporel des EnR pour équilibrer les pointes de production et de consommation.

3 Microréseau hybride solaire-diesel (Marble Bar, Australie)



4 Microréseau hybride éolien-diesel (île de Faial, Açores)



Stockage d'énergie

Le stockage d'énergie joue un rôle important dans la stabilisation du micro-réseau et le décalage temporel des EnR, qui permet de lisser les pointes de production et de consommation. Ces deux fonctions exigent toutefois des techniques de stockage très différentes.

Le dispositif de stabilisation doit réagir très vite, tout en étant sollicité plusieurs fois par minute; la puissance débitée est donc élevée, mais l'énergie stockée très faible. Toutefois, en déplaçant les EnR aux périodes les plus productives, le système devrait pouvoir emmagasiner l'énergie pendant quelques heures pour équilibrer les pointes. Ce cahier des charges amène à privilégier un système

hybride doté de moyens de stockage aux caractéristiques et performances différentes (durée de vie définie en nombre de cycles de charge/décharge, temps de réaction, etc.) → 6. Cette hybridation combinera les avantages de chaque dispositif, à un coût total inférieur à celui des unités individuelles. ABB étudie les avantages et inconvénients de la solution et en développe le contrôle-commande.

Protection

Un système de protection doit pallier les défauts du réseau principal et du micro-réseau. Dans le premier, il faut immédiatement isoler le microréseau pour protéger ses charges; dans le second, il convient d'isoler la plus petite section de ligne possible.

5 Représentation schématique du microréseau de distribution SP AusNet (Australie)

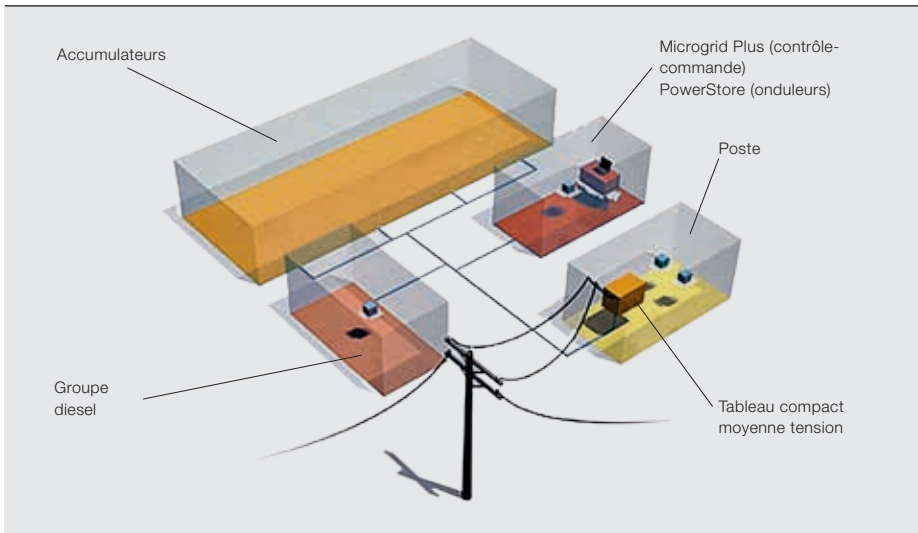
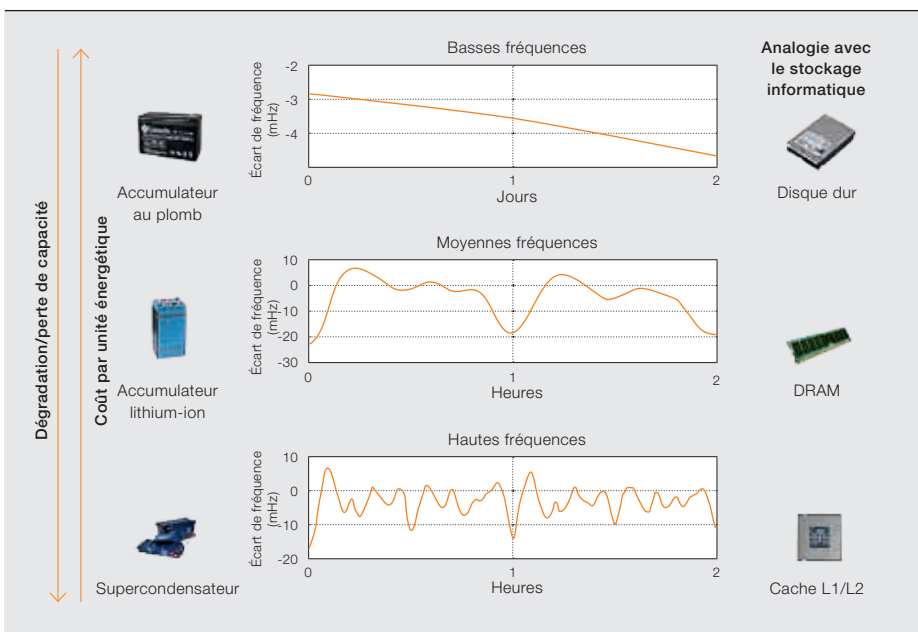


ABB étudie les avantages et inconvénients du stockage hybride d'énergie et son contrôle-commande.

6 Classement hiérarchique du stockage hybride



Des problèmes de sélectivité (déclenchement intempestif ou inutile) et de sensibilité (non-détection de défauts ou retard de déclenchement) de la protection peuvent alors survenir, car le niveau de courant de court-circuit dans un microréseau îloté peut chuter considérablement après déconnexion du réseau principal → 7. ABB étudie deux parades : par automatismes de réseau et par source de défaut dédiée.

Quand un microréseau est protégé par des dispositifs électroniques intelligents *IED* (*intelligent electronic devices*) qui pilotent de multiples groupes de réglages, ces derniers peuvent être commutés en temps réel suivant l'état du microréseau basé sur la logique prédéfinie. Les micro-

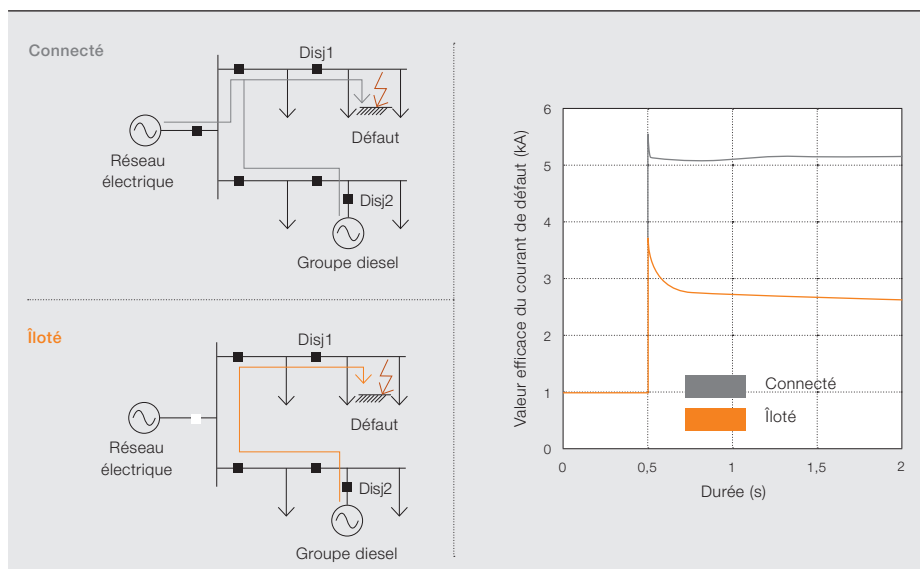
réseaux sont fréquemment protégés par des fusibles calibrés en fonction des niveaux de courant de défaut fournis par le réseau principal. Dans ce cas, il faut qu'au moins une source d'énergie locale délivre un courant de défaut assez élevé pour assurer la sensibilité et la sélectivité des protections. Cette source détectera un court-circuit à partir d'une mesure de tension locale ou distante, et libérera rapidement une grande quantité d'énergie produisant le niveau requis de courant pour faire fondre le fusible.

Gestion énergétique

La part du thermique dans la consommation totale d'énergie des clients finaux est considérable. D'où l'ampleur des gisements d'économie, surtout dans les

Une prévision fine des EnR disponibles et des charges électriques et thermiques sera déterminante pour la répartition optimale de la production d'un micro-réseau.

7 Variation du courant de défaut en modes connecté et îloté



systèmes de cogénération qui permettent aux clients d'améliorer l'efficacité énergétique du site en récupérant la chaleur perdue des générateurs électriques. D'autant que les calories sont bien plus faciles et économiques à stocker que les électrons ! La gestion éco-énergétique du micro-réseau passe donc par une coordination du stockage d'énergie thermique et d'autres sources de chaleur, et des systèmes thermiques et électriques. ABB travaille au développement d'un système de gestion de l'énergie pourvu de cette fonctionnalité. Une prévision fine de l'énergie renouvelable disponible et des charges, tant électriques que thermiques, sera déterminante pour la répartition optimale de la production d'un micro-réseau.

Modélisation

La façon dont un système est modélisé est primordiale, à tous les stades d'un projet de micro-réseau, des études de conception et de faisabilité à la construction et aux essais. Quand, par exemple, une myriade d'EnR fluctuantes vient renforcer un groupe électrogène de secours, la stabilité du micro-réseau ne peut être garantie. Pour optimiser le dimensionnement d'un dispositif de stabilisation comme PowerStore et régler ses paramètres de commande, il faut connaître avec précision le comportement dynamique des groupes diesel existants. Cette réponse dynamique est habituellement évaluée lors d'essais sur le terrain, suivis d'un réglage des paramètres de tous les contrôleurs, retardant la mise en service. Ce ne sera plus le cas avec le

développement d'un contrôleur de micro-réseau capable de récupérer cette information d'une unité pilotée (un vieux groupe électrogène, par exemple) et de la partager avec d'autres automatismes pour en régler automatiquement les paramètres.

