

ABB

4 | 15
fr

review

Commander les aérogénérateurs 18

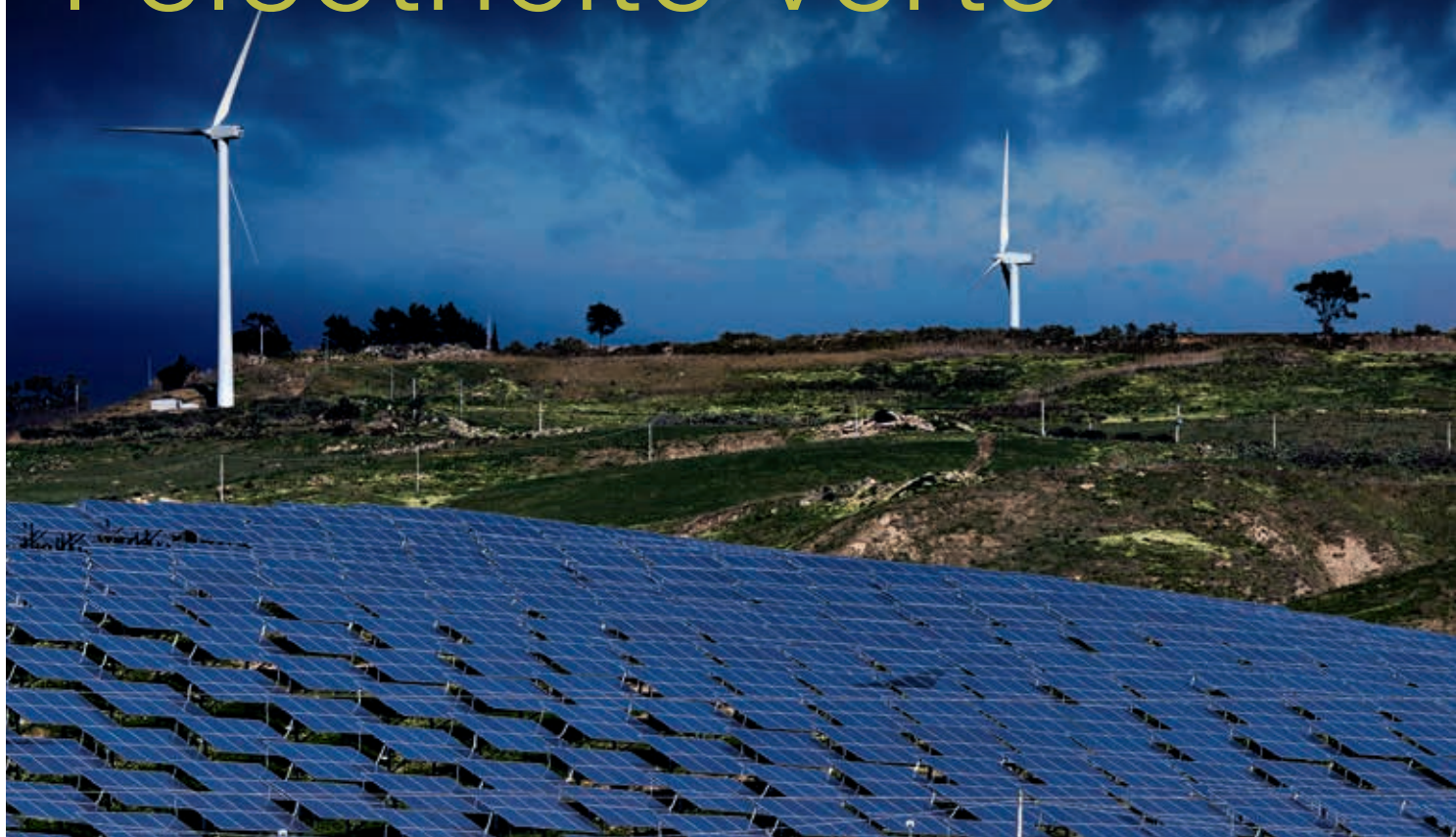
Transporter la production renouvelable 29

Augmenter les capacités 34

Respecter le code réseau 50

La revue
technologique
du Groupe ABB

Intégrer l'électricité verte



Power and productivity
for a better world™



Tenir en équilibre production et consommation électrique a toujours posé un défi au génie humain. L'exercice est encore plus délicat aujourd'hui avec la montée en puissance des énergies vertes dans nombre de pays.

Au cœur de ces enjeux, ABB accompagne ses clients tout au long de la chaîne de valeur de l'électricité, du conseil à la production, du couplage réseau au transport, du suivi à la conduite, sans compter la maintenance et l'optimisation de cette gigantesque infrastructure.



Renouvelables intégrées

- 6 Questions capitales**
Gerard Reid (Alexa Capital) et Jochen Kreusel (ABB Smart Grids) débattent de l'avenir des énergies renouvelables et des nouveaux modèles économiques de la filière
- 13 Chef de rangs**
Des centrales d'énergie orchestrées par Symphony® Plus d'ABB
- 18 Le vent tourne**
Nouvelles technologies de contrôle-commande d'aérogénérateurs et de parcs éoliens
- 24 La réalité des centrales virtuelles**
Une solution de contrôle-commande ABB pour mieux produire et commercialiser l'électricité verte
- 29 Lignes sous tension**
Le transport électrique, au rendez-vous de la production renouvelable
- 34 La régulation ABB aux avant-postes**
Stabiliser les réseaux de distribution pour mieux accueillir les énergies renouvelables
- 43 Stockage énergétique**
Le vent en poupe
- 50 De nouvelles règles du jeu**
ABB et ses consultants en énergie facilitent l'intégration des renouvelables dans le respect des codes de réseau internationaux

Réseau apprivoisé

- 57 En équilibre**
Surveillance temps réel et élimination des oscillations interrégionales

Production optimisée

- 62 Précision absolue**
Mesure non intrusive de température dans une distillerie de vodka
- 68 Optimisation conjointe**
Le gestionnaire d'énergie cpmPlus d'ABB dope le bilan énergétique et la compétitivité d'une aciérie

Rétrospective

- 74 Index 2015**
Tous les articles de l'année

Intégrer les renouvelables



Claes Ryttoft

Chers lecteurs,

Les énergies renouvelables (EnR) ont connu un formidable essor au cours de la précédente décennie. Longtemps cantonnée au rang de projet expérimental ou de lubie écologiste, la filière a gagné en maturité technologique et en crédibilité économique ; elle est aujourd'hui vouée à occuper une part accrue du marché de l'énergie avec des prix compétitifs.

Favoriser l'intégration des EnR figure parmi les engagements d'ABB « *pour faire tourner la planète sans épuiser ses ressources* », selon le crédo de son PDG, Ulrich Spiesshofer.

C'est pour nous une évidence : l'avenir des EnR repose sur deux piliers. Le premier est l'efficacité économique. Pour poursuivre leur envol, les EnR doivent continuer à séduire les investisseurs avec des garanties de compétitivité et de rentabilité. Or l'attractivité économique ne se résume pas à l'achat d'équipements au meilleur prix ; elle doit prendre en compte la totalité des coûts cumulés sur le cycle de vie d'un système, incluant les services, la fiabilité, la disponibilité, entre autres.

Le second pilier est l'insertion dans le système électrique. Les réseaux existants doivent d'une part composer avec le caractère intermittent et imprévisible de la production renouvelable, d'autre part acheminer les injections massives et diffuses de puissance (en particulier éolienne) alors qu'ils n'ont pas été conçus pour cela. Capitalisant sur plus d'un siècle d'expérience dans le développement du transport et de la distribution électriques, ABB s'accommode fort bien de ces enjeux.

Ces deux thématiques sont le fil conducteur de ce numéro d'*ABB review*. En préambule, un entretien avec Gerard Reid, associé fondateur d'Alexa Capital, aborde l'avenir des EnR et ses évolutions en cours, notamment en matière d'investissement.

Pour renforcer la production renouvelable, nous nous intéressons également aux méthodes optimisées d'exploitation et de conduite, à l'accroissement des capacités, aux solutions de stockage et aux règles de raccordement ou « codes de réseau ».

Dans le prolongement de ces questions liées aux énergies renouvelables, ce numéro de la revue poursuit son dossier « Le réseau apprivoisé » sur la maîtrise des oscillations, en l'occurrence interrégionales, pour s'achever sur deux études de cas, l'une consacrée à la mesure non intrusive de température dans une distillerie de vodka, l'autre à la modélisation des flux d'énergie dans une aciérie.

Je conclurai sur une note plus personnelle : au terme de ma mission de Directeur des technologies ABB, je signe ici ma dernière contribution à *ABB review*. J'en profite pour remercier tous les lecteurs, auteurs et rédacteurs de leur fidèle soutien.

Souhaitons à notre publication de longues années de parution !

Bonne lecture,

Claes Ryttoft
Directeur des technologies
Directeur général adjoint
du Groupe ABB





Questions capitales

Transition énergétique
et coût du capital,
refonte des marchés,
nouveaux acteurs . . .

Gerard Reid, associé fondateur d'Alexa Capital, et Jochen Kreusel, à la tête d'ABB Smart Grids Industry Sector Initiative, débattent de l'avenir des énergies renouvelables (EnR) et des nouveaux modèles économiques de la filière avec *ABB review*.

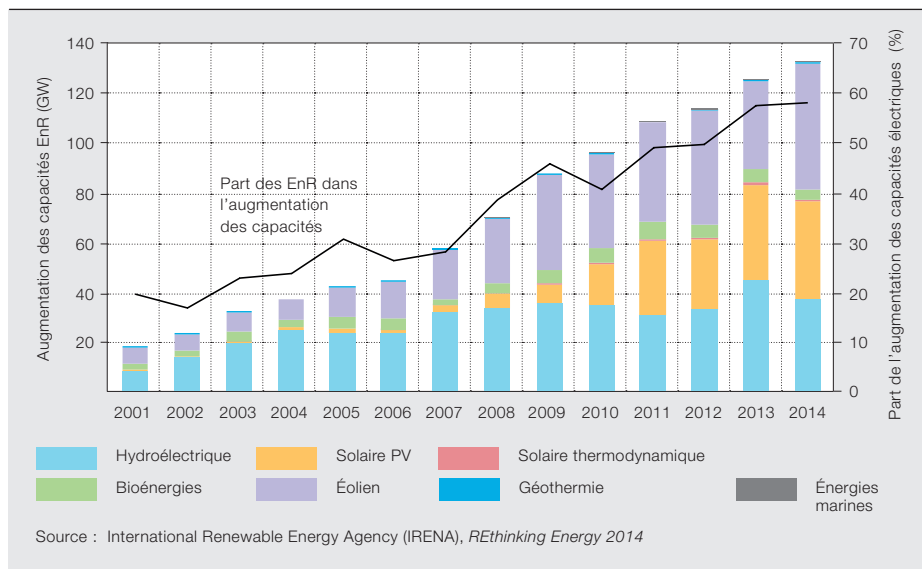


ABB review (AR): Les EnR connaissent une croissance exponentielle qui bouscule le schéma énergétique en place → 1. Quels sont les ressorts de cette mutation ?

Gerard Reid (GR): Jamais les énergies renouvelables n'auraient pris un tel envol sans volonté politique, surtout en Europe → 2.

Citons deux autres ressorts importants : d'une part, la baisse très rapide des coûts, surtout dans le solaire mais aussi l'éolien, dont la compétitivité est aujourd'hui avérée → 3 ; d'autre part, les progrès dans les technologies renouvelables elles-mêmes ainsi que dans leur intégration au système électrique. Il y a dix ans, la plupart des Allemands pensait que le réseau ne serait pas capable d'absorber plus de 10 % de production renouvelable. Aujourd'hui, on en est à 30 % ! Dans mon pays, l'Irlande, on atteint 25 %.

Je pense qu'à terme les facteurs coût et progrès technologique prendront le pas sur l'engagement public.

Jochen Kreusel (JK): C'est du reste sur l'innovation et sur les coûts que les industriels concentrent leurs efforts. La demande en électricité grimpe et les émissions de CO₂ doivent diminuer. Ce double défi ne peut être relevé qu'en

faisant progresser les technologies EnR elles-mêmes et celles des domaines connexes. Une connaissance approfondie de la production renouvelable et une mise à profit de l'expérience acquise du parc installé dans le monde sont les leviers du développement de la filière. Cette approche globale sera d'autant plus impérieuse que les EnR progressent à un rythme soutenu.

AR: D'où vient cette volonté politique ? de la pression écologique ?

GR: En effet. Dans le cas de l'Europe, les EnR n'auraient jamais connu un tel essor sans le militantisme écologiste qui a poussé à légiférer sur la protection de l'environnement et les émissions polluantes.

AR: Face à la chute des coûts, les pouvoirs publics doivent-ils continuer à soutenir le secteur en Europe ?

GR: Oui. Les marchés de l'électricité tels qu'ils existent aujourd'hui sont morcelés et peu rentables. Or aucune centrale d'énergie, quel que soit son type, ne peut être construite sans cadre réglementaire clair et précis. Il faut savoir qu'en Europe, vous ne récupérez jamais vos capitaux investis, sauf peut-être au Royaume-Uni. Alors, sans garantie de retour, qui investira ? C'est pourquoi le secteur de l'énergie en général, et celui des EnR en particulier, a

besoin d'être aidé ou régulé par un mécanisme de marché.

Avec la production renouvelable, le marché de l'électricité est confronté à un nouveau phénomène : le coût marginal zéro. En effet, ses coûts de combustible sont nuls et ses coûts d'exploitation

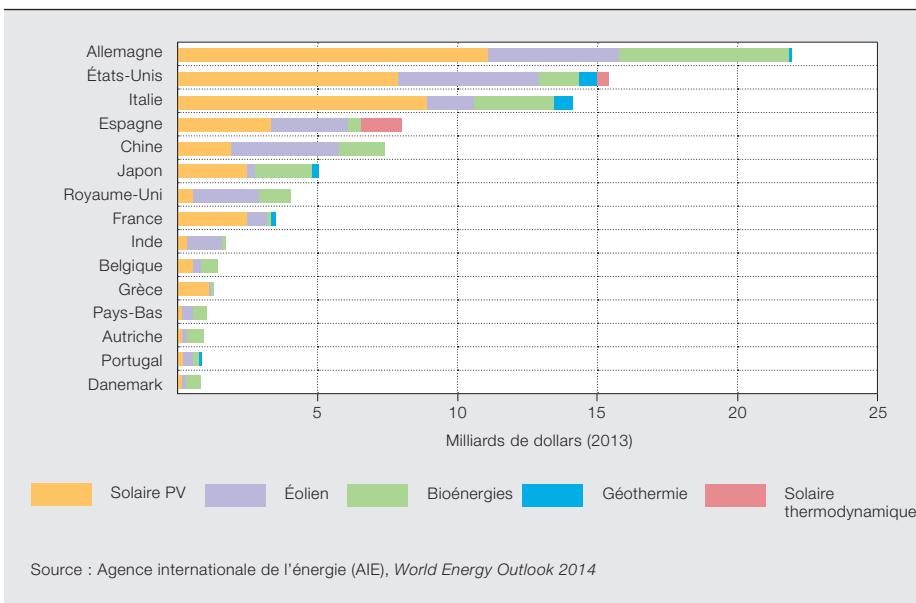
Jamais les énergies renouvelables n'auraient connu un tel essor sans volonté politique, surtout en Europe.

très faibles. À l'inverse, une centrale thermique doit brûler du gaz ou du charbon pour chaque kilowattheure produit et employer beaucoup de monde, ne serait-ce que pour maintenir la centrale en service. Chaque fois qu'il devra décider du contenu de son mix énergétique sur la base des coûts variables, un énergéticien possédant différents moyens de production donnera la « préséance » au renouvelable. Au fur et à mesure qu'une part croissante d'électricité d'origine renouvelable sera injectée dans le réseau, le prix de gros de l'électricité tendra vers zéro.

C'est déjà ce qui se passe en Allemagne où les prix de l'électricité se situent entre 30 et 35 euros/MWh. Plus personne ne construira de centrales traditionnelles à ce niveau de prix car il est impossible de récupérer le coût variable, et encore

Les trois leviers du développement des EnR sont la volonté politique, la réduction des coûts et l'innovation technologique.

2 Quinze principaux pays subventionnant les EnR par filière technologique



moins les capitaux investis. C'est là que les énergies renouvelables ébranlent le marché.

JK : Pour ABB, une bonne part de l'équation économique des marchés de l'électricité peut être résolue avec des produits qui simplifient et réduisent le coût de l'injection dans le réseau de grandes quantités de production renouvelable. Je pense d'une part aux systèmes d'automatisation et de contrôle-commande qui flexibilisent la production de même qu'aux lignes CCHT, aux dispositifs FACTS et autres technologies connexes qui renforcent les réseaux de transport, d'autre part, à un marché offrant plus de souplesse et de capacité de mobilisation au juste prix.

AR : Vous dites que les coûts variables tendent vers zéro. Qu'en est-il des coûts fixes ?

GR : L'investissement dans une centrale solaire se chiffre généralement à un million de dollars/MW et à peu près l'équivalent pour une centrale au gaz. On considère donc que les deux filières sont à parité. Mais c'est faux car, en fait, il faut comparer les dépenses d'investissement par MWh produit. La centrale au gaz allant fonctionner 60 % du temps et le parc solaire 15 %, les capitaux investis par unité produite seront quatre fois supérieurs pour ce dernier. Si nous voulons intégrer les EnR au système, il faut absolument que le coût du capital baisse. Là se joue leur avenir.

Les implications varient selon les régions. En Inde, par exemple, le coût du capital est près de deux fois plus élevé qu'en Allemagne mais le soleil y brille deux fois plus ; produire de l'électricité coûte donc pratiquement la même chose dans les deux pays.

Nous n'avions jamais eu ce scénario avec les centrales de production classiques car les dépenses d'investissement étaient récupérées dans le prix de vente de l'électricité, ce dernier étant déterminé par le coût marginal. Lorsque le coût des combustibles augmentait, le prix de l'électricité augmentait puisque tout le monde était logé à la même enseigne.

Avec les EnR, on change de modèle. Compte tenu de ses faibles coûts marginaux, un fournisseur ou un producteur d'électricité renouvelable peut proposer à ses clients un contrat d'approvisionnement à prix fixe pour les 20 années à venir, ce qui était inenvisageable avec le gaz ou le charbon. Toutefois, sur un marché concurrentiel, le consommateur peut rapidement changer de fournisseur et, donc, signer des contrats de court terme. Mais cela ne cadre pas avec les énergies renouvelables car, pour récupérer leur mise de fonds, les investisseurs ont besoin de prix de l'électricité stables. Les marchés de l'électricité doivent donc fondamentalement évoluer.

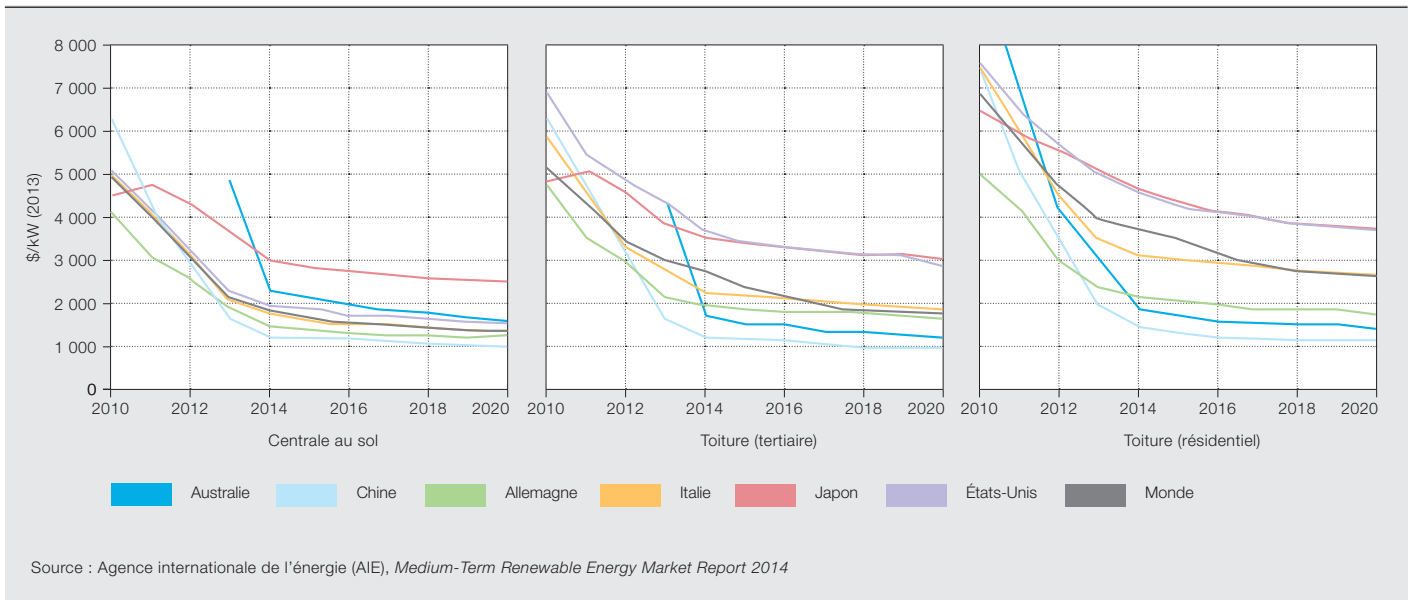
AR : Dans cette optique, quelles sont les réformes à mettre en œuvre ?

GR : La meilleure solution serait de laisser le prix de l'électricité tout déterminer. Au lieu d'être à 15 minutes, la tarification devrait être à la minute. Certes, le prix de l'électricité serait alors extrêmement volatile mais c'est ainsi que les fournisseurs récupéreront leur mise.

JK : Si cette approche peut favoriser la maîtrise de la demande ou d'autres types de productions dispatchables, d'accord. Mais je ne vois pas en quoi elle contribuerait au développement des renouvelables. Le mécanisme de marché actuel avec tarification au coût marginal vise à exploiter un groupe donné de moyens de production au meilleur coût, alors que les marchés *spot* ont pour but d'optimiser le dispatching. Dans un système à coût marginal zéro, ces marchés à court terme n'auront donc plus de raison d'être. Nous voyons déjà apparaître des approches différentes sur des marchés dominés par les coûts fixes. C'est le cas de la téléphonie mobile où les clients se voient proposer des forfaits et des contrats de longue durée, certes sur 2 ans et non sur 20 ; la concurrence est ici fortement déterminée par le coût du capital.

GR : Une autre approche vise à proposer des tarifs réglementés aux propriétaires de moyens de production renouvelables ; c'est déjà parfois le cas. Mais d'une manière ou d'une autre, les choses doivent radicalement changer. Des tentatives récentes de réorganiser le marché n'ont en fait été que des réformettes. Il faut le réviser en profondeur.

3 Évolution des dépenses d'investissement dans le solaire PV (historique et projection)



AR: Nous avons parlé du solaire. Qu'en est-il des autres sources renouvelables ?

GR: Pour moi, le solaire est une *révolution* quand l'éolien n'est qu'une *évolution*. Cela fait 50 ans que l'éolien existe. Il est vrai que la technologie n'a pas cessé de progresser et qu'elle fait et continuera de faire partie de notre paysage énergétique. En Irlande, nous produisons de l'électricité à un coût inférieur au prix de gros. L'éolien rebat donc les cartes.

Le gros problème avec le vent, c'est qu'il est difficilement prévisible. Même dans un pays comme l'Allemagne, les négociants arrivent rarement à prédire la production éolienne du jour au lendemain. Le solaire est beaucoup plus facile à anticiper, plus simple à installer et surtout plus souple d'emploi, que ce soit pour recharger votre calculatrice, « solariser » votre toiture ou encore aligner des panneaux pour construire une centrale qui produise beaucoup. La filière ne se heurte pas aux mêmes difficultés d'insertion paysagère ni d'acceptabilité environnementale. Jamais nous n'avons disposé d'une énergie aussi proche du consommateur, abordable, instantanée et efficace.

D'autres technologies « propres » comme la biomasse, la géothermie et l'énergie des vagues sont également des évolutions. Comprenez-moi bien, elles ont toutes un intérêt mais elles ne sont pas *révolutionnaires* comme le solaire. Il y a dix ans, les capacités solaires mondiales atteignaient 1 GW. Les projections

pour cette année sont au minimum de 50 GW. En termes de coût, j'anticipe une réduction supplémentaire de 40 % au cours des cinq prochaines années, alors que la baisse potentielle pour l'éolien sera peut-être de 5 % par an, certainement pas 10 %.

AR: Donc, cette baisse des coûts du solaire continuera de tirer la croissance des renouvelables. Et les autres énergies propres ?

GR: Les aides publiques sous forme de tarifs d'achat préférentiels ne sont pas infinies et la majeure partie va au solaire. Pendant trois années de suite, l'Allemagne a ajouté 7 GW de nouvelles capacités solaires par an. L'éolien est loin derrière même s'il produit en grandes quantités. Or je pense que le solaire est concurrentiel par rapport à l'éolien marin sur le plan des investissements. Pourquoi ? Parce que le coût de l'éolien marin n'a pas baissé. Au contraire, il a continué de progresser.

JK: Je conviens que le solaire a effectivement révolutionné le paysage énergétique en ouvrant de nouvelles perspectives mais il a aussi posé des défis aux réseaux de distribution électrique. Je pense qu'il ne faudrait pas sous-estimer l'énorme potentiel de l'éolien. Il constitue la solution la moins onéreuse pour créer de nouvelles capacités dans de nombreux pays et de nouveaux marchés ont continué d'émerger l'an dernier en Asie, en Afrique et en Amérique latine. De plus,

C'est sur l'innovation technologique et sur les coûts que les industriels concentrent leurs efforts.

Une connaissance fine de la production renouvelable et une mise à profit de l'expérience acquise du parc installé mondial sont les leviers du développement de la filière.

le rapport 2014 de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) sur les perspectives énergétiques mondiales table sur un triplement de la puissance éolienne installée d'ici à 2040. On devrait donc s'attendre à d'intéressants développements dans ce domaine.

AR: Qui doit ou devrait payer pour ces nouvelles capacités ? Les fournisseurs historiques qui dominent déjà le marché ou de nouveaux entrants qui progressivement s'imposeront ?

GR: Voyons l'exemple des télécoms. Tous les grands opérateurs comme British Telecom, Deutsche Telekom, etc., sont encore là. Certains ont fusionné, d'autres ont changé de nom, mais ils n'ont pas disparu. Cela fait 100 ans qu'ils font la même chose, mais l'émergence de nouveaux concurrents les oblige à se réinventer.

JK: Si les acteurs historiques sont toujours là, ce sont les nouvelles entreprises du secteur qui apportent et captent l'essentiel de la valeur ajoutée des services. Les anciens continuent de mettre à disposition les infrastructures de base, mais les profits sont réalisés par les utilisateurs de ces infrastructures ou, dans un cas bien connu, par un équipementier. Vous attendez-vous à une évolution semblable sur le marché de l'électricité ?

GR: L'analogie est en effet pertinente. J'en vois une autre dans l'industrie automobile qui, avec le véhicule électrique, connaît de grands changements et se rapproche du secteur électrique, essentiellement du fait de la baisse du coût des batteries. Je me demande vraiment où en seront les constructeurs automobiles dans une dizaine d'années : les uns seront devenus des prestataires de services et les autres utiliseront la voiture comme une plateforme offrant une kyrielle de services, notamment énergétiques. J'en déduis que leurs concurrents potentiels sont des sociétés comme Apple et Google qui, après avoir bouleversé le marché des télécoms, vont se tourner vers celui de l'automobile et de l'électricité. Car après tout, il s'agit encore et toujours de traiter des données : « *Nous sommes déjà les*

champions de l'économie numérique et sommes présents dans la sphère privée, se disent-ils. Continuons sur notre lancée et faisons rouler la voiture électrique, installons le panneau solaire et interconnectons le tout ».

Donc, l'enjeu futur n'est pas simplement le marché de l'électricité, mais son interconnexion avec les autres filières pour faire converger deux, voire trois secteurs industriels.

AR: Si le panneau solaire et la batterie du futur se banalisent, où se situe la valeur ajoutée sur le marché des renouvelables ?

GR: Je suis d'accord que le panneau solaire va se banaliser. Par contre, je m'interroge sur la batterie qui s'intègre dans un environnement très complexe et relève d'une véritable propriété intellectuelle. De plus, avec toutes les batteries usagées des véhicules électriques qui entament une seconde vie dans les applications stationnaires, c'est tout le scénario de stockage qui va changer.

JK: Je ne crois pas que ces batteries pèseront lourd sur les marchés de l'électricité tant que le prix des batteries neuves, plus performantes, continuera de baisser au même rythme, les rendant

La production renouvelable engendre un nouveau phénomène sur le marché de l'électricité : le coût marginal zéro.

moins chères que les batteries usagées. À mon avis, le stockage sur des batteries raccordées au réseau utilisera des batteries spécialement fabriquées plutôt que des batteries de seconde vie.

GR: D'ailleurs, ces batteries ne seront probablement pas utilisées pour des applications critiques, comme le marché de réserve primaire, mais, j'en suis convaincu, sur nos lieux d'habitation et de travail. Pour les fabricants de batteries, ce sera l'avantage de pouvoir retarder le recyclage de leurs produits et ainsi d'en tirer plus d'argent. À ce jour, les batteries de seconde vie coûtent moitié moins que les batteries neuves.



Gerard Reid est associé fondateur d'Alexa Capital, cabinet conseil en solutions de financement et de gestion d'actifs dans les secteurs de l'énergie, des infrastructures et des technologies énergétiques.

Ces dix dernières années, il a travaillé dans l'*Equity Research* (suivi de performance des actions et des résultats financiers des entreprises), la gestion de fonds et la finance d'entreprise, en particulier dans le domaine de l'énergie et de ce qu'il appelle la « révolution numérique de l'énergie ». Il est également auteur, blogueur (www.energyandcarbon.com) et chroniqueur au mensuel de la filière énergétique allemande, *Bizz Energy Today*.

Gerard Reid a récemment été nommé au *Global Agenda Council on the Future of Electricity* du Forum économique mondial. Avant de fonder Alexa Capital, il était directeur général et responsable de *European Cleantech Research* chez Jefferies & Co.

AR: La différenciation ne va-t-elle pas s'estomper au moment où la technologie se rapprochera d'un optimum, entraînant la banalisation des batteries ?

GR: Tout à fait. Voyons le marché des téléviseurs qui, je pense, compte aujourd'hui trois fabricants mondiaux. À un moment donné, ils étaient devenus tellement gros que plus aucun concurrent ne pouvait entrer sur le marché. À mon avis, le même scénario va se produire pour les batteries; dans une certaine mesure, cela permettra aux fabricants de se protéger quelque peu de leur banalisation. A contrario, la quarantaine de constructeurs photovoltaïques à l'échelle mondiale proposent tous plus ou moins le même produit, menant à sa banalisation.

La véritable source de valeur se trouve dans la maîtrise de la complexité et son intégration dans le produit recherché par le client, la différenciation se faisant au niveau du logiciel et du service.

JK: Pour en revenir aux téléviseurs, la consolidation du secteur pourrait bel et bien les « débanaliser », un phénomène qui toucherait aussi les panneaux solaires.

GR: Le marché du photovoltaïque pourrait se consolider à l'image de ce qui s'est fait dans les téléviseurs mais, selon moi, pas avant le ralentissement de la croissance mondiale du secteur; le pic du marché solaire interviendra probablement dans 5 à 10 ans.

AR: C'est bien connu, les nouveaux entrants ébranlent le marché avec des innovations de rupture. Cela vaut-il aussi pour le secteur de l'énergie ?

GR: La rupture réside autant dans l'innovation technologique que dans des modèles économiques différents. Les marchés sont bousculés par un savant mélange de nouvelles technologies et de nouvelles pratiques.

Si vos clients ont chacun une voiture électrique, vous pouvez grouper la capacité de stockage de toutes leurs batteries pour la négocier sur le marché de l'électricité. L'idée peut sembler saugrenue mais, pour le fabricant de batteries ou le constructeur automobile, elle tient la route! Pour cela, il doit contrôler la recharge de votre batterie, ce qu'il fait en proposant de la louer au forfait: pour

40 euros par mois, par exemple, vous pourrez la brancher où vous voulez. Il sait également tout de vos déplacements et de vos stationnements: au parking de l'aéroport, par exemple, en partance pour un week-end de deux jours quelque part en Europe. Il récupère alors la capacité de stockage de votre batterie, l'agrège aux capacités totales du pays et revend le tout sur le marché de l'électricité. Une vraie révolution! Tout le monde y gagne, industriels et consommateurs.