Céline Mahieux

ABB Power Generation
Zurich (Suisse)
celine.mahieux@ch.abb.com

Alexandre Oudalov

ABB Corporate Research
Baden-Dättwil (Suisse)
alexandre.oudalov@ch.abb.com

Lecture complémentaire

ABB Renewable Microgrid Controller MGC600,
<http://new.abb.com/power-generation/microgrids-solutions>



Gestion des stocks

Intégration des moyens de stockage d'énergie dans le réseau électrique

STEPHEN CLIFFORD – De nombreux débats sur les énergies renouvelables débouchent sur la problématique du stockage de l'électricité. La diversité des technologies disponibles témoigne de l'absence de solution « taille unique », chacune ayant ses avantages et ses inconvénients. Choisir la meilleure technique pour une application donnée exige de bien comprendre les contraintes fonctionnelles imposées au système de stockage et, inversement, celles que

lui-même va imposer au réseau. Tout système de stockage efficace, fiable et à l'épreuve du temps fait appel à une palette de technologies et de compétences transverses : conversion de puissance, gestion du système et conduite du réseau, prévision et optimisation. En définitive, les solutions de stockage participent pleinement à relever les nombreux défis auxquels sont confrontés les réseaux électriques modernes.

Grâce au progrès des convertisseurs à électronique de puissance, ces batteries s'intègrent en toute transparence dans les réseaux en courant alternatif (CA) et en courant continu (CC) [5].

Technologies clés

Pour autant, disposer de moyens de stockage performants ne suffit pas. D'autres technologies sont nécessaires pour en exploiter le plein potentiel : du matériel électrique, du contrôle-commande et de l'« intelligence ».

Le matériel électrique doit garantir la sécurité et la stabilité du raccordement de la solution de stockage au réseau. Il regroupe le dispositif de stockage, le convertisseur de puissance et l'ouvrage de raccordement CA ou le poste électrique. Ensuite, le système de stockage et le poste doivent être commandés localement pour un fonctionnement sûr et précis, et pour l'exécution des ordres provenant de la conduite du réseau. Enfin, il faut de l'intelligence pour connaître et planifier l'état optimal de chaque ouvrage du réseau. En somme, il s'agit de concevoir une architecture globale qui permette

d'intégrer le stockage au réseau → 1.

Depuis plus d'un siècle, le stockage de l'électricité a toujours été une composante de sa production, de son transport et de sa distribution. Les accumulateurs au plomb du début des années 1880 ont été suivis des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), où l'on

La transition vers des sources d'énergie « non carbonées », l'éolien et le solaire notamment, oblige à repenser le stockage de l'électricité.

Des moyens

La fonction première d'un système de stockage intégré au réseau électrique est d'accumuler de l'énergie à un moment donné

pour la restituer ultérieurement. Le temps de charge et de décharge est probablement le principal critère de choix de la technologie au vu des besoins d'une application → 2.

pompe l'eau en utilisant l'électricité bon marché aux heures creuses pour la restituer par turbinage aux heures de pointe. Aujourd'hui, des groupes de production fonctionnant en sous-capacité et rapidement mobilisables assurent le gros des besoins de stockage, d'où leur nom de « réserve tournante ».

Conversion électronique de puissance

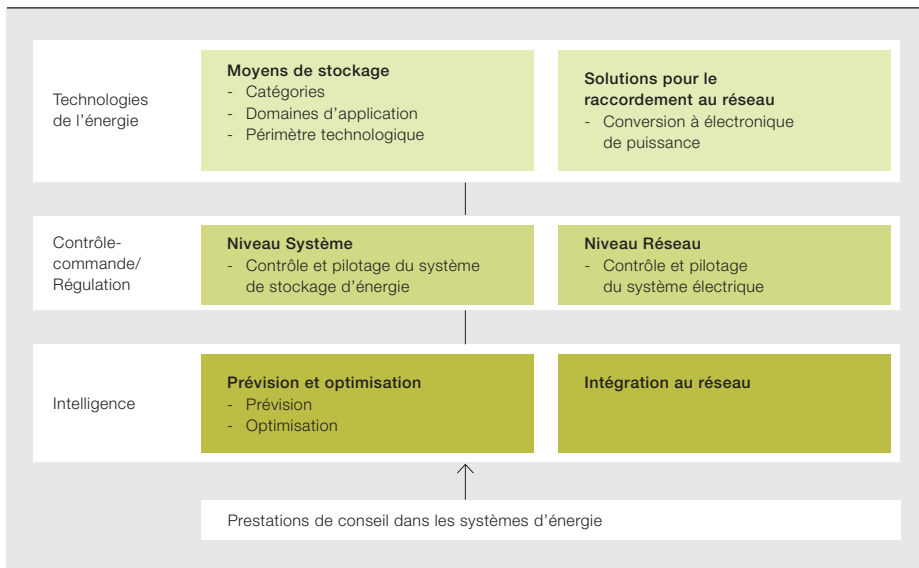
Bon nombre de solutions de stockage fonctionnent « nativement » en CC : condensateurs, supercondensateurs, batteries, etc. Leur raccordement au réseau CA nécessite donc une conversion de puissance. Même les solutions fonctionnant en CA (STEP et volant d'inertie, par exemple) utilisent l'électronique de puissance pour une intégration optimale au réseau.

La transition vers des sources d'énergie « non carbonées », l'éolien et le solaire notamment, oblige à repenser le stockage de l'électricité [1,2]. Des techniques existantes reviennent sur le devant de la scène : c'est le cas, par exemple, des STEP, qui connaissent un nouvel essor [3,4], ou des batteries modernes capables d'accumuler plus d'énergie, de fournir plus de puissance et de durer plus longtemps sans maintenance ou presque.

Photo p. 61

Pour stocker l'énergie dans un réseau électrique, il ne suffit pas d'installer quelques batteries ou supercondensateurs. Il faut bâtir un véritable système de stockage global et efficace à partir de technologies interdépendantes.

1 Technologies clés pour le stockage de l'électricité



Depuis plus d'un siècle, le stockage de l'électricité a toujours été une composante de sa production, de son transport et de sa distribution.

Intégration au système

Une fois raccordé électriquement au réseau, le système de stockage doit être efficacement commandé. Différents matériels et logiciels répondent aux besoins spécifiques de chaque application, allant des systèmes de contrôle-commande distribués pour les microréseaux aux systèmes de gestion de la production pour les STEP.

Intégration au réseau

Un système de stockage d'énergie ne présente un intérêt pour le réseau que s'il est géré de concert avec le parc de production complet, l'ensemble des charges et les autres systèmes de stockage. Le système de conduite du réseau doit être capable de gérer et d'optimiser les actifs limités en énergie et ceux limités en puissance. Cette optimisation s'appuie sur des critères tant économiques que techniques.

ABB propose plusieurs solutions d'optimisation. Le gestionnaire *Network Manager™* de Ventyx, société du Groupe ABB, est une solution polyvalente qui réunit un système de gestion de la production (SGP) et de supervision. Elle permet de programmer et de dispatcher directement les systèmes de stockage massif (STEP ou grosse batterie) en même temps que tous les moyens de production reliés au réseau.

Lorsque le réseau mutualise un grand nombre de petits systèmes de stockage et de sources d'énergie distribuées (photovoltaïque en toiture, par exemple), le sys-

tème *DRMS (Demand Response Management System)* de Ventyx les agrège pour former une centrale électrique virtuelle. Le SGP peut alors programmer et dispatcher cette centrale virtuelle comme s'il s'agissait d'une centrale classique.

Prévision et optimisation

Avec la montée en puissance des énergies renouvelables intermittentes, la précision des prévisions de production, en plus de celles de consommation, devient essentielle.

La solution *Nostradamus* de Ventyx collecte des données multisources (prévisions météo, historique de la production renouvelable et de la consommation) et les recoupe pour faire des prévisions à horizon glissant sur l'état du réseau, plusieurs heures et jours à l'avance.

Validation de la technologie

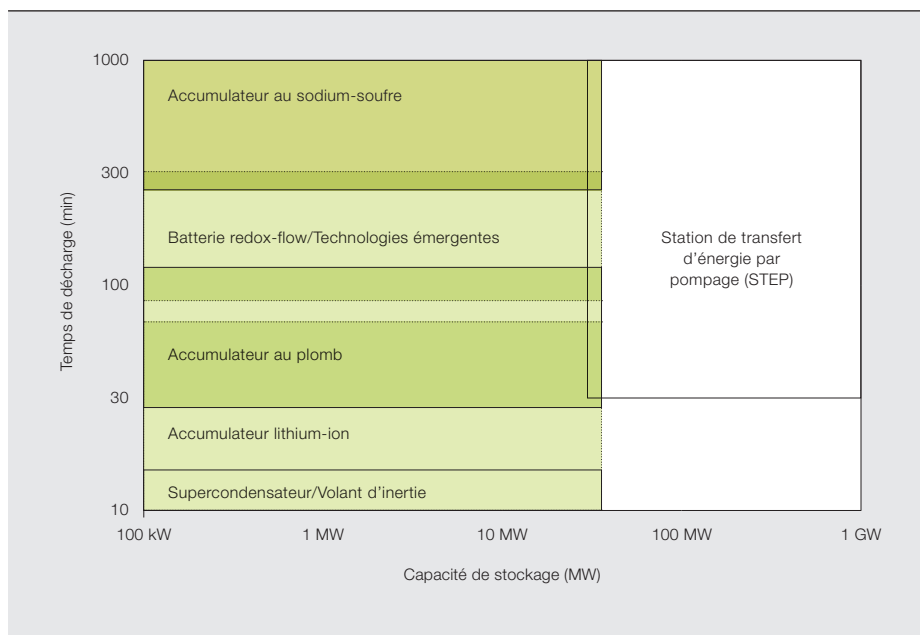
Tous les éléments constitutifs des systèmes de stockage d'électricité sont arrivés à maturité technologique ; testés dans des réseaux en conditions réelles, ils ont fait leur preuve. Électronique de puissance et technologies de contrôle-commande sont d'ailleurs largement utilisées dans ces réseaux à d'autres fins.