Des clients signeront des contrats de longue durée. Rares sont ceux qui sont prêts à déboursier 600 euros pour un smartphone, mais beaucoup acceptent d'en payer le prix s'il est caché dans leur facture de téléphone mobile.

JK: Les révolutions débutent souvent par des évolutions; après, elles créent leur propre dynamique. À mon avis, la dernière grande révolution dans le secteur énergétique fut l'arrivée de l'électricité. À l'époque, personne ne prévoyait ni n'imaginait qu'elle se développerait aussi rapidement ou prendrait une telle ampleur, sauf peut-être quelques visionnaires.

GR: Je suis d'accord. Cependant, d'autres secteurs énergétiques vivent également une révolution. C'est le cas, par exemple, du gaz de schiste. Qui aurait prédit que les États-Unis deviendraient le premier producteur mondial de pétrole et de gaz? Cela ne s'était pas vu depuis longtemps.

AR: Après les batteries pour véhicules électriques, comment envisagez-vous l'évolution de l'écomobilité dans le contexte des énergies renouvelables? Quelles sont les tendances ?

JK: De plus en plus d'acteurs cherchent à investir le marché de l'écomobilité, ce qui en soi est déjà un défi. En ce qui nous concerne, nous devons, d'une part, être sûrs de proposer les bons produits, d'autre part, aider les clients et les opérateurs de réseaux électriques à s'adapter et à évoluer face à ces nouveaux produits et nouveaux usages en leur simplifiant la tâche.

GR: À mon avis, nous basculerons dans le tout-électrique et le tout-numérique. Les consommateurs eux-mêmes commencent à changer de comportement. Les jeunes ne cherchent plus à posséder

Je ne crois pas que les batteries de seconde vie auront un gros impact sur les marchés de l'électricité tant que le prix des batteries neuves, plus performantes, continuera de baisser au même rythme.

une voiture haut de gamme qui convienne à tous les usages ; ils se contentent d'en louer une au gré des besoins ou des envies.

J'ai entendu dire que certains constructeurs automobiles gagnaient deux fois plus d'argent avec les véhicules destinés à l'autopartage. Leurs marges sont impressionnantes, mais c'est au détriment des volumes : l'un dans l'autre, ils vont fabriquer moins de voitures. Concrètement, on change ici de modèle économique, louer plutôt que posséder. Cette stratégie orientée services exige une prise de risque : il faut du courage pour bousculer l'ordre établi. Vous ne pouvez prévoir l'avenir mais vous pouvez le préparer.

AR : À mesure que de nouveaux services sont mis en ligne, des données sans cesse croissantes doivent être collectées et échangées. Tout objet connecté devient vulnérable aux cyberattaques. Pirater un système domotique ou d'automatisation industrielle, c'est pénétrer dans votre maison ou dans une usine. Comment se protéger ?

GR : Mon fournisseur d'électricité saura tout ce que je fais chez moi. Évidemment, nous sommes ici dans la sphère privée avec les problèmes qui en découlent. Mais regardez les masses de données que Google collecte déjà ; la plupart des gens ne s'en soucient guère !

La cybersécurité va devenir un enjeu majeur. Jusqu'à présent, le secteur de l'énergie n'avait pas un besoin énorme de logiciels. Or les choses changent. Au-delà des entreprises électriques et de leurs clients, cette évolution concerne également les fabricants de matériels. Au demeurant, ce mouvement de numérisation ne va pas s'arrêter et la sécurité posera un défi bien plus grand.

AR : Nous avons beaucoup parlé du marché et des services. Revenons maintenant à l'intégration des EnR dans le système électrique. Quel impact les progrès technologiques dans ce domaine auront-ils sur le déploiement du réseau électrique du futur ?

GR : Je pense qu'il y aura une forme de répartition des rôles entre transport et stockage d'électricité. Avec la multiplication des batteries raccordées au réseau de distribution, le réseau de transport lui-même devra de moins en moins gérer les pics de consommation et de production. Le stockage émerge donc comme une solution pour soulager le réseau de transport. Pour reprendre notre analogie des télécoms : le réseau de téléphonie fixe – certes encore primordial – n'est plus l'épine dorsale universelle qu'il était à une époque.

JK : La différence majeure est que la téléphonie mobile a partiellement et irrémédiablement pris le dessus sur la téléphonie fixe. Dans le cas du réseau électrique se pose toujours le défi d'alimenter des régions aux fortes variations saisonnières comme, par exemple, l'hiver dans l'hémisphère nord. Les batteries peuvent certes prendre le relais au cours d'une journée mais il leur est impossible de le faire économiquement pendant des mois.

Je ne vois que deux solutions : se limiter, disons, à 50 % de production renouvelable, et interconnecter les régions au réseau de transport. Les régions les mieux dotées en ressources éoliennes et solaires sont souvent éloignées des centres de consommation. Leur exploitation oblige à transporter efficacement des quantités massives d'électricité. Il faut améliorer l'interconnexion des réseaux de transport pour optimiser l'utilisation de la production renouvelable et équilibrer les charges.

GR : Soit, mais pour moi le gros des investissements doit aller aux réseaux de distribution. Ouvrons les yeux : c'est au niveau de la distribution que les changements vont être les plus importants.

Je pense également que côté demande, nous assisterons à une « flexibilisation » du marché. Les énergéticiens se serviront de modèles axés sur la rentabilité pour vendre l'électricité aux consommateurs. C'est déjà le cas avec les clients professionnels ou avec les particuliers équipés de radiateurs électriques à accumulation. Vous donnez au client la possibilité d'acheter son électricité au meilleur prix.

AR : Je vous remercie, Messieurs, pour cet entretien très intéressant et constructif. *ABB review* publie régulièrement des articles sur les EnR sous l'angle technologique mais il est bon d'élargir notre champ d'étude aux modèles économiques et aux aspects financiers. Il suffit de regarder autour de nous pour voir à quel point les énergies propres – solaire et éolien en tête – gagnent du terrain. Nous sommes tous également conscients de la nécessité de modifier notre comportement face au changement climatique. La baisse des subventions publiques directes augmentera la contribution du secteur privé ; souplesse d'adaptation et évolutivité deviendront les maîtres-mots.

De même, l'antagonisme entre coûts du capital et coûts marginaux de production est un vrai sujet qui pèse sur l'avenir et sur les choix technologiques.

L'offre d'ABB pour le marché des EnR couvre l'ensemble de la chaîne de valeur électrique : planification, production, raccordement, transport, régulation, contrôle-commande, maintenance et optimisation. Il ressort de notre entretien que tous ces maillons jouent un rôle décisif dans l'avenir des renouvelables.

Propos recueillis par Andreas Moglestue, rédacteur en chef d'*ABB review*. Pour toute question, contactez Norma Guentert, responsable communication d'ABB Smart Grids et Wind Power Industry Sector Initiative: norma.guentert@ch.abb.com.



Chef de rangs

Des centrales d'énergie orchestrées
par Symphony® Plus d'ABB

ADRIAN TIMBUS, MARK BITTO – La fluctuation de la production d'électricité d'origine renouvelable (EnR) complique énormément l'exploitation des centrales, y compris traditionnelles, qui doivent avoir la souplesse nécessaire pour réagir à cette variabilité. Il faut donc des systèmes de contrôle-commande modernes, capables de gérer un nombre croissant de processus et d'informations, dans le strict respect des règles de raccordement ou « codes de réseau » du pays d'accueil. Ce contrôle-commande doit prendre la forme d'une plateforme d'automatisation globale et intégrée, propre à optimiser le rendement, la productivité et les opérations du site, mais aussi la téléconduite de multiples centrales.



La fluctuation et l'intermittence de la production EnR injectée dans le réseau (parcs éoliens et photovoltaïques, par exemple) sont deux grands obstacles à la quête de rentabilité, d'écocompatibilité et de souplesse d'exploitation de la filière. Mais pas seulement : elles pèsent aussi sur les centrales classiques qui ont un besoin crucial de flexibilité et de réactivité au meilleur coût pour parer aux variations rapides de la charge.

Dans ces conditions, la nouvelle génération de systèmes de contrôle-commande de centrales doit être en mesure de traiter davantage de variables, d'opérations et d'informations complexes que ses prédécesseurs, tout en se pliant bien sûr à la stricte réglementation réseau de chaque pays. Elle doit aussi pouvoir agir à distance pour optimiser la téléconduite et la production multisites.

Photo p. 13

Pour être viable, une centrale d'énergie moderne doit être orchestrée par un système de contrôle-commande perfectionné. Symphony® Plus d'ABB est la nouvelle plate-forme d'automatisation intégrale pour les secteurs de l'énergie et de l'eau. Comment participe-t-elle à l'optimisation technico-économique des centrales ?

Autant dire que ce nouveau contrôle-commande est appelé à constituer une plate-forme d'automatisation intégrale, propre à accroître le rendement énergétique et la productivité des équipes tech-

tomatismes qui coordonnent des centaines ou des milliers de petites commandes d'éoliennes, de dispositifs de poursuite solaire, de terminaux de téléconduite ou de capteurs disséminés. Toutes ces

unités doivent être regroupées sous une même hiérarchie de commande pour améliorer la visibilité et le pilotage de la centrale ou du parc de production tout entier.

De nos jours, les systèmes de contrôle-commande de centrales doivent être en mesure de traiter un nombre bien plus élevé de variables, d'opérations et d'informations complexes qu'auparavant.

Les plates-formes comme Symphony® Plus d'ABB s'appuient sur une stratégie de contrôle-

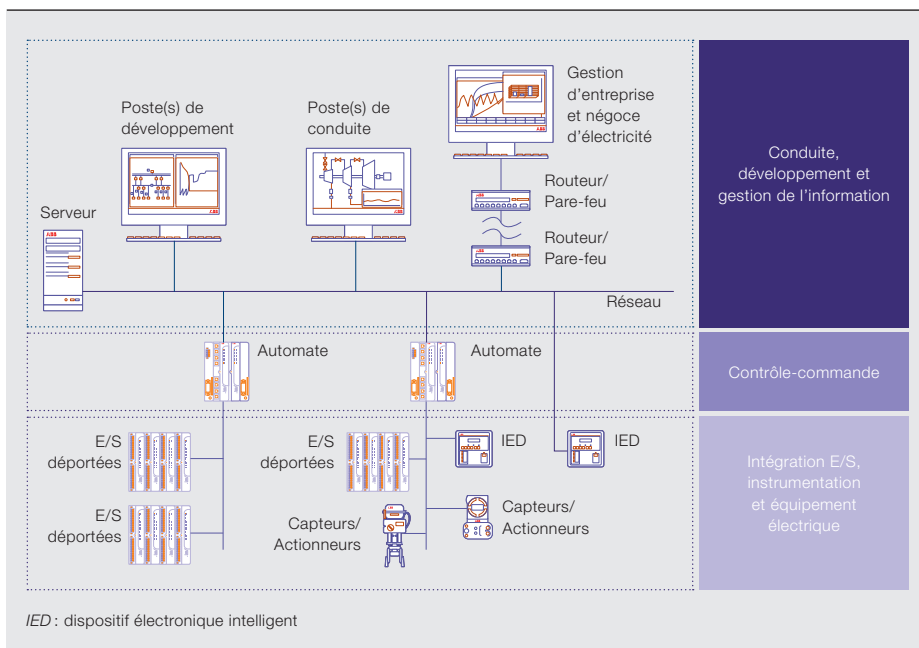
commande tournée vers l'avenir qui fait la part belle aux technologies, méthodes et outils de pointe permettant de fédérer tous les systèmes autonomes et d'automatiser la totalité du site avec une richesse fonctionnelle et une fiabilité accrues. Des équipements plus compacts, des services sur site consommant moins d'énergie et une efficacité opérationnelle en conditions extrêmes figurent au rang des exigences fondamentales, au même titre que la disponibilité, la redondance, la télésurveillance et la communication.

commande tournée vers l'avenir qui fait la part belle aux technologies, méthodes et outils de pointe permettant de fédérer tous les systèmes autonomes et d'automatiser la totalité du site avec une richesse fonctionnelle et une fiabilité accrues. Des équipements plus compacts, des services sur site consommant moins d'énergie et une efficacité opérationnelle en conditions extrêmes figurent au rang des exigences fondamentales, au même titre que la disponibilité, la redondance, la télésurveillance et la communication.

Innovations tous azimuts

Les systèmes de contrôle-commande modernes doivent impérativement faire preuve de souplesse pour s'adapter aux diverses configurations de centrales d'énergie. Si les centrales thermiques à flamme ou à cycle combiné forment des architectures foncièrement « monolithiques », les parcs EnR ont besoin d'au-

L'intégration des nouveaux standards de communication industrielle permet de disposer de bien plus d'informations



Un contrôle-commande moderne peut agir à distance pour optimiser la téléconduite et la production de multiples centrales.

que les solutions de contrôle-commande traditionnelles. L'innovation et l'« intelligence » technologiques résident ici dans la libre circulation de ces informations et leur diffusion ciblée aux personnes habilitées (opérateurs de conduite, ingénieurs de maintenance, spécialistes de l'optimisation industrielle et responsables de site) dans un environnement de communication partagé. L'aptitude du système de contrôle-commande à acquérir davantage de données et à les transformer en informations contextuelles par le biais d'une puissante interface homme-machine (IHM) améliore la compréhension des situations, la réactivité et, au final, la qualité des décisions de conduite.

Les systèmes d'automatisation de procédés industriels et de postes électriques ont toujours été cloisonnés, sans grande possibilité de dialogue. Le rapatriement des données des équipements électriques (instrumentation, appareillage basse, moyenne et haute tension) vers le contrôle-commande était problématique et coûteux, chaque système empruntant des protocoles distincts sur des câbles parallèles. Relever le niveau de disponibilité, de visibilité et de fiabilité opérationnelles passe obligatoirement par l'intégration de ces deux univers.

Excellence opérationnelle

Symphony Plus désigne la nouvelle génération de systèmes de contrôle-commande distribué de la famille Symphony d'ABB

dédiée aux filières exigeantes de la production d'énergie et de l'eau.

Symphony Plus fluidifie et accélère l'accès aux données pour faciliter la prise de décisions opérationnelles. Polyvalente et simple d'utilisation, son IHM S+ *Operations* s'affranchit des problèmes de navigation rencontrés sur les systèmes de contrôle-commande autonomes pour afficher des vues d'ensemble ordonnées et détaillées du process. Des graphiques pointus procurent à l'opérateur un accès direct à des écrans de conduite intuitifs, à des tendances clairement illustrées, à une gestion avancée des alarmes et des événements conforme à la norme EEMUA 191, et à un large éventail de rapports qui optimisent les performances du système.

L'intégration des grands protocoles industriels comme CEI 61850, CEI 60870-5-101/103/104, OPC et Modbus TCP permet de grouper et de centraliser les opérations. Cette conformité normative a le double avantage d'ouvrir et de fiabiliser l'accès aux données de l'installation, à un coût moindre que les solutions bâties autour d'interfaces exclusives et de liaisons câblées. Un environnement d'exploitation commun et des alarmes/événements groupés et classés par priorité permettent aux opérateurs de mieux détecter et appréhender les situations anormales, renforçant l'efficacité globale de la conduite. De même, les ingénieurs

Les centrales EnR ont besoin d'un système d'automatisation qui coordonne des centaines ou des milliers de petites commandes dispersées.

de maintenance voient leur planning d'intervention optimisé par le signalement opportun de la dégradation conditionnelle et prédictive des performances d'actifs, évitant les coûteux arrêts intempestifs.

La conception et la maintenance du système d'automatisation de toute la centrale se déroulent dans un environnement de travail unifié. Le développement, la configuration, l'administration, la sécurité, la mise en service et la maintenance efficaces de n'importe quel dispositif – de l'instrument de terrain et de l'appareillage électrique aux automatismes, entrées/sorties (E/S), poste opérateur et interface de communication – sont assurés par l'outil *S+ Engineering*. Celui-ci s'appuie sur un environnement multi-utilisateur distribué qui isole le développement de l'exécution et fournit un accès basé sur la fonction de l'utilisateur, par le biais d'interfaces et de procédures simplifiées tournant sur une base de données commune. Un seul poste de saisie des données de configuration se charge de la gestion des versions, de la documentation et des sauvegardes en conformité avec les normes en vigueur.

Par sa rétrocompatibilité avec toutes les générations antérieures d'automatismes Symphony, Symphony Plus permet une mise à niveau et une modernisation sans rupture du système de contrôle-commande distribué : il maximise ainsi le temps de production des équipements et garantit l'achèvement économique du projet tout en pérennisant les investissements dans le parc installé.

Symphony® Plus SD Series

Bâtie sur un socle d'automates évolutifs, capables de traiter de gros volumes de données et de programmes, et secondés par des E/S en option → 1, cette puissante extension de la plateforme Symphony Plus est conçue pour répondre aux exigences d'applications dispersées, de tout type (manufacturier, continu, *batch* et conduite avancée) et de toute taille. La redondance est présente à tous les échelons du contrôle-commande, des E/S et de la communication, pour un maximum de flexibilité et de disponibilité.

Grâce au jeu complet d'algorithmes ABB de codes fonctions éprouvés et aux outils de conception graphique *S+ Engineering*, *S+ Operations* et d'autres applications

communiquent avec les automates et E/S de la gamme SD Series sur un réseau haut débit souple et sécurisé. De quoi intégrer simplement, sûrement et durablement tous les actifs de l'entreprise : instrumentation, automatismes et matériels électriques, systèmes de gestion → 2.

SD Series fédère des appareils de terrain intelligents (transmetteurs, actionneurs), des départs-moteurs et des dispositifs électroniques de protection et de commande de postes électriques IED (*intelligent electronic device*), qui communiquent sous protocoles CEI 61850, CEI 60870-5-104, Modbus TCP, PROFIBUS DP et Hart, réduisant le câblage, l'encombrement au sol et les coûts d'installation.

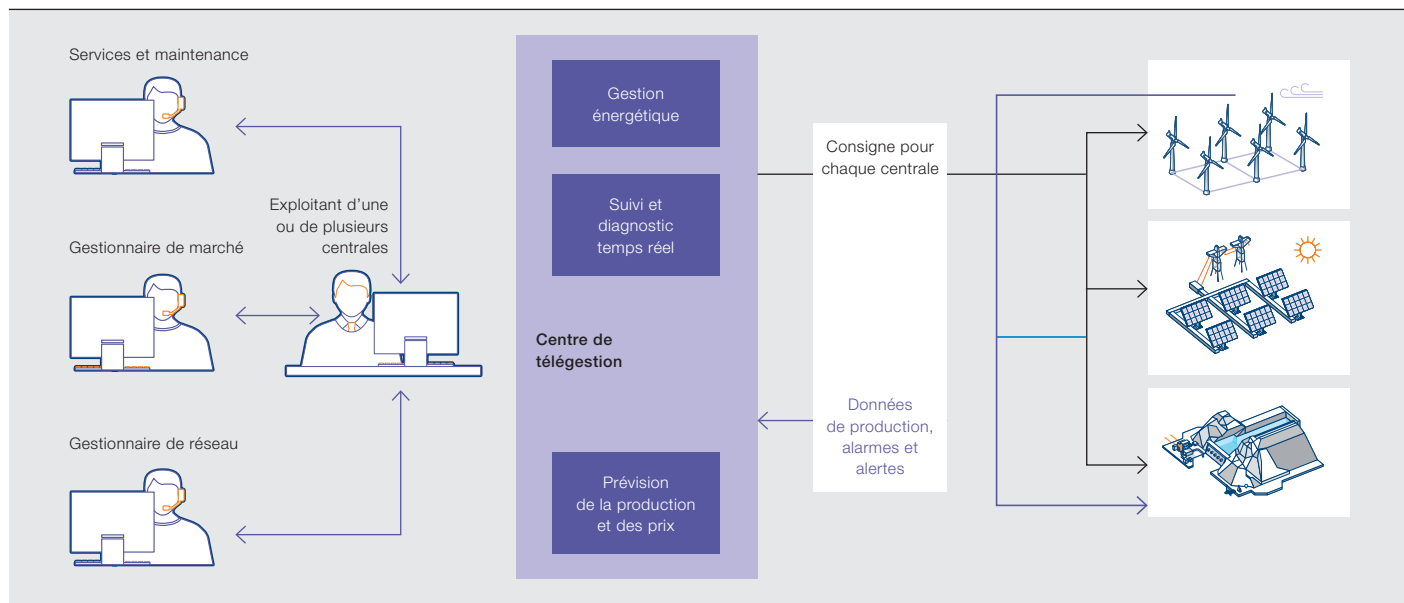
Par leur architecture modulaire, densifiée et réduite à l'essentiel, les produits SD Series nécessitent moins de matériel (automate, E/S) et occupent moins de place en armoire, allégeant par là même les coûts de conception, d'installation et d'exploitation. Grâce à leur vaste plage de température (–20 °C à +70 °C) et à leur revêtement G3, ils peuvent endurer des conditions extrêmes et se prêtent idéalement à des applications mettant en œuvre des E/S déportées, comme c'est le cas des EnR.

Un rendement nettement accru se traduit par moins d'énergie consommée (–50 % par rapport aux automatismes distribués et E/S traditionnels), moins de pertes thermiques et la suppression des équipements de refroidissement de type ventilateurs, événements, filtres d'air et purgeurs. Le bénéfice est double : on évite les pièces risquant de dégrader la fiabilité et la productivité, on gagne en encombrement et en coûts d'installation.

Les avantages de l'intégration

L'utilisation de plates-formes d'automatismes de dernière génération comme Symphony Plus, qui intègrent pleinement les grands standards de communication industrielle, permet d'optimiser l'exploitation des centrales d'énergie. Plusieurs atouts y contribuent :

- Un seul système de contrôle-commande pour toute l'installation ;
- Des équipements plus petits, moins complexes ;
- Un développement, une installation et une mise en service écourtés ;
- Des nomenclatures et une maintenance simplifiées ;



- Une formation allégée ;
- Une exécution de projet moins risquée, avec des équipes intégrées ;
- Des coûts globaux optimisés, avec un système pérenne ;
- Des économies d'énergie par une gestion énergétique efficace qui, par exemple, optimise l'achat et la production d'électricité.

Optimisation de la production

L'optimisation du contrôle-commande s'est imposée comme la première solution à l'optimisation de la production

La production de la centrale est ainsi intégralement orchestrée par un seul système de contrôle-commande industriel optimisé.

Télesurveillance et centrales virtuelles

Grâce aux fonctions de télesurveillance des systèmes d'automatisation modernes, les exploitants de chaque centrale comme les gestionnaires de plusieurs groupes de production disposent d'un haut niveau de visibilité opérationnelle et d'outils décisionnels dynamiques qui les aident à optimiser la disponibilité, à détecter les dysfonctionnements et à garantir les

rendements énergétiques. Exploitation et maintenance s'en trouvent améliorées ; la baisse consécutive des dépenses de fonctionnement accroît la rentabilité de l'activité.

Là encore, Symphony Plus d'ABB est la solution par excellence.

La conception et la maintenance du système d'automatisation de toute la centrale se déroulent dans un environnement de travail unifié.

d'énergie traditionnelle et renouvelable. L'automatisation complète des centrales sur une seule plate-forme d'automatismes et d'E/S est aujourd'hui cruciale pour doper la performance des actifs.

Ce contrôle-commande conjuguant procédés et systèmes électriques permettra de gagner en productivité et en disponibilité. Toutes les informations d'exploitation peuvent être archivées dans une base commune, consultable à loisir par l'ensemble des utilisateurs et responsables du site.

Le foisonnement des petites productions d'énergie solaire et éolienne, et leur insertion croissante dans le réseau poussent à la création de centrales « virtuelles » → p. 24-28 et de réseaux électriques « intelligents ». La télesurveillance centralisée permet de cumuler et d'agréger ces ressources distribuées pour prendre ainsi part au marché de l'électricité → 3 et obtenir de meilleurs prix, mieux équilibrer la charge et optimiser la production et la consommation électriques d'une centrale.

Adrian Timbus

ABB Power Systems, Power Generation
Zurich (Suisse)
adrian.timbus@ch.abb.com

Mark Bitto

ABB Power Systems, Power Generation
Wickliffe (Ohio, États-Unis)
mark.bitto@us.abb.com

Le vent tourne

Nouvelles technologies de contrôle-commande d'aérogénérateurs et de parcs éoliens

ADRIAN TIMBUS – L'homme a de tout temps cherché à dompter le vent. Pour autant, capter cette force de la nature pour la transformer en une autre forme d'énergie lui a toujours posé un défi de taille. Témoins les éoliennes, ces moulins des temps modernes qui convertissent l'énergie cinétique du vent en électricité. L'optimisation de chacun de ces aérogénérateurs ou d'un parc complet requiert des systèmes perfectionnés de surveillance et de conduite qui valoriseront la ressource: c'est tout l'enjeu de la plate-forme d'automatisation ABB dédiée à l'éolien, *Symphony® Plus for Wind*.

Photo

Le contrôle-commande ABB, en première ligne pour maximiser la production éolienne et en minimiser les coûts.





Symphony[®] Plus for Wind est configuré pour assurer les fonctions de contrôle-commande nécessaires à la conformité au code réseau, à l'aide de bibliothèques dédiées, hébergées par un puissant automate.

Les plus récents progrès technologiques doivent consolider la position de la production d'électricité éolienne au sein du marché concurrentiel des énergies renouvelables et aider son industrie à s'émanciper des marchés subventionnés (obligations d'achat) au profit d'une plus grande participation aux marchés de gros et contrats d'achat à long terme.

Il faut pour cela de nouvelles technologies qui facilitent et optimisent l'intégration de l'éolien dans le réseau électrique en améliorant, d'une part, la performance et la fiabilité opérationnelles des aérogénérateurs pour en abaisser le coût de production, d'autre part, les prévisions et la gestion de la production sur toute la durée de vie d'un parc. Il est donc capital de bien cerner les conditions environnementales extrêmes dans lesquelles évoluent les éoliennes et les lourdes contraintes qui pèsent sur leurs exploitants.

Ce contexte appelle des innovations dans les domaines du contrôle-commande et de l'instrumentation : cela vaut pour les automatismes, qui doivent disposer d'une interface homme-machine intuitive pour permettre aux opérateurs d'accéder en temps voulu aux paramètres d'exploitation et aux données de production servant

à optimiser la fourniture d'électricité éolienne.

Des règles immuables

En tirant parti des succès engrangés dans l'exploitation des centrales d'énergie classiques, il est possible d'harmoniser les architectures d'automatismes ABB pour les transposer à la production optimisée des parcs éoliens. Se posent toutefois les mêmes défis concernant la souplesse et la sécurité d'approvisionnement. Grâce à des systèmes de contrôle-commande aptes à maintenir la qualité de la fourniture, la production peut être anticipée avec précision pour assurer au mieux l'équilibre offre-demande.

Des exigences strictes

Dans chaque pays, les producteurs d'électricité sont tenus de respecter des exigences techniques de raccordement, de fonctionnement, de gestion et de planification, regroupées sous le vocable de « code de réseau ». Deux règles sont à cet égard essentielles : garantir un comportement des installations éoliennes semblable à celui des centrales classiques, assurer le soutien nécessaire au réseau électrique.

Les systèmes de contrôle-commande modernes et les nouvelles technologies

doivent donc résoudre les défis posés par l'intégration de l'éolien au réseau et la variabilité des paramètres d'exploitation nécessaires au respect des codes réseau du monde entier.

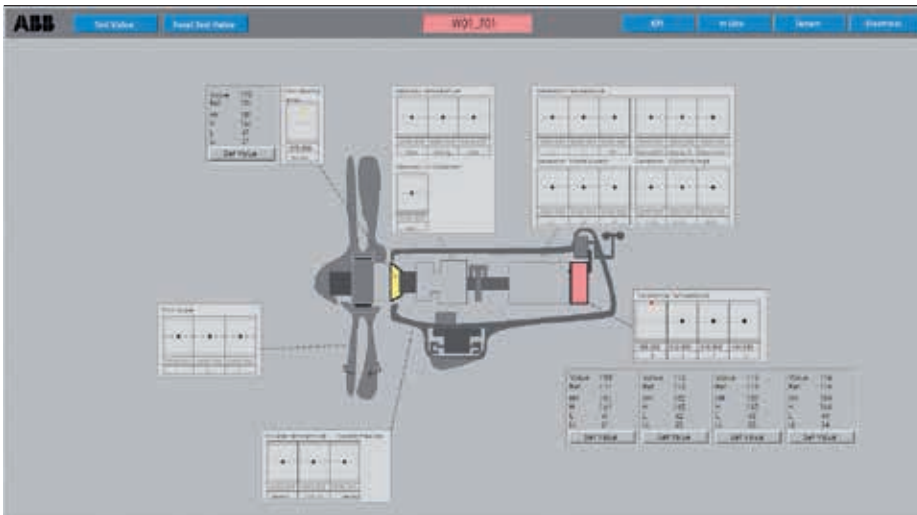
Au-delà du cadre réglementaire

Le système d'automatisation Symphony Plus for Wind d'ABB est configuré pour remplir les fonctions de contrôle-commande dictées par le code réseau, telles que le réglage primaire de fréquence, en modulant la puissance active, et le réglage de tension en régime permanent, en modifiant la puissance réactive. Ces commandes sont assurées par des bibliothèques de fonctions, chargées dans un puissant automate.

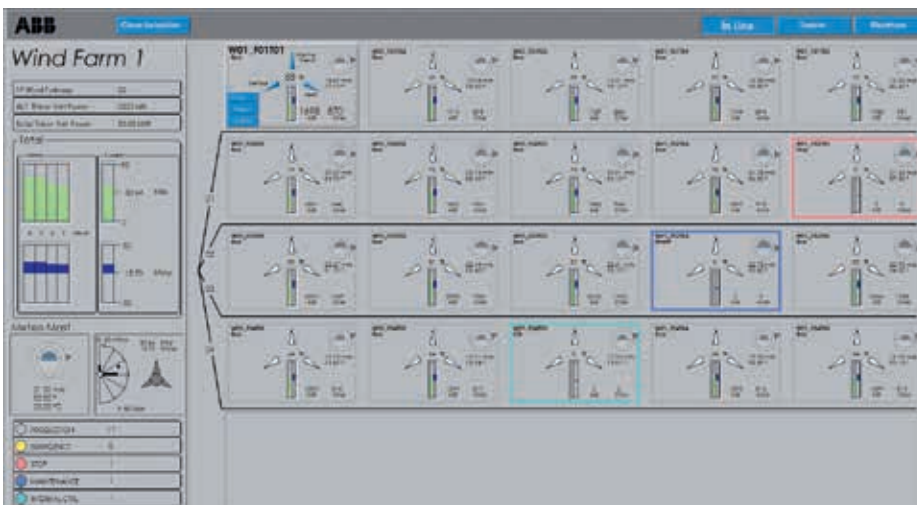
Qui plus est, en traitant le parc éolien comme une centrale d'énergie intégrée,

Les informations sont mises à la disposition des opérateurs de conduite, des techniciens de maintenance et des ingénieurs de production, *via* un système de gestion de base de données commun.

l'impact des postes électriques est également pris en compte. Un système de contrôle-commande optimisé évalue la capacité de chaque aérogénérateur à fournir de la puissance réactive et en



1a Détails et données d'exploitation d'une nacelle (bras inférieur et supérieur) par rapport au point normal de fonctionnement



1b Vue synthétique du parc et tableau de bord (bandeau de gauche) indiquant la puissance totale produite, l'état de chaque aérogénérateur et les niveaux de production

contrôle le niveau au poste, interagit avec le changeur de prises des transformateurs principaux pour réguler la tension dans le parc, tient compte des niveaux de tension du réseau de collecte, gère les ressources de réactif pour minimiser les pertes et maintenir la tension dans les plages réglementaires.

La gestion de la tension et de la puissance réactive au sein du parc diminue les risques de déclenchement et les pertes dans les réseaux de collecte.

Des automatismes fédérateurs

Symphony Plus for Wind a été spécialement développé pour regrouper la production des aérogénérateurs et l'infrastructure électrique (poste de transformation, batteries de condensateurs, compensateurs statiques de puissance réactive, etc.) en une seule plate-forme de contrôle-

commande de centrale éolienne. Cette intégration d'automatismes de centrale et de poste permet à l'exploitant de gagner en disponibilité, en visibilité et en fiabilité opérationnelle.