Stockage sur batteries

En 2003, ABB a créé une réserve tournante constituée de batteries pour une société d'électricité en Alaska (États-Unis). Une solution à convertisseurs de puissance et batteries nickel-cadmium débite 27 MW pendant 15 minutes et 46 MW pendant 5 minutes, un délai

Disposer de moyens de stockage performants ne suffit pas. Pour en exploiter tout le potentiel, il faut du matériel électrique, du contrôle-commande et de « l'intelligence ».

2 Temps de décharge et capacité des différentes technologies de stockage



amplement suffisant pour permettre au groupe de production local de prendre le relais.

En 2011, dans le cadre d'un partenariat avec un énergéticien suisse, ABB a mis en service le plus gros système de stockage d'énergie sur batterie de ce type en Suisse. La batterie lithium-ion de 1 MW peut accumuler et restituer de la puis-

Pour une STEP dans les Alpes suisses, par exemple, ABB a récemment modernisé un entraînement à vitesse variable à convertisseur quatre quadrants de 100 MW →3, le plus puissant de ce type au monde.

Volant d'inertie

ABB s'est associé à une société d'électricité australienne et à d'autres entreprises pour construire la première centrale hybride diesel-solaire à fort taux de pénétration au monde. Le système de stockage *PowerStore™* par volant d'inertie ou batterie ainsi que le contrôle-commande *Micro-grid Plus* d'ABB permettent des taux

Avec la montée en puissance des énergies intermittentes, la précision des prévisions de production, en plus de celles de consommation, devient essentielle.

sance sur 15 minutes. Intégrée au réseau de distribution, elle assure différentes fonctions comme l'équilibre des pointes de consommation et de la production intermittente, de même que l'optimisation du réseau.

STEP

Depuis plus de 125 ans, ABB développe des technologies et des solutions pour les centrales hydroélectriques. Le Groupe a équipé en matériels électriques et en automatismes plus de 300 ouvrages à travers le monde, des plus petits qui produisent 1 ou 2 MW aux mégaprojets de 10 GW.

de pénétration permanents de 65 % par an et instantanés jusqu'à 100 %.

Gestion du réseau, prévisions et optimisation

Le gestionnaire *Network Manager* de Ventyx compte plus de 400 références dans le monde en 25 ans. Grâce à ses fonctionnalités de téléconduite du réseau et de gestion de la production, il s'est affirmé comme une solution éprouvée pour gérer les STEP et tous les autres types de groupe de production.



Dans le cadre d'un partenariat avec une université et un fournisseur de services énergétiques et d'infrastructures, ABB participe à un projet en Allemagne qui

Seule une compréhension fine de toutes les pièces du puzzle qu'est le réseau électrique et leur mode d'interaction permet de bâtir une architecture de stockage de l'électricité en réseau.

cherche à démontrer qu'un système de gestion de l'énergie est capable d'intégrer au réseau des sources renouvelables, des systèmes de stockage, des systèmes de cogénération et des véhicules électriques. ABB déploie le système DRMS de Ventyx pour créer la centrale virtuelle et son système de téléconduite *MicroSCADA Pro* pour superviser au niveau local et piloter chacun des composants.

Architecture globale

Le système électrique a toujours eu besoin d'une réserve d'énergie sous une forme ou une autre. Jusqu'à présent, on se contentait de stocker du combustible pour les centrales thermiques et de conserver une réserve tournante. L'essor de l'éolien et du PV oblige désormais à stocker l'énergie électrique une fois produite.

Chaque technologie de stockage a ses avantages et ses inconvénients qu'il convient de bien cerner. Après installation, elle doit être parfaitement maîtrisée pour en tirer pleinement profit.

Une fois les équipements en place et les systèmes de contrôle-commande opérationnels, la gestion de l'ensemble nécessite de prendre les bonnes décisions à partir de prévisions fiables sur l'état du réseau et des systèmes de stockage. Il faut pour cela des niveaux supérieurs d'intelligence.

Seule une compréhension fine de toutes les pièces du puzzle qu'est le réseau électrique et leur mode d'interaction permet de bâtir une architecture de stockage de l'électricité en réseau.

Stephen Clifford

ABB Smart Grids
Zurich (Suisse)
stephen.clifford@ch.abb.com

Lectures complémentaires

www.abb.com/smartgrids
Schlunegger, H., « En grande pompe : un convertisseur de 100 MW pour Grimsel 2 », *ABB review*, 2/14, p. 42-47.

Bibliographie

- [1] Koch, B., Husain, B., « Maillage intelligent : tisser un réseau d'énergie efficace pour un monde durable », *Revue ABB*, 1/10, p. 6-9.
- [2] Oudalov, A., *et al.*, « Utility scale applications of energy storage », Energy 2030 Conference, Atlanta (Géorgie, États-Unis), 2008.
- [3] Simond, J. J., *et al.*, « Expected benefits of adjustable speed pump storage in the European network », *Hydropower into the next century*, p. 579-585, 1999.
- [4] Svensson, J., *et al.*, « Improved power system stability and reliability using innovative energy storage technologies », AC and DC Power Transmission, IET, p. 220-224, 2006.
- [5] Rytøft, C., *et al.*, « Semi-conducteurs : inventaire - 1^{re} partie : les chevilles ouvrières des réseaux électriques du XXI^e siècle », *Revue ABB*, 3/10, p. 27-32.



Port d'attache

Efficienc

de la réduction des émissions polluantes par le raccordement au réseau électrique des navires à quai

PÉTR GURYEV – Le trafic maritime est responsable d'environ 4 à 5 % de la pollution mondiale et la part des rejets polluants des navires à quai s'élève à près de 7 % de leurs émissions totales. Ces dernières années, l'attention s'est portée sur l'amélioration de la qualité de l'air dans les zones portuaires. Parmi les technologies disponibles (gaz naturel liquéfié, colonnes de lavage des fumées et carburants propres), la connexion bord à quai est la seule à supprimer totalement les émissions polluantes dans les ports où l'électricité fournie par le réseau terrestre est souvent moins chère et beaucoup plus « verte ». ABB propose différentes solutions depuis 2000, année de mise en service de la toute première connexion bord à quai en haute tension dans le port suédois de Göteborg.

1 Valeurs caractéristiques de différents types de navires

Type de navire	Consommation moyenne (kW)	Nombre d'escales dans un même port (par an)	Durée d'escale (h)	Investissements*	
				À bord (k\$)	À quai (k\$)
Croisière côtière (250+m)	10 000	16	15	1170	6500
Croisière hautière (250+m)	10 000	2	15	1170	6500
Roulier/transbordeur	1500	156	6	975	1430
Collecteur (2500+ EVP)	1200	52	9	1040	1430
Gros porte-conteneurs (5000+ EVP)	2500	8	24	1040	1430
Pétrolier	1200	20	24	780	1430
Vraquier	800	5	168	520	650
AHT/WSV**	80	80	24	78	195

* Pour l'infrastructure électrique de connexion d'un seul navire à la fois
** AHT (Anchor Handling Tug) : remorqueur manipulateur d'ancres
WSV (Well Stimulation Vessel) : navire de stimulation de puits

2 Efficacité des investissements dans les projets de connexion bord à quai de différents types de navires visant à réduire les émissions de SO₂ dans les ports situés en ZCE



Depuis cette première mondiale, de nombreux autres projets de connexion bord à quai ont été menés avec succès. Pour accélérer le développement de cette technologie, les pouvoirs publics stimulent les investissements par des subventions ou des réglementations et incitations fiscales. La quasi-totalité des projets qui ont vu le jour à travers le monde a bénéficié de subventions publiques ou de fonds de soutien. En Amérique du Nord, la cible prioritaire fut le marché des navires de croisière et des porte-conteneurs. Les obligations légales de l'État de Californie furent suivies d'aides financières des gouvernements du Canada et des États-Unis. Les liaisons maritimes directes entre l'Extrême-Orient et la côte Ouest des États-Unis, où le courant quai est déjà obligatoire, servent de catalyseur aux nouveaux projets en Asie pour les porte-conteneurs. En Europe, la majorité de ces projets concerne les navires rouliers et les transbordeurs¹, plus pour des raisons économiques que légales.

Le profil annuel des émissions polluantes à quai varie selon le type de navire, la durée d'escale et la consommation énergétique. Il en va de même du coût des infrastructures à bord et à quai. Par conséquent, une méthode rigoureuse de mesure et d'analyse de l'efficacité de la

réduction des émissions polluantes est nécessaire pour les projets de chaque segment de marché.

Le tableau → 1 détaille les valeurs caractéristiques des principaux types de navires. Les navires de croisière et les porte-conteneurs sont répartis en deux sous-groupes selon le profil et, pour ces derniers, selon leurs besoins énergétiques.

La consommation énergétique annuelle d'un navire à quai peut être calculée au moyen de la formule suivante :

$$\text{Énergie [kWh]} = \text{consommation à quai [kW]} \cdot \text{nombre d'escales} \cdot \text{durée d'escale [h]}$$

En supposant que tous les navires sont équipés de générateurs neufs et qu'ils utilisent les mêmes fiouls marins (diesel MDO/gazole MGO), la réduction annuelle des émissions au port peut être calculée comme suit :

$$\text{Émissions [g]} = \text{énergie [kWh]} \cdot \text{émissions du combustible [g/kWh]}$$

Photo p. 66

En 2012, ABB a livré au port d'Ystad, 5e port suédois, sa solution clé en main de connexion bord à quai pour les rouliers et transbordeurs.

Note

1 Les premiers servent au transport de véhicules sur roues (voitures, camions, remorques) ; les seconds transportent à la fois des passagers et des véhicules.

L'efficacité définit la réduction des émissions polluantes par an pour chaque dollar investi dans les équipements à bord et à quai.

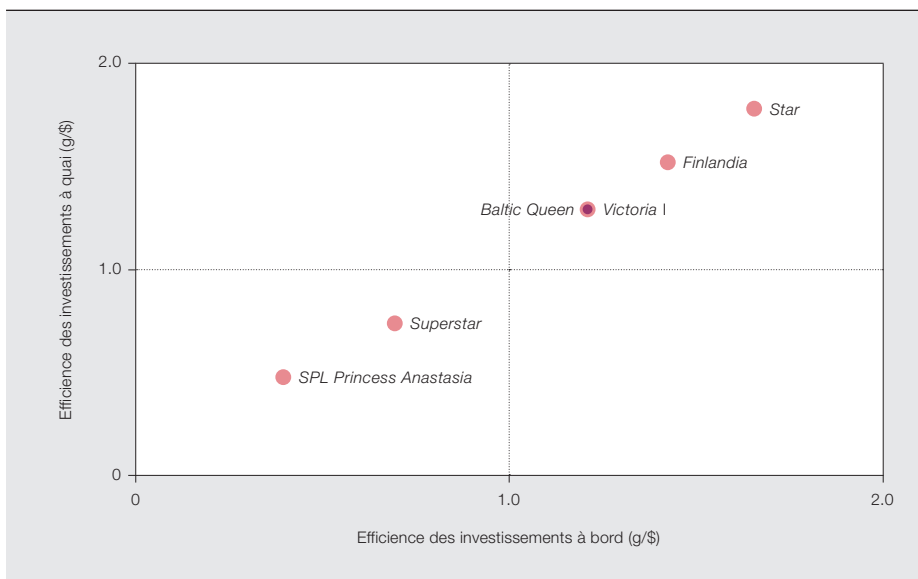
3 Transbordeurs faisant régulièrement escale au port de Tallinn (Estonie)

Liaison maritime	Navire	Nombre estimatif d'escales (par an)	Durée moyenne (pondérée) d'escale (h)	Investissements	
				À bord (k\$)	À quai* (k\$)
St. Peter Line**	<i>SPL Princess Anastasia</i>	50	7,5	780	650
Tallink Silja	<i>Victoria I</i>	180	8	975	910
Tallink Silja	<i>Baltic Queen</i>	180	8	975	910
Eckerö	<i>Finlandia</i>	600	3,75	975	910
Viking Line	<i>Viking XPRS</i>	734	5,6	975	910
Tallink Silja	<i>Star</i>	1095	3	975	910
Tallink Silja	<i>Superstar</i>	1095	1	975	910

* Investissements moins lourds en l'absence de conversion de fréquence

** Coûts d'investissement d'une connexion à quai basse tension (BT)

4 Efficacité des investissements dans les projets de connexion bord à quai pour réduire les émissions de SO₂ des rouliers et transbordeurs faisant régulièrement escale à Tallinn



Le dioxyde de soufre (SO₂) comptant parmi les gaz d'échappement les plus polluants, ABB l'utilise pour ses études comparatives de la connexion bord à quai. Dans les zones de contrôle des émissions (ZCE), la législation fixe à 0,1 % la teneur maximale en soufre des fiouls MDO/MGO. Les émissions maximales de SO₂ dans ces zones est de 0,41 g/kWh². La figure → 2 indique l'efficacité des investissements dans la connexion bord à quai de différents types de navires visant à réduire les émissions de SO₂ dans les ports.

Cette efficacité correspond au rapport des émissions annuelles portuaires sur les investissements en infrastructures électriques à quai ou à bord des navires. En supposant que les générateurs des différents types de navires ont le même âge et qu'ils consomment le même type de fioul au port, on postule les mêmes

émissions du combustible. Ce rapport fixe la réduction des émissions polluantes par an pour chaque dollar investi dans les équipements à bord et à quai.

Pour les rouliers et les transbordeurs, ce rapport est parmi les plus élevés. La réduction des émissions est directement liée à la consommation énergétique. Si, pour chaque kWh d'origine terrestre, le port ou le navire pouvait gagner ou économiser une somme fixe, le rapport

d'efficacité pourrait servir de référentiel pour le délai de récupération entre les différents types de navires. Dans ce cas, les rouliers/transbordeurs afficheraient le délai de récupération le plus court pour les investissements à quai et à bord. Soulignons que ce schéma est basé sur un profil standard de navire; certains projets peuvent présenter une efficacité inférieure ou supérieure.

Le 26 mars 2014, la Commission européenne adoptait la « décision d'exécution » établissant un programme de travail pluriannuel pour une assistance financière dans le domaine du mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE) – secteur des transports pour la période 2014–2020, favorisant le développement du réseau transeuropéen de transport (RTE-T). 64 ports³ pourraient bénéficier d'une aide communautaire pour les projets de connexion bord à

Notes

- 2 Fioul marin propre à teneur maxi en soufre de 0,1 % utilisé par l'outil d'analyse de rentabilité d'ABB. Pour les zones sans contrôle des émissions, la teneur maxi en soufre du fioul est de 3,5 % ; le niveau maximal d'émissions de SO₂ est de 14,35 g/kWh.
- 3 Commission européenne, *The Core Network Corridors*, [en ligne], disponible sur : http://www.tentdays2013.eu/Doc/b1_2013_brochure_lowres.pdf, septembre 2013.



La connexion bord à quai répond parfaitement à la problématique des émissions polluantes des navires en escale.

quai conformément aux priorités fixées pour les Autoroutes de la mer⁴. Ils pourraient prétendre à des financements européens à hauteur de 20 % maxi⁵, selon la réglementation MIE, sous réserve d'une analyse coûts-avantages appropriée. Partant du précédent schéma, un exemple d'analyse fut réalisé pour les transbordeurs faisant régulièrement escale au port estonien de Tallinn → 3.

Ses autorités portuaires envisagent l'installation d'infrastructures de courant quai. Au vu des contraintes budgétaires, l'investissement ira au type de navires offrant l'efficacité de réduction des émissions la plus élevée. Le cabotage entre les États baltes, la Finlande et la Suède est très concurrentiel ; les compagnies maritimes font souvent tourner leurs navires entre les différentes liaisons selon la demande et les performances de l'entreprise. Il est donc difficile de prédire, sur le long terme, la durée et la régularité des escales de chaque navire. L'analyse de l'efficacité est basée sur les données des liaisons intermittentes récupérées en juin 2014. Deux navires en sont exclus : le *Tallink Europa* car utilisé par l'arrière et le *Viking XPRS*, propulsé au GNL, dont les émissions à quai sont déjà réduites. Les dépenses d'investissement sont calculées pour une infrastructure électrique clé en main.

Notes

4 Projet RTE-T « destiné à promouvoir des liaisons de transport maritime non-polluantes, durables, avantageuses et efficaces », www.mos-helpdesk.eu.

5 Selon la décision d'exécution de la Commission C(2014)1921.

Parmi les transbordeurs accostant à Tallinn, seul le *SPL Princess Anastasia* est équipé pour le courant quai (basse tension uniquement, 2700 kW/0,4 kV maxi). Le tableau de branchement électrique à quai du navire fut installé pour les escales à Stockholm où l'électricité est beaucoup moins chère du fait d'un allègement de la fiscalité indirecte [1]. Les besoins moyens de puissance nominale du *SPL Princess Anastasia* sont estimés à 2000 kW. Selon une étude ABB, ceux du *Victoria I* et du *Baltic Queen* sont de même ordre avec un pic à 2500 kW. En supposant que tous les autres navires consomment autour de 1500 kW, le *Tallink Star* ne nécessitera que 1200 kW du fait d'escales de nuit lorsque la consommation électrique est beaucoup plus faible. Tallinn se trouvant en ZCE, l'efficacité de la réduction des émissions polluantes avec la connexion bord à quai pour chaque projet peut ainsi être calculée → 4.

La meilleure solution pour l'environnement

Le soutien financier public est un moyen probant pour favoriser les projets anti-pollution exigeant de lourds investissements. Les fonds communautaires disponibles pour le développement des infrastructures portuaires rentrant dans le cadre du RTE-T doivent aller aux projets les plus rentables. La connexion bord à quai répond parfaitement à la problématique des émissions polluantes des navires en escale → 5. Même si l'efficacité des investissements dans les infrastructures peut varier fortement d'un type de navire à l'autre, les rouliers et

transbordeurs affichent le plus souvent les meilleurs résultats ; ils devraient, à ce titre, constituer une cible prioritaire pour la mise en œuvre du réseau RTE-T.

Petr Guryev

Ancien collaborateur ABB Smart Grids
petr.guryev@gmail.com

Pour aller plus loin, rendez-vous sur www.abb.com/ports ou contactez-nous à l'adresse shore-to-ship@ch.abb.com.

Bibliographie

[1] Guryev, P., « Le bon air de la mer », *ABB review*, 3/14, p. 76-79.

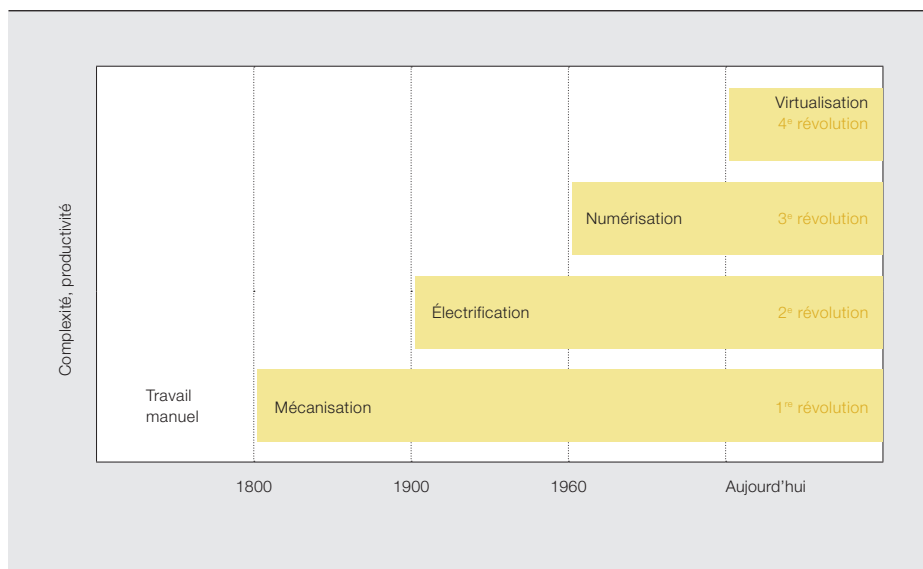


L'ère de la virtualisation

ABB, pionnier d'un nouveau cycle d'innovation industrielle

MARTIN W. KRUEGER, RAINER DRATH, HEIKO KOZIOLEK, ZIED M. OUERTANI –

L'interpénétration croissante du numérique et des machines, de l'Internet et des chaînes de fabrication annonce une « quatrième révolution industrielle », thème phare des colloques et débats sur l'usine du futur. Parmi les projets œuvrant à cette transformation radicale de la production et des *process* figure l'initiative allemande *Industrie 4.0*. ABB y participe activement aux côtés des groupes de travail de différentes organisations professionnelles¹ pour étudier l'impact et les enjeux techniques de cette mutation annoncée chez ses propres clients.