L'emploi de protocoles normalisés (dont CEI 61850, Modbus TCP et CEI 104) diminue le nombre de systèmes de contrôle-commande au sein d'une centrale et simplifie leur développement, leur installation et leur mise en service. Les informations peuvent être librement diffusées aux opérateurs de conduite, techniciens de maintenance et ingénieurs de production, par l'intermédiaire d'un système de gestion de base de données commun.

L'emploi de protocoles normalisés (CEI 61850, Modbus TCP et CEI 104) diminue le nombre de systèmes de contrôle-commande mis en œuvre et simplifie leur développement, leur installation et leur mise en service.

La mutualisation de tous ces actifs au sein d'un seul système de contrôle-commande est la clé de l'optimisation de la production éolienne.

Une production optimisée

En règle générale, les installations de production éolienne réagissent plus vite que les centrales classiques. Elles se heurtent néanmoins aux problématiques inhérentes à la disponibilité de la ressource et à son impact sur les niveaux de production.

C'est par une surveillance permanente à la fois du débit de puissance de chaque aérogénérateur → 1a et de la production cumulée du parc → 1b, moyennant la collecte de grands volumes de données opérationnelles (vitesse/direction du vent, vitesse du rotor, etc.) croisées avec les grandeurs électriques (puissance active/

La mutualisation de tous les actifs au sein d'un seul contrôle-commande est la clé de l'optimisation de la production éolienne.

2 Dispositif SpiDAR® de mesure et de prévision de la puissance éolienne d'un site



réactive, etc.), que l'on peut optimiser le fonctionnement et le rendement de chaque machine comme de l'ensemble du parc, adaptant la fourniture de puissance à la consommation des charges.

Pour maximiser la production éolienne, en augmenter les revenus et gagner ainsi des parts sur le marché des énergies renouvelables, il est judicieux de contrer l'effet de sillage en aval des aérogénérateurs, responsable de quelques pourcents de pertes en puissance suivant la topologie du parc, et d'optimiser leur interaction aérodynamique.

Symphony Plus for Wind associe pour cela calculs et modélisations : un puissant moteur d'optimisation en ligne détermine la puissance active de chaque aérogénérateur pour maximiser la production du parc et régule le réactif pour minimiser les pertes globales dans le réseau de collecte.

De la mesure en toutes choses

Par ses investissements stratégiques dans les entreprises Pentalum Technologies et ROMO Wind, spécialistes de la mesure ultraprécise des conditions réelles de vent, ABB mise sur la conduite avancée des installations éoliennes. Intégrées

dans Symphony Plus for Wind, ces innovations en instrumentation font franchir un nouveau palier à la commande d'aérogénérateurs et de parcs éoliens.

Pentalum met à profit la technique Lidar (*light detection and ranging*) de télédétection par laser pour analyser depuis le sol le profil du vent devant le rotor de l'éolienne et aligner exactement la machine avec le vent incident. Baptisé SpiDAR® → 2, ce dispositif permet aussi de prévoir le vent, d'évaluer le potentiel du gisement éolien et d'augmenter notablement le rendement du parc, à un coût

Symphony Plus for Wind s'appuie sur les nouvelles techniques de mesure SpiDAR® et iSpin pour optimiser la production éolienne.

par site inférieur à celui d'autres techniques de mesure en aval de l'aérogénérateur (girouettes), du reste moins efficaces.

SpiDAR identifie par ailleurs les effets de sillage et l'effet combiné de la turbulence. Intégré à Symphony Plus for Wind, il procure à l'exploitant toutes les informations utiles et opportunes pour pallier les aléas météorologiques.



Symphony Plus for Wind reprend l'architecture hiérarchisée (équipements de terrain et centre de téléconduite) de la technologie S+ Operations d'ABB.

De son côté, la technologie iSpin → 3 de ROMO Wind fournit des mesures précises de variables comme la vitesse et la direction du vent, la turbulence, etc.

iSpin et Symphony Plus for Wind se conjuguent pour effectuer une analyse en ligne et historique des performances de chaque éolienne, qui permet aux exploitants de mettre en œuvre des programmes essentiels d'amélioration de l'efficacité et de la rentabilité du parc. Le contrôle de stabilisation en lacet, le rendement du rotor, l'efficacité du suivi du point de puissance maximale et des courbes de production précises peuvent être calculés et surveillés pour cerner les contre-performances des éoliennes. Des applications logicielles dédiées utilisent

iSpin et les données des aérogénérateurs pour déterminer et signaler les indicateurs clés qui maximiseront les performances des machines.

Un contrôle-commande dans le vent

Symphony Plus for Wind s'appuie sur la nouvelle instrumentation SpiDAR et iSpin pour optimiser la production des éoliennes et des parcs.

Grâce à des applications dédiées et au suivi temps réel, les mesures effectuées par ces instruments de terrain permettent de prévoir et d'optimiser la production éolienne, au meilleur prix. Leurs données servent également à diagnostiquer et à pronostiquer le fonctionnement des éoliennes, en informant les opérateurs et le personnel de maintenance de tout dysfonctionnement potentiel.

Symphony Plus for Wind a été développé selon l'architecture hiérarchisée (appareils de terrain et centre de téléconduite) de la technologie éprouvée S+ Operations d'ABB. Il peut assurer une gestion énergétique complète pour fiabiliser la production d'origine renouvelable.

Des protocoles de communication normalisés permettent de connecter une multitude de centrales, indépendamment de leur distance d'implantation, afin d'interfacer tous les actifs utiles avec les autres systèmes pour former une seule et unique gestion technique centralisée.

Enfin, Symphony Plus for Wind constitue une plate-forme performante pour accroître l'efficacité énergétique, améliorer la productivité et favoriser une exploitation souple et fiable de la centrale ainsi qu'une maintenance globale.

Adrian Timbus

ABB Power Systems, Power Generation
Zurich (Suisse)
adrian.timbus@ch.abb.com



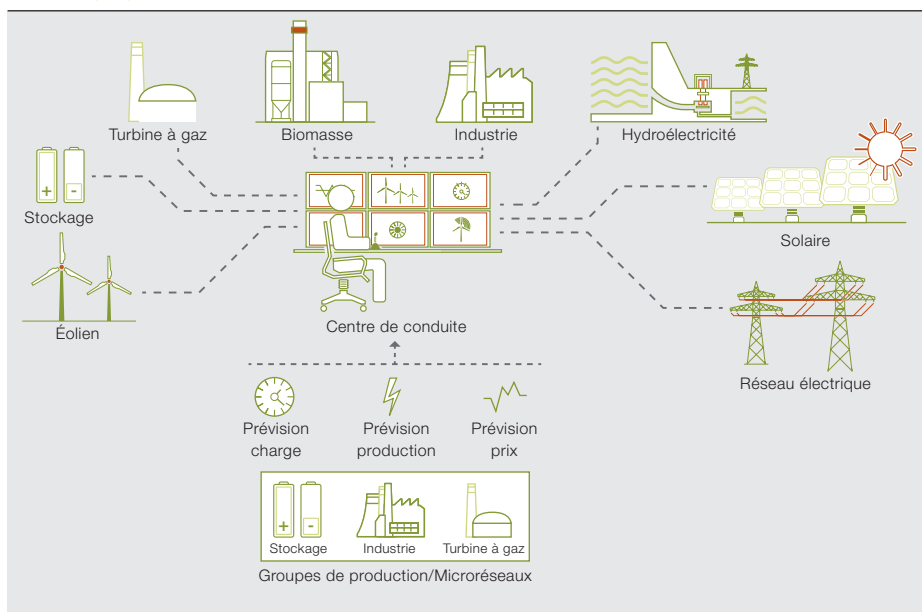
La réalité des centrales virtuelles

Une solution de contrôle-commande ABB pour mieux produire et commercialiser l'électricité verte

SLEMAN SALIBA – Une centrale électrique virtuelle assemble une multitude d'unités de production de faible et moyenne puissance, de dispositifs de stockage d'énergie et de charges flexibles télépilotés pour participer au marché de l'électricité ou fournir des services énergétiques complémentaires, notamment d'équilibrage, aux gestionnaires de

réseaux. C'est là un bon moyen de favoriser l'intégration des énergies renouvelables (EnR) et d'en maximiser les revenus. Le système de téléconduite ABB apporte sa pierre à l'édifice en permettant une exploitation temps réel et à coûts optimisés des centrales virtuelles, en fonction des besoins.

1 Le système ABB de conduite et d'optimisation de centrales virtuelles simplifie la tâche des agrégateurs.



Les actifs potentiels d'une centrale virtuelle englobent la quasi-totalité des sources d'énergie : biogaz, biomasse, cogénération et micro-cogénération, éolien, solaire, hydroélectricité, valorisation sous forme de chaleur, groupes électrogènes et parc thermique à flamme. Concrètement, une centrale virtuelle est une agrégation fictive de centaines d'installations de petite et moyenne puissance afin d'offrir la capacité et la flexibilité réclamées par le marché, notamment le segment lucratif des services système.

Une centrale virtuelle peut également recourir à de nombreuses formes de stockage d'énergie (batteries, stockage thermique, air comprimé ou pompage-turbinage). Enfin, certains consommateurs ont la possibilité de contribuer à cette structure, par exemple en modulant leurs procédés pour profiter d'une conjoncture énergétique favorable ou en reportant leur production → 1.

Une centrale virtuelle poursuit trois grands objectifs : obtenir les meilleurs prix sur les marchés au comptant (*spot*) et de produits dérivés, prendre part au marché

Les centrales virtuelles agrègent des centaines de productions de petite et moyenne puissance pour offrir les capacités et la flexibilité exigées par le marché.

d'ajustement, optimiser la production et la consommation internes.

Marchés de gros

L'un des premiers enjeux de l'exploitation d'une centrale virtuelle est le placement de ses capacités de production sur les différents marchés de l'énergie pour maximiser les revenus.

Il faut au préalable déterminer précisément la puissance mobilisable, établir le planning de production renouvelable et les prévisions de consommation, tenir compte des obligations à long terme. Ces informations sont ensuite transmises à un système d'optimisation qui dispatche les capacités disponibles aux différents marchés.

En Europe, le négoce d'électricité se décompose en trois marchés organisés : le marché d'ajustement, le marché spot et le marché dérivé. À cela s'ajoutent des transactions de gré à gré, bilatérales (entre producteurs et distributeurs) ou intermédiées (courtiers). Cet article traite des opportunités offertes aux centrales virtuelles dans le contexte d'ouverture des marchés de l'énergie, notamment en Allemagne et sur la bourse européenne EEX (*European Energy Exchange*). Ces principes valent toutefois pour la majorité des réseaux et marchés électriques internationaux.

Le marché d'ajustement

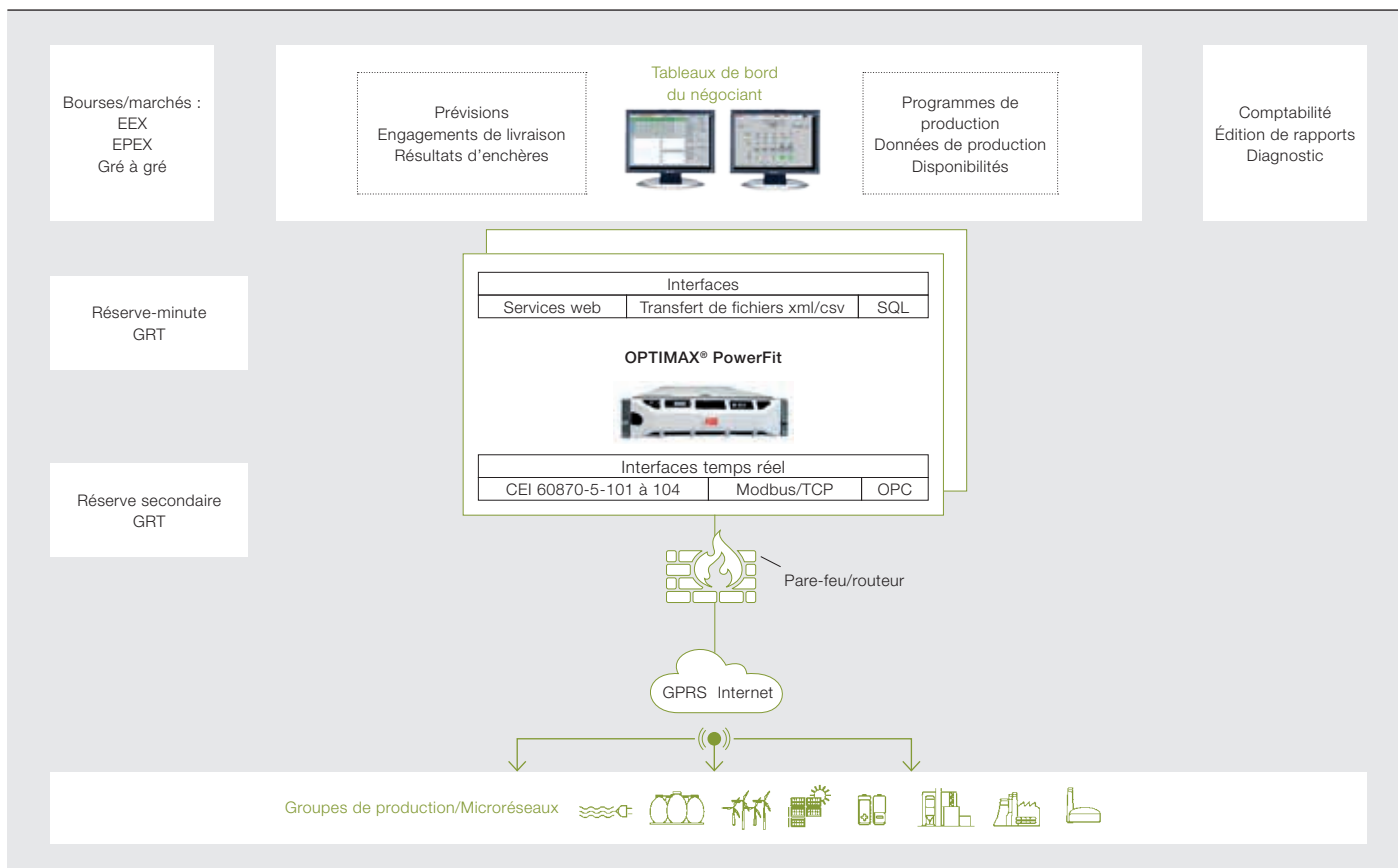
La stabilité du réseau est subordonnée à un équilibre permanent entre l'offre et la demande, l'électricité devant être produite en même temps qu'elle est consommée. Tout écart oblige à moduler la puissance injectée sur le réseau pour maintenir la fréquence au nominal de 50 Hz et compenser les déséquilibres entre régions.

Lorsque l'équilibre production-consommation est rompu, trois types de puissance de réglage entrent tour à tour en action : la réserve primaire, la réserve secondaire et la réserve tertiaire, également appelée « réserve-minute » en Allemagne.

Ces mécanismes d'ajustement sont assurés par les fournisseurs de services système, en réponse aux appels d'offres des gestionnaires de réseaux de transport (GRT). Avant de pouvoir faire une

Photo p. 24

Comment les centrales électriques virtuelles facilitent-elles l'intégration de la production renouvelable distribuée ?



Une centrale virtuelle a trois objectifs : obtenir les meilleurs prix sur les marchés au comptant et de produits dérivés, participer au marché d'ajustement, optimiser sa production et sa consommation.

offre sur ce marché, l'exploitant de centrale virtuelle ou « agrégateur » doit soumettre chacune de ces unités de production à la préqualification du GRT.

Jusqu'à présent, les centrales d'énergie classiques étaient les seuls leviers d'ajustement. Désormais, une centrale virtuelle peut interconnecter une multitude de petits producteurs pour atteindre la taille minimale permettant d'accéder au marché. En gestionnaires d'équilibre, les agrégateurs offrent habituellement un certain volume de puissance d'ajustement que les courtiers se chargent de placer sur le marché.

Le marché au comptant européen

EPEX SPOT (*European Power Exchange*) est la bourse européenne des marchés électriques de court terme, pour le lendemain « Day-Ahead » et intrajournaliers « Intraday ». Sur le premier segment, l'électricité est négociée la veille pour livraison le lendemain sur 24 tranches ou « blocs » horaires ; les enchères ont lieu toute l'année à 12 h, jours fériés compris. Sur le second, l'électricité est négociée pour livraison le jour même ou le lendemain sur 96 tranches de quart d'heure.

Le marché des produits dérivés

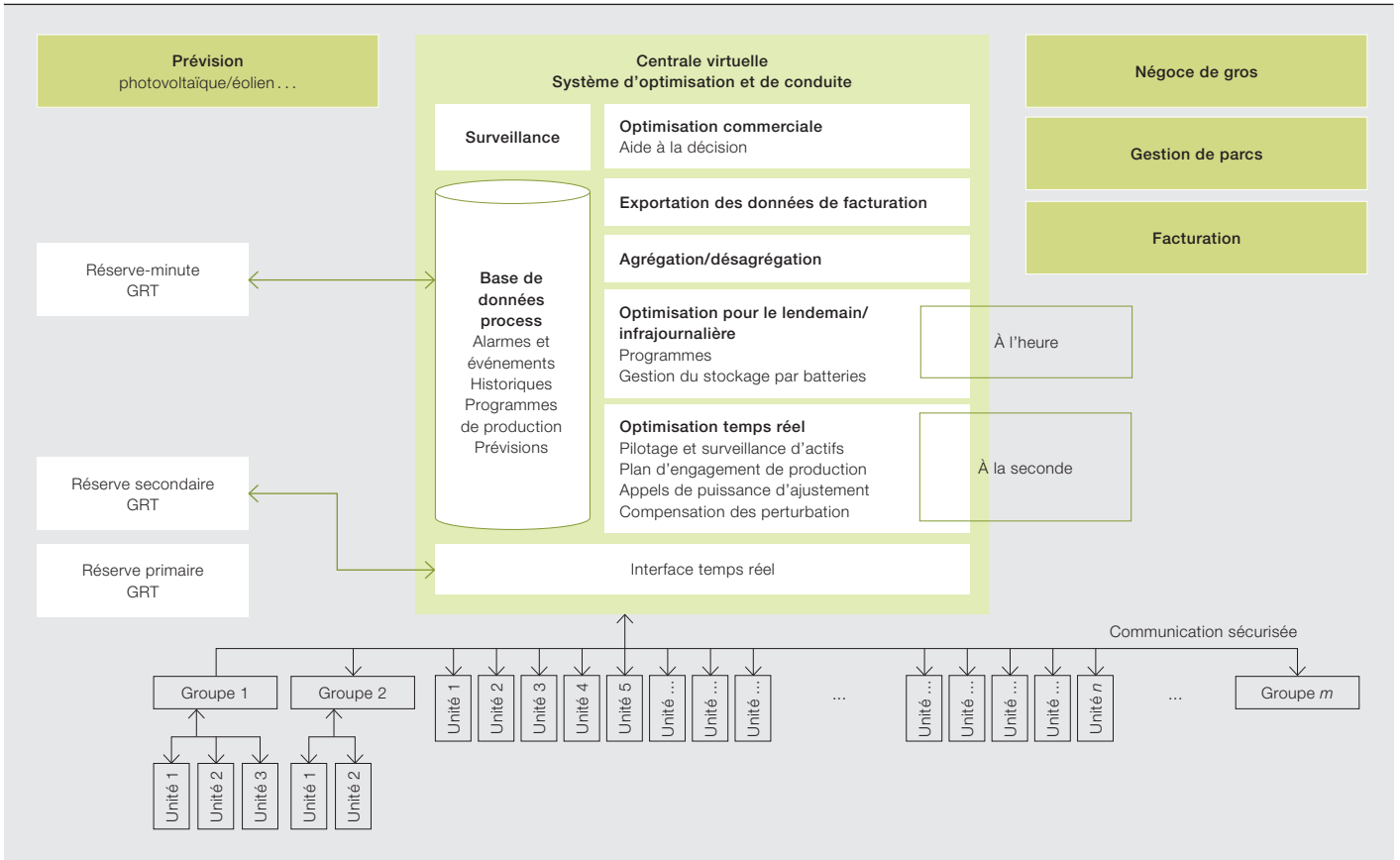
Il s'agit de la bourse EEX sur laquelle se négocient des contrats financiers à terme (*futures*) et optionnels, souvent pour se prémunir de la forte variabilité des cours du marché spot.

Agrégation optimisée

Pour mener à bien sa mission, l'agrégateur a besoin non seulement de visualiser et de piloter la totalité de ses actifs énergétiques mais aussi de gérer le volet commercial de la structure, au meilleur coût → 1. Le système de conduite et d'optimisation centralisé d'ABB répond à ces objectifs ; il relie les ressources décentralisées et optimise leur exploitation, leur planification et leur commercialisation → 2.

Ce système de contrôle-commande doit avoir une disponibilité élevée pour satisfaire aux strictes exigences de la fourniture de services de réseau. De même, tous les résultats de l'optimisation opérationnelle doivent être accessibles en temps réel.

La croissance exponentielle de la capacité installée complique la tâche des agrégateurs. Il faut impérativement un système



de conduite et d'optimisation capable d'évoluer en un temps record de quelques-unes à plusieurs milliers d'unités. Dans une installation ABB, le parc client a ainsi bondi de 20 à plus de 2800 unités en moins de 3 ans! ABB y a réalisé tous les ajouts matériels et logiciels sous tension, sans interrompre la production.

Les ressources décentralisées étant reliées par des connexions sans fil, il est primordial de respecter les normes de

centre de conduite aux productions diffuses. Les actifs énergétiques (unités ou maillage local) sont pour cela équipés de terminaux de téléconduite qui utilisent le principe de transmission sécurisée par tunnel de réseau privé virtuel sur liaisons GSM privées ou internet chiffrées → 2.

Le volet commercial de l'optimisation consiste à agréger les prévisions de production EnR, les engagements à long terme, les profils de charge et les capacités disponibles.

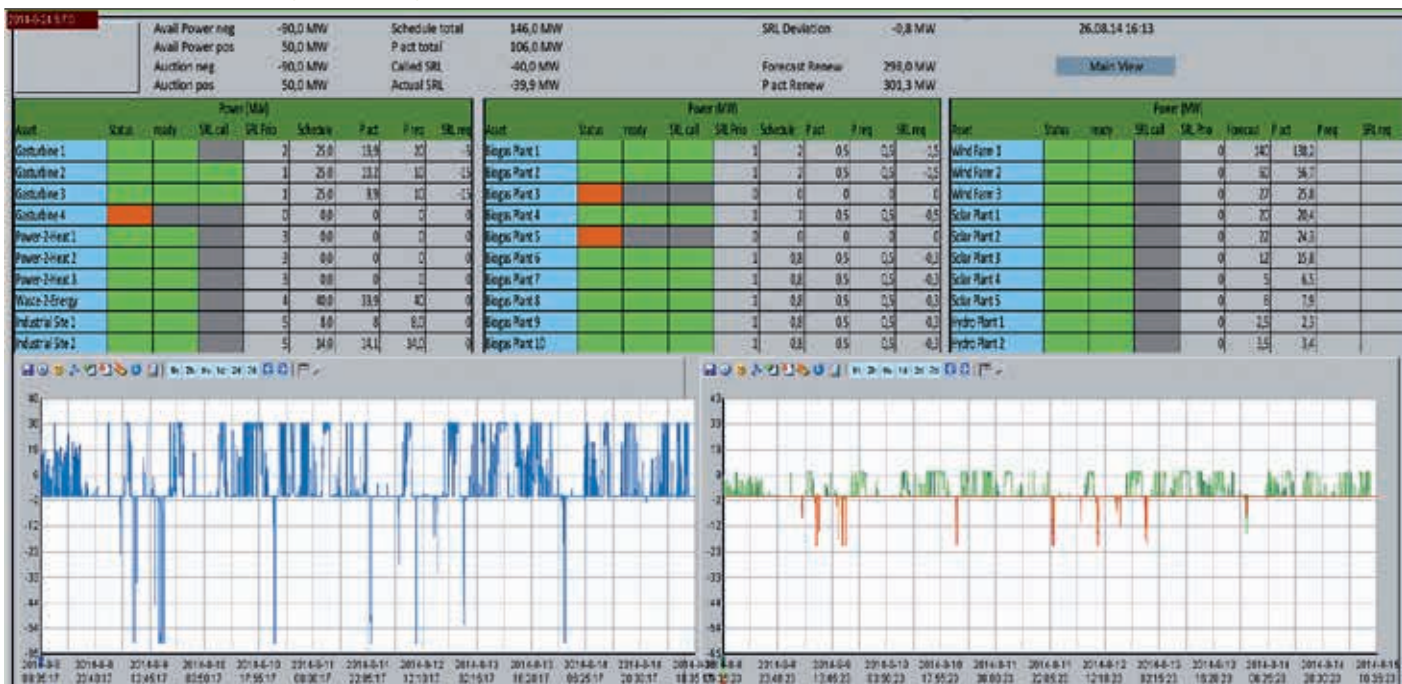
L'agrégateur bénéficie ainsi d'une vue globale des volumes mobilisables et des coûts marginaux de production. Sur ces bases, des stratégies d'offres optimales sur les différents marchés de l'électricité sont proposées au service de négoce, qui les soumet aux bourses de l'énergie. Les

Le système de conduite et d'optimisation centralisé d'ABB fournit à l'opérateur de la centrale une vue d'ensemble des actifs de production et un moyen de gérer à l'optimum l'activité commerciale.

cybersécurité les plus strictes pour transmettre les points de consigne et les appels de puissance d'ajustement du

offres retenues (livraisons d'électricité et prestations de services système) sont renvoyées au système de conduite et

4 Répartition des appels de puissance d'ajustement entre les différentes unités disponibles : programme global (fenêtre inférieure gauche) ; appels positifs en vert, négatifs en rouge (fenêtre inférieure droite)



Les échanges de données sur des liaisons sans fil imposent des normes de cybersécurité très strictes.

d'optimisation qui élabore en conséquence les plannings des unités de production, compte tenu de toutes les restrictions et perturbations en cours → 3.

Sont également inclus dans chaque programme les appels de puissance d'ajustement instantanée afin de transmettre les points de consigne optimaux aux producteurs sollicités → 4.

Ouvertes et normalisées, les interfaces ABB facilitent l'intégration de cette plateforme de conduite dans le système d'information de l'agrégateur et l'automatisation des échanges entre les niveaux terrain et gestion énergétique.

La solution ABB utilise un programme d'optimisation mathématique pour distribuer en temps réel les points de consigne optimaux. Les paramètres de production (limites de puissance, perturbations ou écarts de programmation) sont mesurés en ligne et directement incorporés à la conduite des actifs. C'est l'assurance d'un fonctionnement permanent de la centrale virtuelle dans la meilleure configuration possible.

Le portefeuille de solutions ABB couvre tous les aspects et exigences d'une exploitation optimale des centrales virtuelles. La redondance en fait partie : le système de conduite et d'optimisation centralisé tourne sur deux serveurs

hébergés dans des centres dispersés. ABB peut ainsi garantir la haute disponibilité nécessaire à un système de contrôle-commande opérant dans un environnement aussi critique.

L'insertion massive des EnR dans le paysage énergétique mondial renforce la contribution des centrales virtuelles au soutien du réseau. Face à la complexité croissante de la production électrique, de son ajustement à la consommation et de sa commercialisation au meilleur coût, le système de conduite et d'optimisation ABB est plus que jamais un outil crucial pour l'agrégateur.

Sleman Saliba
 ABB Power Systems, Power Generation
 Mannheim (Allemagne)
 sleman.saliba@de.abb.com



Lignes sous tension

Le transport électrique,
au rendez-vous de la
production renouvelable

ROLF GRUNBAUM, SIMON VOGELSANGER, ANDERS GUSTAFSSON, JANISSA AREVALO – Depuis quelques années, les réseaux de transport à haute tension (HT) sont confrontés à des défis sans précédent, liés à l'ouverture du marché à la concurrence, à l'accroissement rapide des échanges entre systèmes électriques et aux obstacles économiques et écologiques à la construction de nouvelles lignes. À ce constat s'ajoute la difficulté de réguler et de stabiliser les flux électriques, surtout quand il s'agit d'intégrer de très grandes quantités d'énergie renouvelable (EnR) en provenance des parcs éoliens marins, par exemple. Une situation exacerbée en périodes de grand vent ou de fort ensoleillement, et de faible consommation ! La solution réside dans des systèmes de transport en courant alternatif FACTS (*flexible alternating current transmission systems*) et de transport en courant continu à haute tension (CCHT) conciliant augmentation des capacités, souplesse de commande et stabilité.



En théorie, il est toujours possible de s'affranchir des limites de transit ou de régulation de puissance en construisant de nouveaux ouvrages de transport et/ou de production. Mais on peut aussi parvenir aux mêmes résultats et répondre aux exigences croissantes du transport électrique, sans passer par ces lourds investissements : c'est tout l'intérêt des systèmes FACTS d'ABB, idéalement complétés par la technologie CCHT.

Le choix d'une solution FACTS se justifie par le besoin d'une réponse rapide et dynamique aux fréquentes variations de la production d'énergie. On distingue trois grands types de dispositifs :

- Les compensateurs statiques de puissance réactive, plus connus sous l'abréviation anglo-saxonne SVC (*static var compensator*) ;
- Les condensateurs série ;
- Les compensateurs statiques synchrones SVC Light® et PCS 6000 d'ABB.

Compensation statique

Un dispositif SVC est capable de régler dynamiquement la tension réseau pour la ramener à sa valeur de référence, mais

Photo p. 29

Comment les technologies FACTS et CCHT d'ABB permettent-elles aux gestionnaires de réseau d'accroître les transits de puissance ?

aussi de réagir très vite à un incident (court-circuit, coupure de ligne ou déconnexion de groupe, par exemple) en injectant du réactif pour stabiliser la tension. Il peut en outre augmenter la capacité de transfert, réduire les pertes, amortir les oscillations de puissance active et éviter les surtensions en cas de perte de charge. Il est donc tout désigné pour

- régler la tension en régimes établi et dynamique afin d'accroître le transit de puissance et de réduire les variations de tension ;
- améliorer la stabilité synchrone (angle de puissance et amortissement des oscillations) et la qualité de l'onde électrique dans les réseaux alimentant de grosses charges industrielles.

ABB a récemment équipé les postes de Viklandet → photo p. 29 et Tunnsjødal du réseau de transport norvégien 420/300 kV de deux SVC d'une puissance unitaire d'environ 250 mégavars (MVar). La région a ainsi vu sa puissance importée augmenter jusqu'à 400 mégawatts (MW).

Compensation série

La compensation série par condensateurs présente plusieurs avantages :

- Augmentation du transfert de puissance active (sans dégrader la stabilité de l'angle ou de la tension) ;
- Augmentation de la stabilité de l'angle et de la tension pour un niveau donné de transfert de puissance ;

- Réduction fréquente des pertes en ligne ;
- Diminution du nombre de lignes de transport mobilisées.

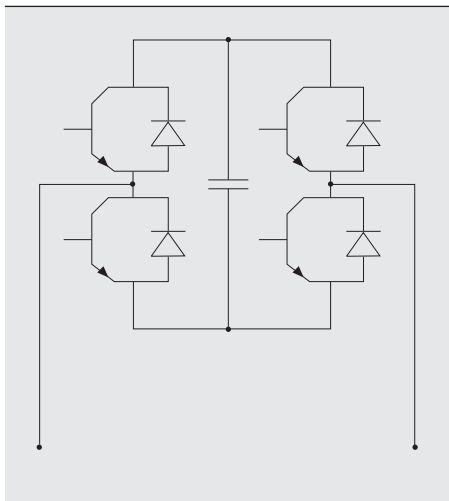
La compensation série doit obligatoirement s'accompagner de dispositifs de commande, de protection et de supervision pour être partie prenante du système électrique. De même, le condensateur série fonctionnant au même niveau de tension que le reste du système, il doit être totalement isolé du potentiel de masse.

Le condensateur série est essentiellement protégé par une varistance, le plus souvent en oxyde de zinc (ZnO), qui limite la tension aux bornes du composant et le protège des courants de court-circuit. On

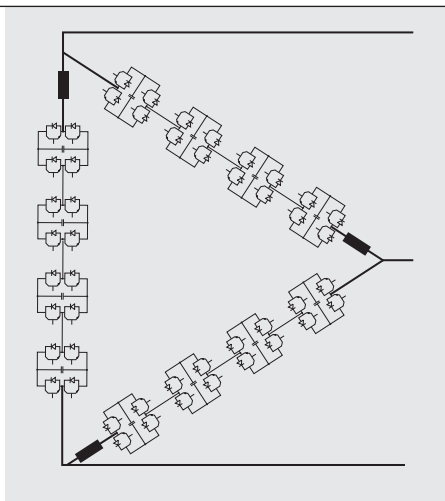
La solution FACTS se justifie pour parer rapidement et en souplesse aux fréquentes variations de la production d'énergie.

utilise normalement une protection rapide pour shunter le condensateur quand la varistance ne peut pas absorber l'excès de courant de défaut.