Cette «révolution 4.0» est le fruit de la convergence d'une industrie mondialisée et de la montée en puissance du calcul informatique et du traitement analytique, de la baisse des coûts de l'instrumentation et des nouvelles capacités de dialogue et d'interconnexion qu'offre l'Internet.

La première révolution industrielle est née avec l'invention du métier à tisser, à la fin du XVIII^e siècle, qui affranchit l'homme du travail manuel pour lui substituer la force de la machine. Cette mécanisation s'échelonna sur 150 ans, grâce à la machine à vapeur et à l'exploitation de l'énergie hydraulique. Puis l'électrification et l'automatisation amorcèrent une deuxième révolution industrielle,

synonyme, comme la première, de spectaculaires gains de productivité.

Plus près de nous, une troisième révolution débuta en 1969 avec l'apparition de l'automate programmable (API) et sa commande séquentielle, qui prirent le pas sur la logique câblée et les armoires électromécaniques à relais. Ce «fantasme de l'automatisation industrielle» est au fondement de l'architecture pyramidale de la production², des systèmes évolués de contrôle-commande des procédés et, aujourd'hui, de l'usine 4.0 → 1.

Coup d'envoi

L'avènement de l'Internet grand public dans les années 1990 a bouleversé nos modes de vie : réseaux sociaux, télévision interactive et accès quasi instantané à une masse d'informations font aujourd'hui partie du quotidien.

Une révolution comparable se profile dans l'industrie avec l'utilisation croissante des technologies Internet : une tendance constatée aussi bien par les gouvernants que les industriels du monde entier. Les outils de production sont de plus en plus interconnectés par des liaisons sans fil et reliés à un réseau privé ou à Internet. À terme, ils seront capables d'échanger des informations, de déclencher des actions et de se piloter l'un l'autre, en plus grande autonomie.

Nombreux sont les vecteurs de développement de ce nouveau concept dans le monde, sous diverses appellations selon les pays et les acteurs du domaine, comme *Industrie 4.0* en Allemagne, *Industrial Internet* aux États-Unis [1,2] ou encore *Industry 4.0* chez ABB. Ces initiatives, qui reposent sur des technologies en lien avec l'Internet des objets connectés tous azimuts (montres, voitures, réfrigérateurs, etc.) et les systèmes «cyber-physiques» mêlant réalité matérielle et virtualisation logicielle, entendent préparer l'industrie mondiale à cette nouvelle donne. En plus de participer activement à ces groupes de travail, les équipes de recherche-développement Industry 4.0 d'ABB façonnent les briques technologiques de l'usine du futur.

Leviers techniques

La démarche s'appuie sur plusieurs moteurs de progrès → 2. Moins chers et immédiatement accessibles, les réseaux de communication irrigueront toute l'industrie, favorisant la collecte de données, le développement, l'exploitation, la maintenance et des services avancés.

Des initiatives s'efforcent de préparer le terrain de la production mondiale 4.0.

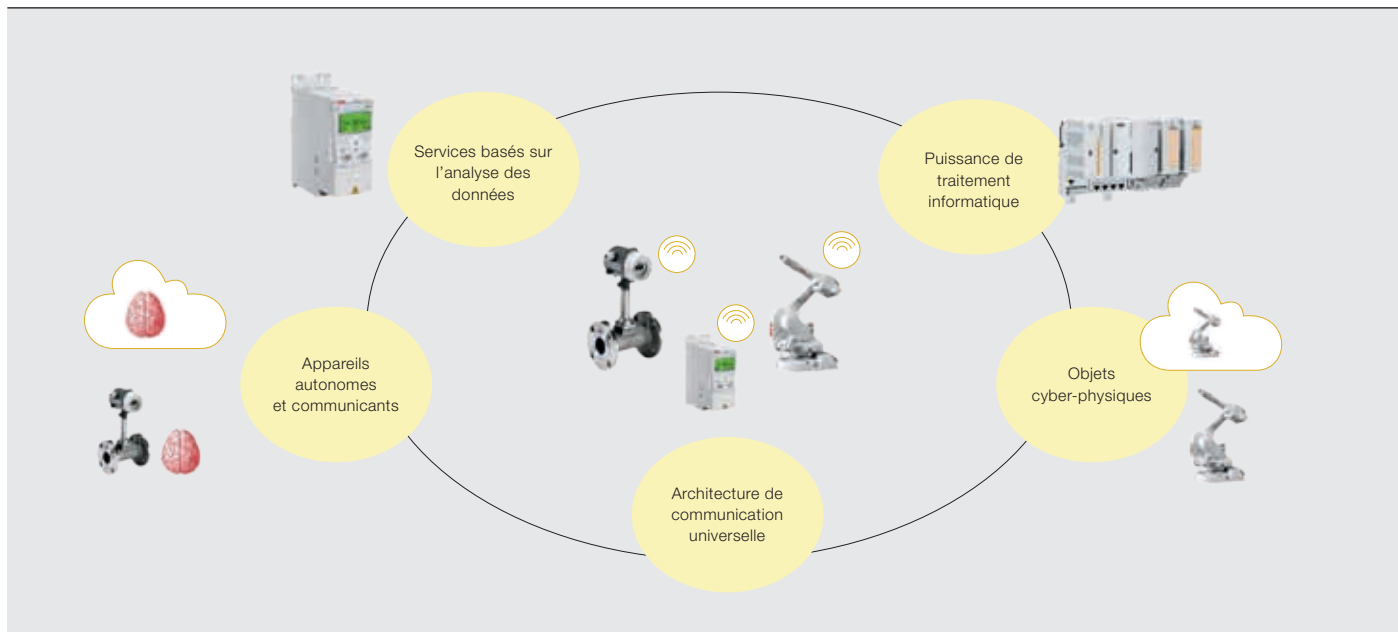
L'installation d'un réseau permettra d'augmenter le nombre d'appareils, de machines, d'installations et de sites connectés à Internet ou à un réseau privé

Photo p. 70

Les robots, parties prenantes de la quatrième révolution industrielle

Notes

- 1 Dont VDMA (fédération allemande de la construction mécanique), ZVEI (industrie électrotechnique et électronique allemande), VDI/VDE (normalisation) et Platform Industrie 4.0
- 2 Représentation hiérarchisée de l'environnement de production en plusieurs niveaux d'équipements et de systèmes



Équipements, machines, ateliers et sites seront capables de stocker toutes les informations les concernant, au-delà de leur représentation physique.

d'entreprise ; chacun de ces objets physiques aura son équivalent logique qui lui donnera une seconde identité, cette fois virtuelle, dans le cybermonde. Faciles à localiser, à explorer et à analyser, ces objets cyber-physiques contiendront des informations sur leurs fonctionnalités et besoins.

Équipements, machines, ateliers et sites seront ainsi capables de stocker toutes les informations les concernant, au-delà de leur représentation physique, dans l'objet de données véhiculé sur le réseau. Chacun y publiera directement ses données d'état mises à jour, son historique, la documentation associée ou ses exigences techniques, toute cette information étant facilement actualisable par le possesseur de l'objet, un technicien de maintenance ou un système de rang supérieur.

Les systèmes cyber-physiques embarqueront des algorithmes évolués et des logiciels capables de traiter ces nouvelles données pour créer des services à valeur ajoutée jusqu'ici techniquement ou économiquement irréalisables → 3. Si ces « cyber-services » sont encore à l'étude [4], les téléservices ou les services basés sur les données en sont d'ores et déjà les précurseurs.

L'intégration croissante d'objets cyber-physiques à un réseau bâti sur la technologie Internet conduira inévitablement à un traitement plus poussé de

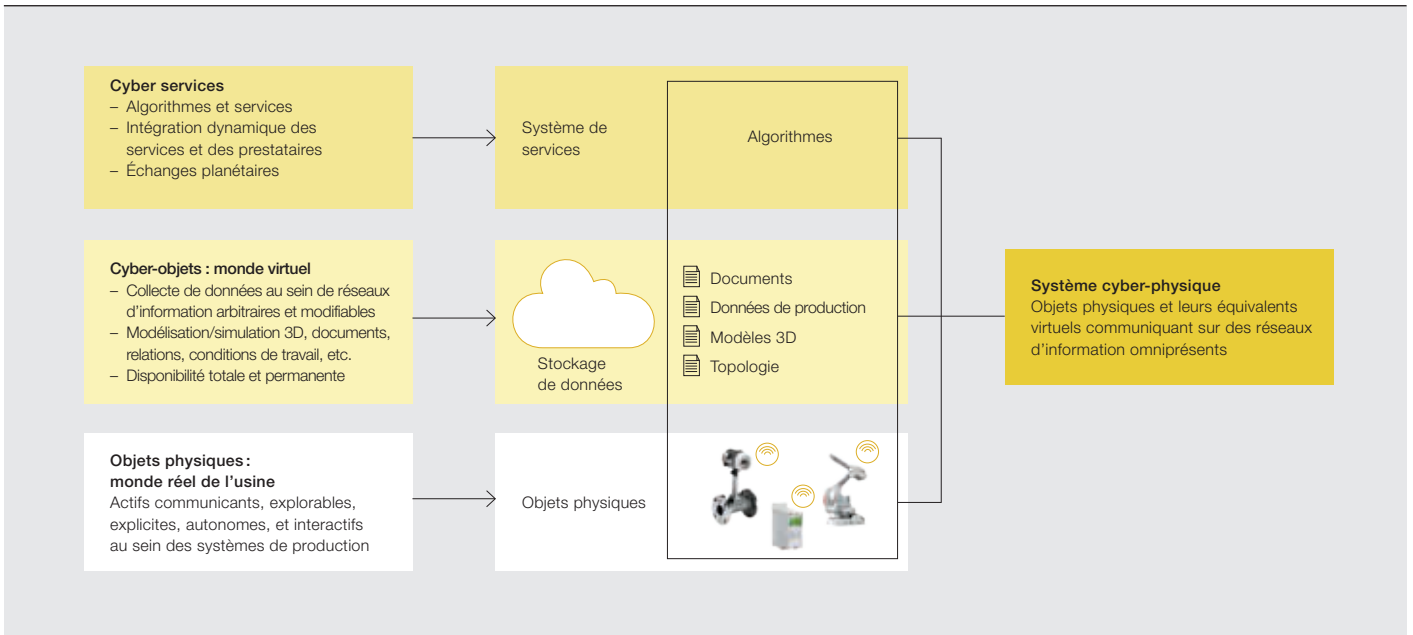
l'information. De nouveaux concepts issus du commerce électronique grand public (B2C), comme le *plug and play* informatique (ajout et mise à jour de périphériques par téléchargement de pilotes sur le Web) ou le « prêt à produire » dans l'industrie (remplacement automatique

Tous les objets physiques connectés seront représentés par des objets de données dans le réseau.

d'appareil d'ancienne génération sans intervention manuelle ni mise en service ou maintenance), investiront le marché interentreprises B2B.

Les systèmes cyber-physiques existent depuis quelque temps dans le B2C. Témoin cette application en Allemagne qui facilite aux automobilistes l'achat de carburant : chaque station-service du réseau transmet ses tarifs à une centrale qui collecte et traite ces informations. La valeur de chacun de ces objets de données est certes minime, mais avec les progrès des technologies et applications mobiles, ce sont aujourd'hui des millions de consommateurs qui peuvent ainsi acheter leur carburant en connaissance

3 Système cyber-physique



4 Exigences industrielles



de cause, en comparant les prix à la pompe sur leur smartphone. Dans cet exemple, le cyber-système s'articule autour de trois éléments: l'objet physique (station-service), le cyber-objet (représentation virtuelle de la station avec ses données) et la couche logicielle (appli mobile).

Les attentes des industriels

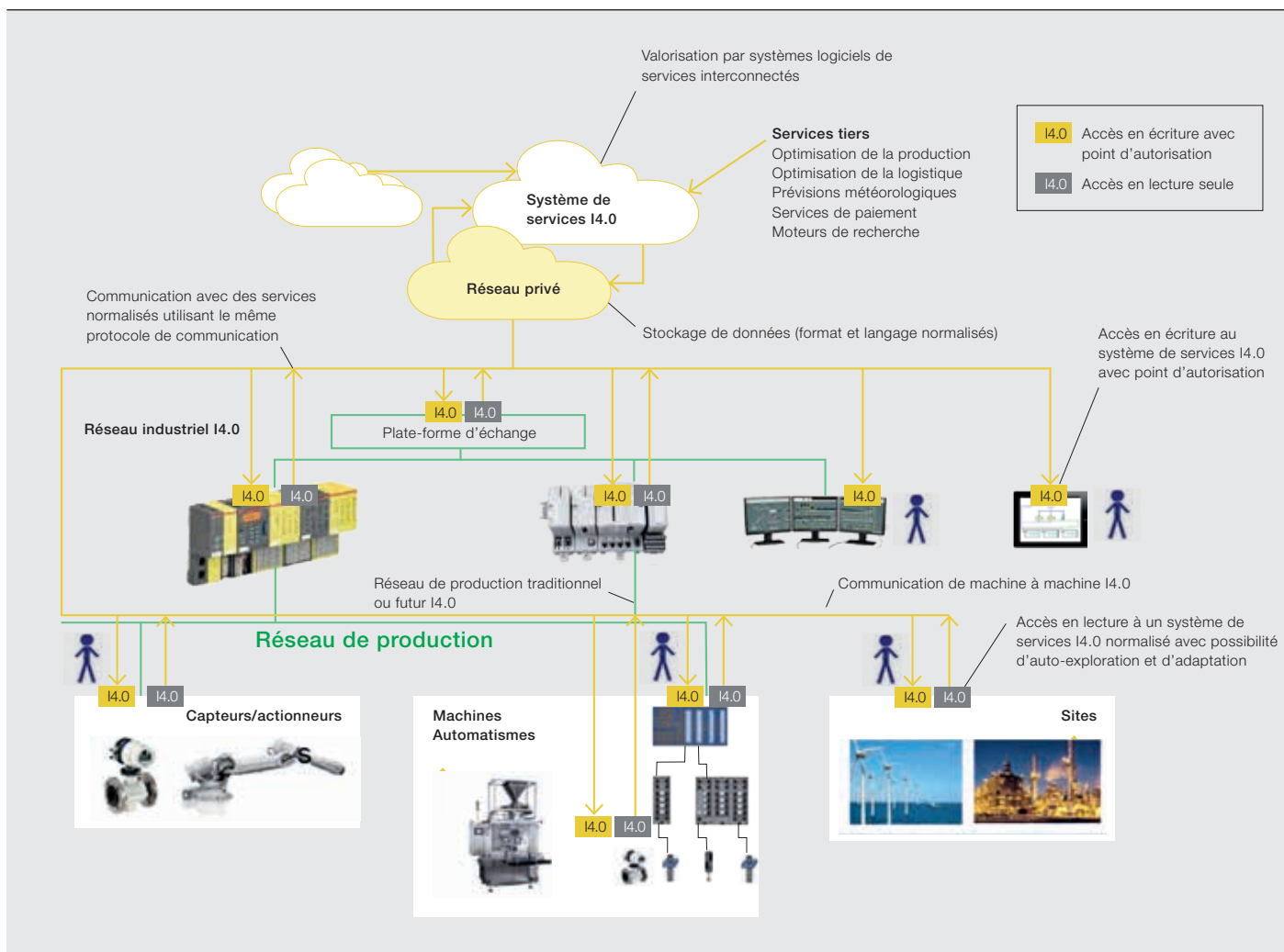
Si l'introduction des technologies de l'Internet et de la communication dans l'industrie est un formidable levier de productivité et de flexibilité, elle suscite néanmoins des inquiétudes, notamment chez les propriétaires de site qui jonglent entre investissements, savoir-faire, capacités de production et bénéfices. Parmi les différentes visions de l'usine 4.0, la création de valeur reste à identifier.

Asseoir durablement cette quatrième révolution industrielle oblige à respecter certaines exigences pratiques → 4.

- Pour pérenniser les investissements, les nouvelles technologies doivent être introduites par étapes dans l'environnement industriel, sans arrêter les machines ni les procédés existants ;
- Pour garantir la stabilité, les technologies Internet ne doivent pas interrompre la production, du fait de pannes réseau ou d'accès distants aux actifs industriels ;
- L'accès aux données propres à l'usine doit être placé sous haute surveillance : l'accès en écriture aux équipements, machines et installations de production doit faire l'objet d'un contrôle de validité pour chaque intervention effectuée en cours de production ;
- Comme toujours, la sécurité prime : pour sécuriser l'information et contrôler les volets sensibles de la production, il faut empêcher tout accès non autorisé aux données et services.

En outre, le cahier des charges non fonctionnel de la production (disponibilité, temps réel, fiabilité, robustesse, cycle de vie, productivité et coût) est encore plus strict que celui des systèmes informatiques sur d'autres marchés. ABB en tient compte dans tous ses projets de recherche-développement liés à l'usine 4.0.

Intégrés au cyber-système, des algorithmes évolués et des logiciels embarqués seront capables d'explorer les nouveaux jeux de données.



Disponibilité, fiabilité, robustesse, etc. : les systèmes de production ont de grandes exigences non fonctionnelles.

Un aboutissement en plusieurs étapes

Pour favoriser l'essor de cette nouvelle ère industrielle, ABB a développé une « topologie d'intégration », adoptée par le comité de pilotage d'Industrie 4.0 [5], qui permet une introduction progressive des nouvelles technologies et des nouveaux procédés de fabrication.

Son principe ? Séparer le réseau de production actuel et le nouveau réseau industriel 4.0, la séparation pouvant être physique ou logique, au sein des réseaux Ethernet existants → 5. Dans notre représentation, le réseau de production (en vert) symbolise un système d'automatisation répondant aux besoins et contraintes de disponibilité, de fiabilité, de pérennité et de sécurité de l'industrie ; le réseau I4.0 (jaune) autorise quant à lui de nouveaux services et crée de la valeur ajoutée pour l'utilisateur. La production étant dissociée du réseau I4.0, elle ne peut pas être interrompue par les défaillances de ce dernier.

Dans un premier temps, les machines, appareils, lignes de production et usines sont accessibles en lecture seule (pavés jaunes) sur I4.0 : les participants authentifiés peuvent consulter les identifiants de machines, les diagnostics, les paramètres ou données de production. Ces informations serviront de socle aux futurs processus de création de valeur. Dans un deuxième temps, un accès en écriture sera introduit avec instance d'autorisation (pavés gris) pour éviter toute action indésirable sur la production en cours.

Les données du réseau I4.0 sont collectées dans un système de stockage privé et sécurisé. Leur accès est contrôlé par le détenteur des données (opérateur, par exemple), et leur publication dans les services I4.0, par des interfaces et des systèmes d'autorisation. La valeur ajoutée peut être créée soit par les services intégrés au système de données privé, soit par des services tiers au sein du système de services I4.0.

La topologie d'intégration permettra d'échelonner la mise en place des nouvelles technologies et nouveaux procédés.