Le gestionnaire du réseau de transport (GRT) finlandais Fingrid s'est doté de deux condensateurs série ABB de 301 et 369 MVar pour maintenir la capacité de transfert du pays, stabiliser le réseau et doper ses exportations vers la Suède de 200 MW → 1.



2a Pont en « H » monophasé à transistors IGBT



2b Chaînage triphasé de ponts en « H »



Compensation statique synchrone SVC Light®

SVC Light est un compensateur STATCOM (*STATic COMPensator*) basé sur un convertisseur à source de tension (CST) multiniveau chaîné, adapté au transport électrique. Il peut non seulement très vite fournir du réactif au réseau mais aussi soutenir les réseaux faibles, améliorer la disponibilité des grands parcs éoliens à différents régimes d'alimentation et soulager les réseaux des pays chauds fortement sollicités par la climatisation.

SVC Light est réalisé à partir de transistors bipolaires à grille isolée IGBT (*insulated-gate bipolar transistor*). Cette solution modulaire s'articule autour de ponts en « H » raccordés en série pour former un bras de phase de la branche CST → 2, 3. SVC Light est proposé pour des tensions réseau jusqu'à 69 kV et des puissances jusqu'à ± 360 MVar. Des tensions supérieures nécessitent un transformateur abaisseur pour le couplage avec le réseau.

Pour améliorer la stabilité dynamique et accroître la capacité de transit, le principal propriétaire et gestionnaire du réseau de transport chilien, Transelec S.A., a décidé d'équiper le poste électrique lourdement chargé de Cerro Navia (Santiago) d'un SVC Light. Fonctionnant dans la plage de 65 MVar inductifs à 140 MVar capacitifs, ce dispositif régule et commande également la tension réseau 220 kV en régimes établi et perturbé, et assure une compensation dynamique rapide de puissance réactive sur incident.

Compensation statique synchrone PCS 6000 pour l'éolien marin

Pour tirer parti du vent du large qui souffle fort, surtout l'après-midi, au moment précis où la consommation électrique grimpe, les sites éoliens sont de plus en plus implantés en pleine mer.

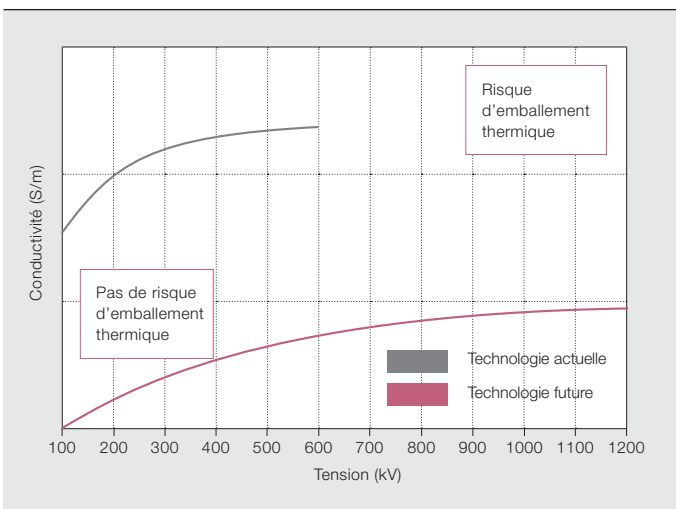
Une éolienne marine délivre sa puissance au réseau terrestre par l'intermédiaire d'un transformateur élévateur de tension sur plate-forme et d'un câble en courant alternatif (CA). Les distances de transport soulèvent des problèmes de stabilité et de fiabilité qui obligent les GRT à durcir les règles de raccordement au réseau, notamment celles régissant la puissance réactive, le réglage de tension et le maintien de la production en régime perturbé.

Par leur régulation dynamique et rapide de la tension, les FACTS respectent les exigences du « code de réseau », contrairement aux dispositifs électromécaniques traditionnels comme les batteries de condensateurs et d'inductances.

À la réactance habituelle du réseau s'ajoute celle des transformateurs et des câbles du parc éolien, qui varie avec la fourniture de puissance active : ce sont d'autres sources variables de réactif qu'il faut aussi compenser. Le STATCOM PCS 6000 d'ABB s'y emploie.

Quel que soit le parc éolien, PCS 6000 garantit le respect du code réseau et la compensation dynamique de puissance. Compact et modulaire, il convient aux applications jusqu'à 38 MVar unitaires. Pour monter en puissance, il suffit de

La compensation série doit s'accompagner de dispositifs de commande, de protection et de supervision pour être partie prenante de la chaîne électrique.



Le convertisseur statique synchrone PCS 6000 d'ABB pour applications jusqu'à 38 MVar unitaires garantit le respect du code réseau et la compensation dynamique de puissance.

mettre plusieurs convertisseurs en parallèle. Plus de 20 PCS 6000 équipent aujourd'hui divers parcs éoliens.

La flexibilité n'est pas l'apanage des régulateurs FACTS : si les SVC, condensateurs série et STATCOM facilitent le transport en CA, la technologie CCHT d'ABB le simplifie également en courant continu (CC).

HVDC Light®

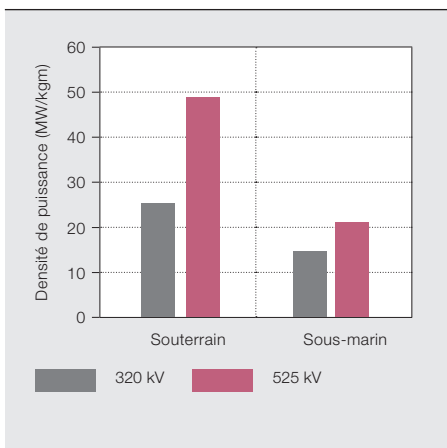
Au plan économique, les liaisons CCHT sont les championnes du transport massif d'électricité sur de longues distances (plus de 600 km en aérien, entre 50 et 100 km en souterrain ou sous la mer). Mais bien d'autres facteurs font de cette technologie, en particulier celle reposant sur des CST comme HVDC Light d'ABB, le compagnon idéal de l'évolution des réseaux CA : champs électromagnétiques neutres, câbles secs et stations de conversion compactes. HVDC Light contribue en outre à relever les défis de l'intégration croissante des EnR grâce à la régulation rapide et indépendante de la puissance active et réactive, la tenue en tension et l'amélioration de la qualité de la fourniture. D'autres avantages, comme l'aptitude au redémarrage en autonome et au couplage avec des réseaux CA faibles, en font une solution de choix pour les interconnexions de réseaux et l'alimentation de sites isolés ou de grandes agglomérations. La robustesse de ces liaisons aide à réduire la variabilité et l'imprédictibilité de la production renouvelable en lissant le flux d'énergie sur de longues distances.

Toujours plus, plus loin

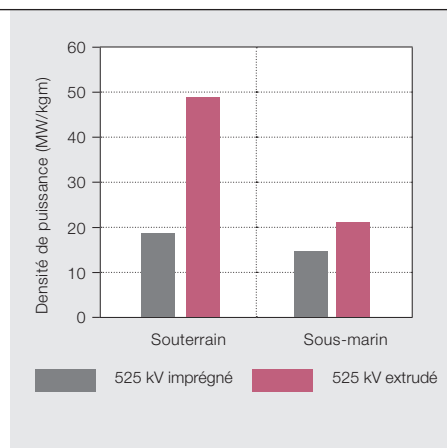
ABB vient d'établir un record du monde de la technologie HVDC Light avec la 4^e ligne de la liaison Skagerrak entre la Norvège et le Danemark, les trois premières étant également de fourniture ABB (Skagerrak 1 et 2 dans les années 1970, Skagerrak 3 en 1993) : 1700 MW transitent ainsi sur 240 km pour permettre à la production hydroélectrique et au stockage par pompage hydraulique norvégiens d'équilibrer l'éolien danois.

Skagerrak 4 comporte deux stations CST de 700 MW. La nouvelle ligne fonctionne en bipolaire avec Skagerrak 3 qui s'appuie sur un CCHT classique à base de convertisseurs commutés par le réseau. Ce couplage bipolaire est à la fois une première et l'occasion d'utiliser le système de contrôle-commande avancé MACH d'ABB pour gérer les différents modes d'inversion du transit de puissance entre les deux technologies.

ABB fournira également la plus longue liaison CCHT en câble extrudé, NordBalt (300 kV, 700 MW), reliant la Suède à la Lituanie. Celle-ci se compose d'une paire de câbles d'une longueur totale de 53 km sur terre et de 400 km sous l'eau, traversant aussi bien des terrains difficiles (anciennes zones minées et décharges de munitions) que des sites naturels protégés (réseau européen Natura 2000, côté lituanien). NordBalt renforce et sécurise l'approvisionnement énergétique des deux côtés de la mer Baltique, et intègre son marché de l'électricité émergent au marché nordique.



6a Avec câble Cu extrudé 320 kV pour des puissances $\leq 1,5$ GW



6b Avec câble Al isolé au papier imprégné d'huile

Un nouveau câble, plus puissant

La technologie des câbles CCHT extrudés convient au transport efficace de puissance dans des zones densément peuplées ou écosensibles, sur le littoral ou en pleine mer.

ABB a développé et testé avec succès un câble CC de 525 kV capable d'acheminer bien plus que 2 GW, en sous-marin comme en souterrain → 4. L'innovation réside dans un nouvel isolant en polyéthylène réticulé, une extrémité sans

le risque d'emballage thermique et de défaut électrique. Le graphique → 5 compare la conductivité des nouveaux câbles à celle d'autres technologies : quand le risque d'emballage thermique augmente habituellement à une tension d'essai de type supérieure à 600 kV, il est négligeable pour les nouveaux câbles, même à des tensions nettement plus élevées.

Les nouvelles extrémités sont basées sur la technologie ABB des traversées CCHT. Leur isolant en composite polymère ne

risque pas d'éclater en cas d'explosion, offrant une sécurité maximale. On doit cette sécurité aux éléments en élastomère (adaptateurs et cône défecteur), notamment à leur matériau aux pro-

priétés électriques fortement non linéaires et à leur géométrie.

Le câble extrudé de 525 kV peut transporter 50 % plus de puissance sur de très longues distances que son prédécesseur de 320 kV, par exemple. Il affiche également la plus faible masse par mégawatt transité et des tensions supérieures qui fiabilisent le transport et réduisent les pertes électriques.

Par rapport au 320 kV, la puissance active acheminée par un câble 525 kV (exprimée en mégawatts par kilogramme mètre) est près du double pour un câble terrestre et 50 % supérieure pour un câble sous-marin → 6a.

Le câble CC extrudé l'emporte également sur les câbles CCHT classiques isolés au papier imprégné d'huile très visqueuse → 6b et il est plus vite raccordé.

La tendance est indéniablement à la multiplication et à l'extension des centrales d'énergie renouvelable. Les technologies FACTS et CCHT contribueront à la flexibilité et à la fiabilité des réseaux interconnectés. Quantité d'innovations technologiques sont aujourd'hui prêtes à relever les défis de l'intégration des EnR et à doter les systèmes électriques de la souplesse et des performances nécessaires pour satisfaire la boulimie énergétique de la planète. Les nouvelles réalisations d'ABB, telles les stations de conversion CST de 500 kV ou le câble CC extrudé de 525 kV, en font partie. Elles confortent sa suprématie technologique dans le déploiement et la mise en œuvre du transport HT.

Le CCHT est économiquement avantageux pour acheminer de grandes quantités d'énergie sur de longues distances.

porcelaine et sans huile basée sur la technologie ABB des traversées, une jonction terrestre et une jonction marine flexible. Cette liaison ouvre de nouvelles perspectives au transport CC pour l'intégration des marchés de l'électricité et l'insertion croissante des EnR dans le paysage énergétique. Une seule paire de câbles extrudés de 525 kV (chacun du diamètre d'un disque compact) suffit pour alimenter deux millions de foyers à partir des grands parcs éoliens marins.

Un bon isolant de câble CCHT doit présenter une faible conductivité CC pour éviter les pertes thermiques. Notons que cette conductivité augmente avec le champ électrique et la température, accentuant

Rolf Grunbaum

ABB Power Systems, FACTS
Västerås (Suède)
rolf.grunbaum@se.abb.com

Simon Vogelsanger

ABB Power Systems, FACTS
Turgi (Suisse)
simon.vogelsanger@ch.abb.com

Anders Gustafsson

ABB Power Systems, High Voltage Cables
Karlskrona (Suède)
anders.h.gustafsson@se.abb.com

Janissa Arevalo

ABB Smart Grids Industry Sector Initiative
Zurich (Suisse)
janissa.arevalo@de.abb.com



La régulation ABB aux avant-postes

Stabiliser les réseaux de distribution pour mieux accueillir
la production renouvelable

MARTIN CARLEN, ADAM SLUPINSKI, FRANK CORNELIUS –
Nombreux sont les pays à afficher d’ambitieux objectifs
d’augmentation de la part d’électricité d’origine renouvelable, principalement éolienne et photovoltaïque, dans le bouquet énergétique. Or le passage d’une production traditionnellement centralisée, bâtie sur le fossile et le

nucléaire, à une production distribuée, par essence intermittente, bouscule le modèle électrique : les chutes de tension liées aux charges, mais aussi les hausses dues aux injections locales ont un effet de montagnes russes qui menace la stabilité du réseau, jusqu’en bout de ligne. Pour « régulariser » la situation, ABB a la solution.



Une production supérieure à la consommation entraîne une hausse de tension qui peut dépasser la plage de variation autorisée.

Fin 2014, le parc de production électrique allemand totalisait quelque 195 gigawatts (GW), les filières éolienne et photovoltaïque (PV) y contribuant pour près de 20 %, avec 38 GW. Mieux, lors des week-ends ensoleillés et venteux, jusqu'à 80 % de l'électricité produite est d'origine renouvelable. Chef de file de la transition énergétique, l'Allemagne a l'intention de doubler la part des renouvelables (EnR) pour atteindre 50 % en 2030 et 80 % à l'horizon 2050.

Si l'Allemagne est bien engagée dans cette voie, nombre d'autres pays lui ont emboîté le pas. La Chine, par exemple, détient le record des investissements dans la production EnR, aujourd'hui supérieure à ses nouvelles capacités thermiques (fossiles et nucléaires). Aux États-Unis, des États ont imposé des objectifs de

pourcentage des EnR dans le mix énergétique : 30 % d'ici à 2015 pour l'État de New York, par exemple, 33 % d'ici à 2020 pour la Californie. Fin 2014, le parc éolien mondial dépassait 350 GW, et le photovoltaïque 180 GW.

Contrairement aux grandes centrales reliées au réseau de transport, beaucoup de petites productions renouvelables sont raccordées à la maille locale, en basse

des injections de puissance diffuses, parfois bien supérieures à la consommation.

Le problème se pose surtout en milieu rural où la production éolienne/PV peut vite dépasser 2 ou 3, voire 10 fois la charge planifiée. Cet apport massif d'énergie modifie le plan de tension : au lieu de chuter le long de la ligne qui relie le transformateur au consommateur, la tension croît à proximité du producteur.