Cette topologie d'intégration répond aux exigences industrielles de protection des investissements, de stabilité du système, de pilotage et de sécurité des données.

Préalables et perspectives

Les multiples composantes de la production 4.0 ne datent pas d'aujourd'hui. L'informatique en nuage (*Cloud*), les équipements réseau, les interfaces de communication et les services basés sur les données sont déjà bien implantés sur de nombreux marchés. Avant de passer à l'étape suivante, il faut toutefois s'accorder sur

- un « langage commun » (protocole, format et représentation) pour identifier, collecter et stocker les données ;
- des services standardisés, basés sur des interfaces, des transmissions et une sémantique normalisées ;
- des principes comme l'« auto-exploration » (*plug & explore*) pour faciliter la création de valeur entre fournisseurs ;
- la mise à disposition de services pour créer de la valeur ajoutée à partir de la disponibilité des données entre fournisseurs ;
- l'interconnexion des services avec des services tiers ;
- la mise à disposition en temps réel des données sur l'ensemble de la chaîne de valeur et de la chaîne logistique ;
- l'adaptation dynamique et en partie autonome des services de production aux changements d'environnement d'exploitation (remplacement d'appareils ou mise à jour logicielle en cours de production) ;
- la réorganisation des procédés de fabrication pour en exploiter systématiquement les données et services.

Cette nouvelle révolution industrielle a de l'avenir, mais la création de valeur ajoutée pour le client est tributaire d'une meilleure compréhension des besoins de normalisation nécessaires à l'interaction des technologies I4.0. Il importe également de rechercher des exemples de

mise en œuvre de la plate-forme dans différents écosystèmes industriels pour en confirmer le potentiel [4]. Industry 4.0 sera pour les clients ABB l'occasion de consolider leurs avantages concurrentiels sur les marchés actuels et de faciliter la conquête de nouveaux segments. Dans cette optique, ABB analyse la rentabilité et la faisabilité technique de cette révolution avec sa gamme de produits, et participe activement aux travaux de normalisation tout en s'efforçant de mieux cerner les attentes de ses clients et leurs difficultés.

Martin W. Krueger

Rainer Drath

Heiko Koziolok

Zied M. Ouertani

ABB Corporate Research

Ladenbourg (Allemagne)

martin.krueger@de.abb.com

rainer.drath@de.abb.com

heiko.koziolok@de.abb.com

mohamed-zied.ouertani@de.abb.com

Bibliographie

- [1] Evans, P. C., Annunziata, M., *Industrial Internet: Pushing the boundaries of minds and machines*, livre blanc General Electric, 2012.
- [2] Kagermann H., et al., *Recommendations for implementing the strategic initiative INDUSTRIE 4.0*, rapport technique acatech, avril 2013.
- [3] Drath, R., Horch, A., « Industry 4.0: Hit or Hype? », *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 8(2), p. 56–58, 2014.
- [4] Kagermann, H., et al., *Smart Service Welt: Recommendations for the Strategic Initiative Web-based Services for Businesses*, rapport technique acatech, mars 2014.
- [5] Plate-forme Industrie 4.0, *Exemplarische Integrationstopologie*, [en ligne], disponible sur : <http://www.plattform-i40.de/sites/default/files/I40%20-%20Exemplarische%20Integrationstopologie.pdf>, 10 avril 2014.



Télé-expert robotisé

Les robots de téléprésence ABB
au service de la maintenance

ELINA VARTIAINEN, VERONIKA DOMOVA – Pratiquement tous les secteurs industriels sont confrontés à un manque d'experts et cherchent à exploiter au mieux les compétences disponibles. Dans ce contexte, les robots de téléprésence suscitent un intérêt croissant. Au sein d'un site, ce type de robot virtualise la présence physique de

l'expert humain situé à distance et permet l'interaction entre ce dernier et le personnel local. L'« expert sur roulettes » d'ABB est un concept de robot de téléprésence industriel qui améliore l'efficacité du travail collaboratif entre l'expert et les équipes de maintenance et d'entretien sur place.

1 Le robot est monté sur une solide embase à roulettes en caoutchouc qui confère une excellente adhérence au sol. Les ouïes de ventilation empêchent tout échauffement.



La démocratisation de l'informatique, les connexions sans fil et la vidéo temps réel de haute qualité servent de tremplin au développement des robots de téléprésence. Grâce au retour vidéo et audio, le robot donne l'illusion d'une présence physique à celui qui le pilote à distance. Un expert peut ainsi être virtuellement présent à une conférence, une réunion ou dans une usine, sans se déplacer. Ces robots accroissent en général la disponibilité des experts qui, à distance, commandent leurs déplacements pour inspecter un site au moyen d'une caméra et dialoguer avec leurs collègues sur le terrain.

Les robots de téléprésence ouvrent de nouvelles perspectives au travail collaboratif dans l'industrie, notamment lorsqu'un intervenant local a besoin de l'assistance d'un expert distant. Ce dernier est mieux à même de comprendre une situation en déplaçant lui-même le robot. Si, en plus, le télé-expert peut transmettre ses notes au personnel sur place, il dispose d'un bon outil pour guider ce dernier dans les tâches complexes de maintenance.

Photos

Le robot de téléprésence ABB, un outil de travail collaboratif pour les experts à distance et les équipes de terrain

L'expert déplace le robot avec une application bureautique sous Windows qui affiche les images vidéo de la scène filmée.

Intéressé par cette technologie, ABB a développé un concept de robot industriel de téléprésence visant à renforcer l'efficacité des experts ABB dans la résolution des problèmes de maintenance et d'entretien, en collaboration avec le personnel d'intervention chez les clients.

Paramètres de conception

Pour développer leur prototype, les chercheurs ABB étudièrent les solutions similaires proposées par d'autres marchés et laboratoires de recherche afin de recenser les pratiques, expériences et exigences consensuelles des robots de téléprésence [1, 2]. L'étude révéla, entre autres, que la vidéo pouvait améliorer la compréhension d'une situation par le télé-expert lorsque le système

- possède un large champ de vision ;
- délimite clairement l'espace visuel partagé ;
- permet à chacun de suivre ce que l'autre regarde ;
- autorise les gestes dans l'espace visuel partagé.

Autre contrainte fréquente : les ambiances industrielles humides, poussiéreuses, etc. Pour s'en protéger, l'enveloppe du robot doit être monobloc et parfaitement étanche.

La caméra vidéo du robot auto-porteur et mobile filme la scène alors que les annotations du télé-expert sont projetées sur l'équipement.

2 Projection des annotations du télé-expert sur l'équipement



Enfin, les problèmes de connexion internet au sein de certains sites industriels doivent être résolus par des algorithmes automatiques qui garantissent la qualité de l'image vidéo.

Prototype

Partant de ces exigences, un prototype d'expert sur roulettes fut développé. Il s'agit d'un robot autoporteur et mobile dont la caméra vidéo filme la scène alors que les annotations du télé-expert sont projetées sur l'équipement concerné. Le robot est déplacé à distance par une application bureautique sous Windows qui affiche les images vidéo. Les annotations du télé-expert sur son écran sont projetées sur l'équipement.

La convivialité de ce téléguidage est garantie par un assistant interactif qui simplifie le travail collaboratif en suivant les étapes habituelles :

- 1) Positionnement du robot ;
- 2) Sélection de l'objet ou de la zone à visionner ;
- 3) Adaptation de la zone de projection à la zone sélectionnée ;
- 4) Annotations.

Une fois que l'intervenant local a positionné et démarré le robot, le télé-expert prend le relais et peut, au besoin, repositionner le robot pour une vue différente. L'intervenant garde ainsi les mains libres. Le robot est équipé d'un haut-parleur et d'un microphone permettant aux deux personnes de dialoguer.

3 Le capot anti-rayures du robot comporte des perçages pour le projecteur, la caméra, le haut-parleur et le microphone.



Le robot projette sur l'équipement contrôlé les annotations du télé-expert.

Portait-robot

Le robot, monté sur une embase mobile à roulettes tournant dans toutes les directions, s'immobilise instantanément → 1. Son cœur est un mini-ordinateur sous Windows avec carte réseau, mémoire et processeur. Son logiciel pilote toutes les interfaces, gère les connexions, traite les instructions du télé-expert et lui transmet les vidéos 2D haute qualité. Pour que ses annotations soient parfaitement lisibles, le robot embarque un projecteur compact qui les reproduit sur l'équipement en question → 2. Un algorithme semi-automatique synchronise le système de coordonnées de la caméra avec celui du projecteur. Dans les futures versions, la synchronisation sera automatique et transparente aux deux utilisateurs. La mobilité du robot et son fonc-

tionnement sans fil sont assurés par une batterie rechargeable d'une autonomie de deux heures.

L'enveloppe extérieure du robot a été durcie pour les environnements industriels. La coque de protection en plastique anti-rayures comporte des perçages pour le projecteur, la caméra, le haut-parleur et le microphone → 3. Des ouïes de ventilation empêchent tout échauffement. L'embase métallique mobile d'une capacité de charge de 20 kg est dotée de roulettes en caoutchouc pour une bonne adhérence au sol.

Le temps de démarrage du robot a fait l'objet d'une attention particulière car chaque seconde perdue peut coûter cher. Actuellement, le robot démarre ou

La coque en plastique anti-rayures comporte des perçages pour le projecteur, la caméra, le haut-parleur et le microphone.

redémarre par simple appui sur un bouton et ne nécessite qu'une poignée de secondes pour être opérationnel et prêt à travailler.

Accueil favorable

Une centrale électrique a servi de banc d'essais au prototype. De l'avis général, le concept pourrait être proposé par ABB sous la forme d'une prestation de services à ses clients industriels qui utiliseraient le robot pour une assistance, une aide au dépannage des équipements ABB ou d'autres tâches.

Il ressort également que le concept serait particulièrement avantageux pour des tâches générales de maintenance et d'entretien. Ainsi, le robot pourrait augmenter les capacités visuelles et auditives de l'intervenant, ou encore superviser seul des zones difficiles pour l'homme et signaler des points exigeant une attention particulière. Enfin, il pourrait projeter le contenu de manuels volumineux à consulter.

Le concept a aussi donné lieu à des idées de futurs développements comme, par exemple, une version à trépied facile à transporter pour remplacer le robot à roulettes handicapé par certains obstacles (terrain accidenté, portes et escaliers). De même, un casque audio sans fil permettrait d'améliorer la qualité sonore, le haut-parleur étant masqué par le bruit ambiant. Enfin, le robot devrait être équipé d'une caméra de vision nocturne et, éventuellement, d'imagerie thermique afin de détecter les équipements qui s'échauffent.

Comme sur des roulettes

Le concept d'expert sur roulettes constitue un bon outil d'amélioration du travail collaboratif en maintenance industrielle, comme le prouvent les premiers essais. Les experts ABB et les équipes de terrain tireraient avantage des robots de téléprésence. Reste à résoudre certaines questions concernant, par exemple, l'ergonomie et les fonctionnalités requises. ABB y travaille . . .

Elina Vartiainen

Veronika Domova

ABB Corporate Research

Västerås (Suède)

elina.vartiainen@se.abb.com

veronika.domova@se.abb.com

Bibliographie

- [1] Kraut, R. E., *et al.*, « Visual information as a conversational resource in collaborative physical tasks », *Human-Computer Interactions*, vol. 18, n° 1, p. 13–49, juin 2003.
- [2] Kraut, R. E., *et al.*, « Collaboration in performance of physical tasks: effects on outcomes and communication », *ACM Conference on computer-supported cooperative work*, New York (États-Unis), p. 57–66, 1996.

Innovation



- 6 Perspectives 2014**
Les innovations ABB qui marqueront l'année
- 13 Pleins feux**
Un capteur de courant optique dans un disjoncteur haute tension
- 18 Experts à la manœuvre**
L'analyse « métier » pour un pilotage optimisé de la performance industrielle
- 24 Le vent tourne**
Conception et essai d'un système aérogénérateur de 7 MW
- 28 Freiner pour accélérer**
La récupération d'énergie de freinage dope la traction ferroviaire en courant continu
- 34 Direct temps réel**
L'électronique de puissance sur la voie de la simulation temps réel
- 40 Turbomachines**
ACTUS, le nouveau logiciel de simulation ABB pour les gros moteurs à combustion interne turbosalimentés
- 45 Ligne modèle**
Des simulations mécaniques et électromagnétiques pour mieux concevoir les systèmes d'entraînement
- 50 Modélisation en chaîne**
Nouvelles techniques de simulation pour la conception et l'optimisation des disjoncteurs
- 55 Ubiquité USB**
Une prise universelle pour tous les appareils multimédia
- 59 Double jeu**
PCS100 RPC d'ABB : au-delà de la compensation de puissance réactive
- 65 En harmonie**
L'évolution parallèle des redresseurs de forte puissance ABB et des semi-conducteurs

Spécial 100 ans



- 7 Cent ans de parution**
ABB review, témoin de son siècle
- 21 Morceaux choisis**
Les coups de cœur de la rédaction
- 24 Génération montante**
ABB célèbre 40 ans de robotique industrielle
- 33 60 ans de CCHT**
Genèse d'un leadership mondial
- 42 En grande pompe**
Un convertisseur de 100 MW pour Grimsel 2
- 48 Densité de puissance**
Des moteurs ABB à la pointe de l'innovation
- 54 Tour de force**
L'ACS800 *multidrive*, un convertisseur ABB aux multiples talents
- 58 Point chaud**
Un nouveau capteur infrarouge mesure la température dans les disjoncteurs d'alternateur
- 65 Montée en grade**
Une alimentation sans interruption moyenne tension pour une protection électrique globale
- 68 Repousser les frontières de la connaissance**
Une meilleure connaissance des conditions aux limites fiabilise les simulations
- 74 Le turbo met les gaz**
Les turbines en équation

Industrie minière



- 7 La mine du futur**
La convergence technologique, clé de l'efficacité et de la productivité
- 12 Vecteur de progrès**
Les entraînements sans réducteur ABB fiabilisent et simplifient la maintenance des convoyeurs à bande dans les applications de puissance et de couple élevés
- 18 Fiabilité en 3D**
Concevoir des schémas de bobinage en quelques clics
- 25 Broyeurs XXL**
Les systèmes d'entraînement ABB dans la course au gigantisme des broyeurs de minerai
- 31 Évolution industrielle**
L'intégration électrique avec l'offre 800xA d'ABB normalisée CEI 61850
- 35 Automatiser pour plus d'efficacité**
Le système d'automatisation étendue 800xA d'ABB relie tous les niveaux de la mine
- 37 Communication sans détour**
Le sans-fil ABB améliore la gestion de parc minier
- 42 Des mines à la hauteur**
Technologie ABB pour l'extraction minière
- 47 Maintenance à 360°**
Des solutions de pointe pour la mine et la minéralurgie
- 52 Optimisation 800xA**
Progrès et déploiement : au-delà de l'écran
- 60 Grands travaux**
Les technologies de l'information hissent l'industrie minière au premier rang
- 64 Unis dans l'action**
Une plate-forme logicielle unifiée automatise et rationalise l'organisation industrielle et logistique de la mine
- 70 Voir au-delà du process**
De la fiction à la réalité
- 76 Le bon air de la mer**
Des incitations fiscales pour améliorer la qualité de l'air dans les ports
- 80 Compte courant**
Les capteurs de courant dialoguent sur Modbus
- 84 D'une génération à l'autre**
60 ans de progrès dans les semi-conducteurs ABB

Réseau numérique



- 6 Le numérique en poste**
Pour être « intelligent », le poste électrique sera numérique
- 11 Longue vue**
Prendre les devants pour aller aux limites
- 17 Défaut encadré**
Une gestion fine et sélective des défauts diminue les pannes
- 23 Énergie en équilibre**
Gérer la tension et la puissance réactive améliore la distribution électrique
- 29 Distribution d'avenir**
Comment accroître la capacité des réseaux pour accueillir la production décentralisée ?
- 34 Choc de connectivité**
La démarche *Active Site* d'ABB optimise le couplage entre microréseaux et grand réseau électrique
- 40 Quand intelligent rime avec communicant**
Technologies et supports de transmission des réseaux électriques du futur
- 46 Électricité 2.0**
Une brève histoire des réseaux électriques
- 54 Microréseaux**
De la démonstration à l'intégration
- 61 Gestion des stocks**
Intégration des moyens de stockage d'énergie dans le réseau électrique
- 66 Port d'attache**
Efficacité de la réduction des émissions polluantes par le raccordement au réseau électrique des navires à quai
- 70 L'ère de la virtualisation**
ABB, pionnier d'un nouveau cycle d'innovation industrielle
- 76 Télé-expert robotisé**
Les robots de téléprésence ABB au service de la maintenance
- 81 Index 2014**
Tous les articles de l'année

Rédaction

Claes Ryttoft

Chief Technology Officer
Group R&D and Technology

Ron Popper

Head of Corporate Responsibility

Christoph Sieder

Head of Corporate Communications

Ernst Scholtz

R&D Strategy manager
Group R&D and Technology

Andreas Moglestue

Chief Editor, ABB review

Édition

ABB review est publiée par la direction
R&D and Technology du Groupe ABB.

ABB Technology Ltd.
ABB Review/REV
Affolternstrasse 44
CH-8050 Zurich (Suisse)

ABB review paraît quatre fois par an en anglais, français, allemand et espagnol. La revue est diffusée gratuitement à tous ceux et celles qui s'intéressent à la technologie et à la stratégie d'ABB. Pour vous abonner, contactez votre correspondant ABB ou directement la Rédaction.

La reproduction partielle d'articles est autorisée sous réserve d'en indiquer l'origine. La reproduction d'articles complets requiert l'autorisation écrite de l'éditeur.

Édition et droits d'auteur ©2014
ABB Technology Ltd.
Zurich (Suisse)

Impression

Vorarlberger Verlagsanstalt GmbH
AT-6850 Dornbirn (Autriche)

Maquette

DAVILLA AG
Zurich (Suisse)

Traduction française

Dominique Helies
dhelies@wanadoo.fr

Avertissement

Les avis exprimés dans la présente publication n'engagent que leurs auteurs et sont donnés uniquement pour information. Le lecteur ne devra en aucun cas agir sur la base de ces écrits sans consulter un professionnel. Il est entendu que les auteurs ne fournissent aucun conseil ou point de vue technique ou professionnel sur aucun fait ni sujet spécifique, et déclinent toute responsabilité sur leur utilisation. Les entreprises du Groupe ABB n'apportent aucune caution ou garantie, ni ne prennent aucun engagement, formel ou implicite, concernant le contenu ou l'exactitude des opinions exprimées dans la présente publication.



ISSN: 1013-3119

www.abb.com/abbreview



Dans le numéro 1115

Dans les coulisses de l'innovation

L'avenir a toujours fasciné l'homme. De quoi sera fait demain ? Comment vivrons-nous dans quelques années, dans quelques décennies ? À quoi ressembleront nos lieux de vie et de travail ?

Chercheurs et développeurs ont la remarquable faculté d'influencer, de préparer et même d'amorcer certains de ces changements. Tradition oblige, notre premier numéro de l'année fera le point sur les récents travaux et progrès accomplis par les scientifiques et ingénieurs ABB.

À vos tablettes !

Retrouvez-nous sur notre site www.abb.com/abbreview.

Toujours et partout

Il vous manque un numéro d'ABB review ? Pour être informé de chaque parution ou dossier spécial, abonnez-vous à la liste de diffusion sur www.abb.com/abbreview.





Les temps changent, la qualité reste.

Retrouvez-nous sur l'appli *ABB review* pour tablette et smartphone. Riche en fonctionnalités et en contenus interactifs (recherche intégrale, galeries photos, vidéos, animations...), cette version mobile est téléchargeable en quatre langues sur votre magasin d'applications préféré.
<http://www.abb.com/abbreview>