Dans bien des cas, l'intensité maximale admissible dans le câble ou la ligne aérienne n'est pas une valeur limitative et la ligne n'a pas de limite thermique. Pour autant, la puissance produite étant supé-

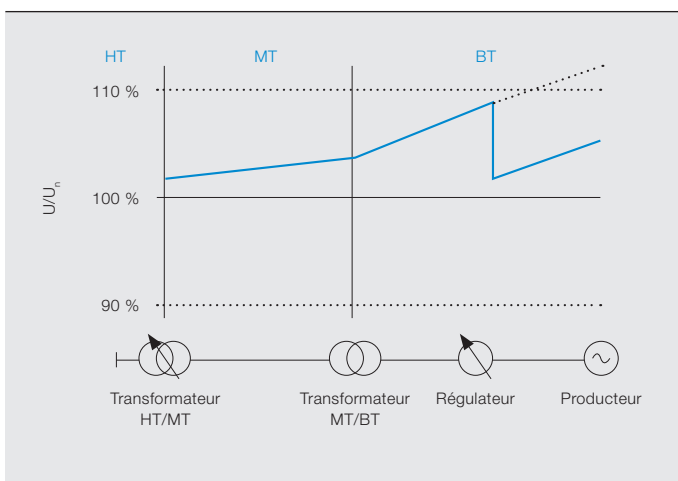
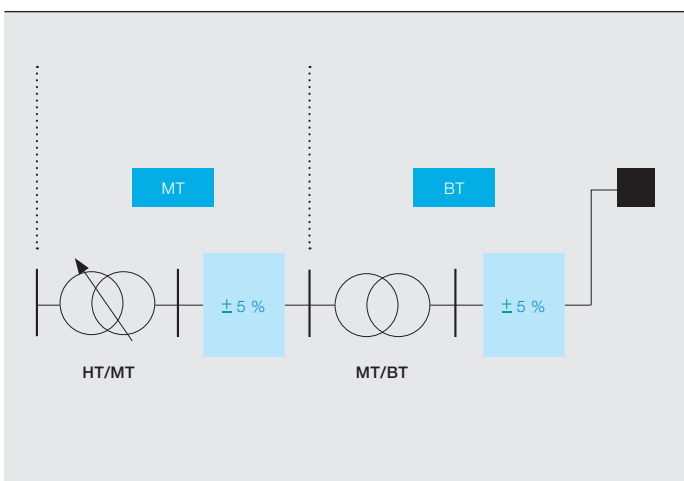
Les réseaux de distribution traditionnels n'ont pas été conçus pour des injections de puissance locales, parfois bien supérieures aux soutirages.

rieure à celle soutirée par la charge, la tension peut beaucoup augmenter et dépasser la plage de variation ou « largeur de bande » réglementaire. Il faut alors découpler le producteur du réseau.

rieure à celle soutirée par la charge, la tension peut beaucoup augmenter et dépasser la plage de variation ou « largeur de bande » réglementaire. Il faut alors découpler le producteur du réseau.

Photo

Régulateur de tension de ligne BT d'ABB installé entre le transformateur de distribution raccordé à plusieurs clients et l'onduleur photovoltaïque.



À chaque problème d'élévation de tension, sa solution la plus efficace et économique.

Il y a plusieurs remèdes au problème : renforcer le réseau, installer un régulateur de tension, moduler la puissance réactive. Chaque cas de figure a sa solution technico-économique.

Tension réglementaire

La norme européenne EN 50160 donne les principaux paramètres de tension, au point de raccordement du client aux réseaux publics de distribution basse tension (BT) et moyenne tension (MT) [1]. En alimentation normale, elle fixe la plage de variation à $\pm 10\%$ de la tension nominale U_n . Dans certaines régions du monde, cette plage est resserrée : aux États-Unis, par exemple, la norme ANSI C84.1 [2] exige du fournisseur $\pm 5\%$ en BT, entre $-2,5$ et $+5\%$ en MT.

Au demeurant, quand on approfondit les méthodes actuelles de conception des réseaux de distribution, il est clair que les différents domaines de tension sont fortement couplés et que chacun ne jouit pas de toute la largeur de bande disponible. Le dernier maillon du système électrique à pouvoir ajuster la tension étant le transformateur du poste source HT/MT, la plage de tension totale doit être répartie entre les réseaux MT et BT aval. On dispose donc d'une tension réduite pour compenser la hausse occasionnée par la production locale.

En $\rightarrow 1$, la plage de $\pm 10\%$ se répartit à parts égales entre MT et BT. Pour parer à toutes les conditions possibles de chaque départ, le concepteur du réseau doit avoir fixé des valeurs. Dans notre cas, à chaque domaine de tension est attribuée une bande de $\pm 5\%$. Cette répartition peut être asymétrique : en Allemagne, la variation à la hausse plafonne à $+3\%$ en BT, ce qui a pour effet de vite limiter la quantité d'énergie injectable dans le réseau BT.

La chute de tension dans un câble cuivre de section $3 \times 50 \text{ mm}^2$, acheminant 120 kVA sous 400 V , atteint 3% au-delà de 45 m .

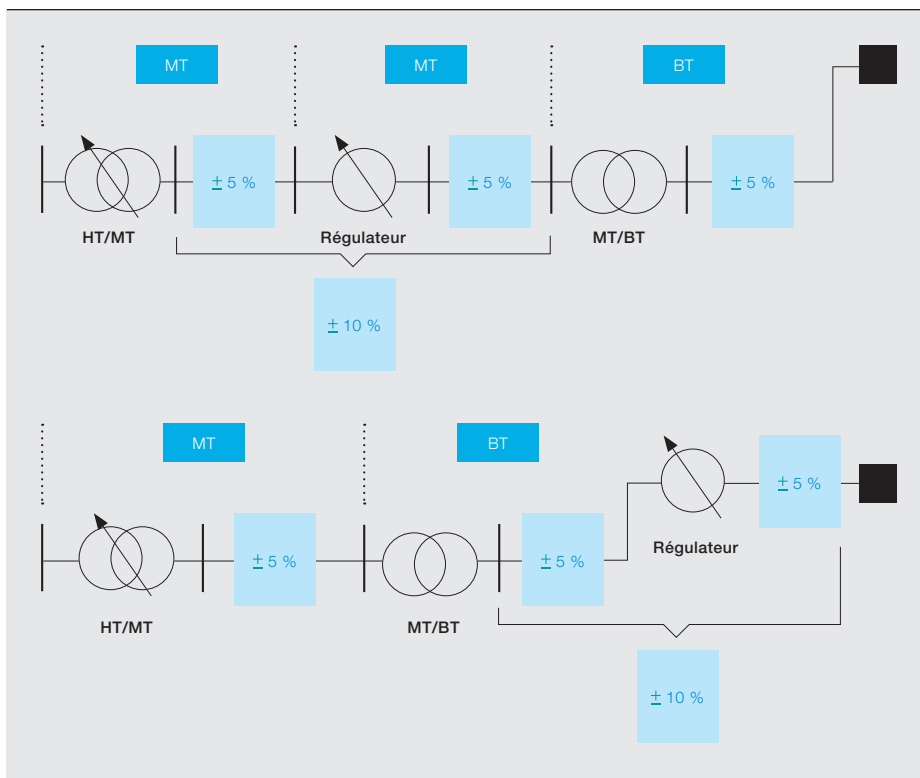
Rééquilibrage

Un régulateur de tension de ligne permet d'élargir notablement la plage de tension disponible et d'injecter plus de puissance dans le réseau sans dépasser

L'emploi d'un régulateur de tension de ligne permet d'élargir considérablement la plage de tension disponible et d'injecter plus de puissance, dans les limites de tension admissibles.

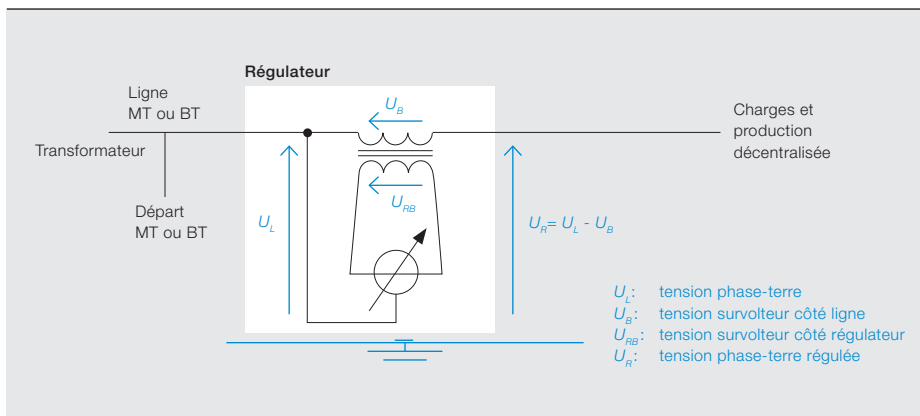
les limites admissibles. L'appareil est capable d'ajuster ou de « recaler » le niveau de tension sur le tronçon de réseau aval. Dans l'exemple $\rightarrow 2$, un pro-

3 Ligne MT (haut) et BT (bas) avec régulateur de tension dédoublant la plage de variation



Un régulateur de tension de ligne est capable de « réétalonner » le niveau de tension sur le tronçon de réseau aval.

4 Principe de fonctionnement d'un régulateur de tension de ligne



ducteur est connecté en bout de ligne ; sans régulateur, la tension franchit le plafond réglementaire.

teurs de distribution à régulateur de tension dont les réglages influencent la totalité du réseau BT.

Un régulateur de tension de ligne peut trouver sa place en n'importe quel point du réseau. Selon son installation, au niveau d'un départ ou d'un jeu de barres à plusieurs départs, il régule la tension du départ seul ou de tous les départs.

Un départ acheminant une grande quantité de puissance produite est découplé du réseau par le régulateur ; le réglage de tension à la baisse lui permet d'accroître sa capacité disponible tout en restant dans la plage réglementaire → 3.

Les réglages effectués par le changeur de prises du transformateur HT/MT influencent l'ensemble des réseaux MT et BT côté secondaire, même si la chute et la hausse de tension peuvent beaucoup différer d'une ligne à l'autre. Il en va de même pour les transforma-

Principe de fonctionnement

Le régulateur superpose à la tension réseau U_L une tension supplémentaire additive ou soustractive, fournie par un transformateur survolteur. En → 4, une tension d'alimentation variable, injectée par la ligne elle-même, crée une tension

Le transformateur et son changeur de prises en charge permettent de faire varier la tension de $\pm 10\%$ par échelons.

5 Régulateur moyenne tension dans poste compact



U_{RB} (U_B sur la ligne) qui donne la tension régulée $U_R = U_L \pm U_B$.

Un transformateur doté d'un changeur de prises en charge permet de faire varier par échelons la tension, entre -10 et $+10\%$. Ce changeur de prises à commutation linéaire utilise des contacts mécaniques d'une longévité maximale de 3 millions de manœuvres, sans maintenance. Son commutateur est muni de résistances de passage.

On utilise des transformateurs de type sec RESIBLOC pour éviter tout risque d'incendie et d'explosion. Par leur haut rendement énergétique, leur souplesse d'adaptation à n'importe quelle configuration de prises, leur très grande stabilité mécanique, leur insensibilité aux changements rapides de charge ou de température, et leur résistance thermique jusqu'à -60°C , ces transformateurs se prêtent parfaitement à l'application.

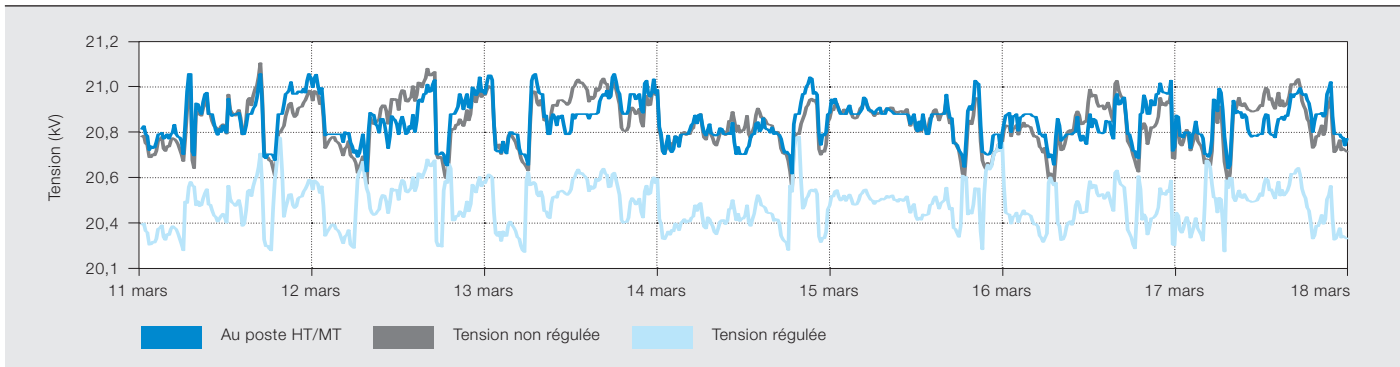
Le régulateur de tension ABB ne crée pas de séparation galvanique dans la ligne régulée et introduit un minimum d'impédance supplémentaire. Par contre, le circuit de tension variable étant isolé galvaniquement de la ligne, ce régulateur convient indifféremment aux réseaux à neutre isolé, impédant ou mis à la terre.

Il comporte en outre des sectionneurs et/ou sectionneurs de mise à la terre en entrée comme en sortie, des capteurs de tension et de courant, ainsi qu'un commutateur de dérivation (*bypass*) permettant de shunter l'appareil. Ce principe de fonctionnement vaut aussi bien en BT qu'en MT.

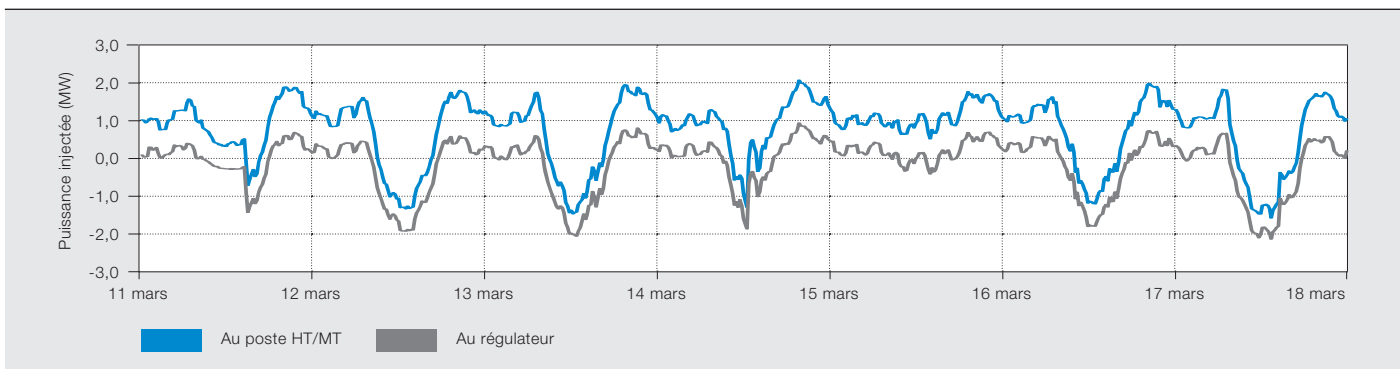
Les contacts du changeur de prises en charge ont une longévité mécanique de 3 millions de manœuvres, sans maintenance.

Installation MT en Allemagne

Filiale de l'électricien RWE, Westnetz est le premier gestionnaire de réseaux de distribution (GRD) de l'ouest de l'Allemagne. L'un de ses réseaux à 20 kV, dans la région d'Eiffel, compte plus de



6a Tension



6b Puissance active

200 producteurs connectés (PV, biomasse, petite hydroélectricité) totalisant plus de 5 MW. Long de 26 km, il doit accueillir d'autres productions renouvelables dans les années à venir.

Une étude de réseau a montré que ni la régulation active du transformateur HT/MT ni la multiplication des transformateurs à régulation de tension MT/BT (plus de 60 appareils) ne réglaient le problème d'augmentation de tension. D'où la déci-

comprises, n'a duré que quelques mois, soit bien moins qu'une extension de réseau.

Le régulateur est capable d'ajuster, dans une plage de $\pm 10\%$ par pas de 2 %, la tension de la puissance transitée jusqu'à 8 MVA; son courant de court-circuit maximal admissible est élevé, et le réglage de tension, automatique. Il communique avec la conduite du réseau par le biais de postes de télégestion et de transmissions GPRS. Westnetz connaît ainsi à tout moment les variables électriques (tension, intensité et puissance) et l'état du régulateur. L'appareil peut aussi être piloté à distance ou en local.

Il existe différents modes de paramétrage de la régulation. On peut sélectionner une consigne de tension fixe, modifiable par télécommande ou, par exemple, basée sur une mesure de tension en un point différent. Le régulateur de tension de ligne de Westnetz est exploité suivant une courbe de réglage qui varie avec le flux de puissance et le sens du transit sur la ligne MT.

Les courbes →6a représentent la tension d'entrée (non régulée) et de sortie (régulée) de l'appareil, ainsi que la tension au poste source HT/MT. On constate que

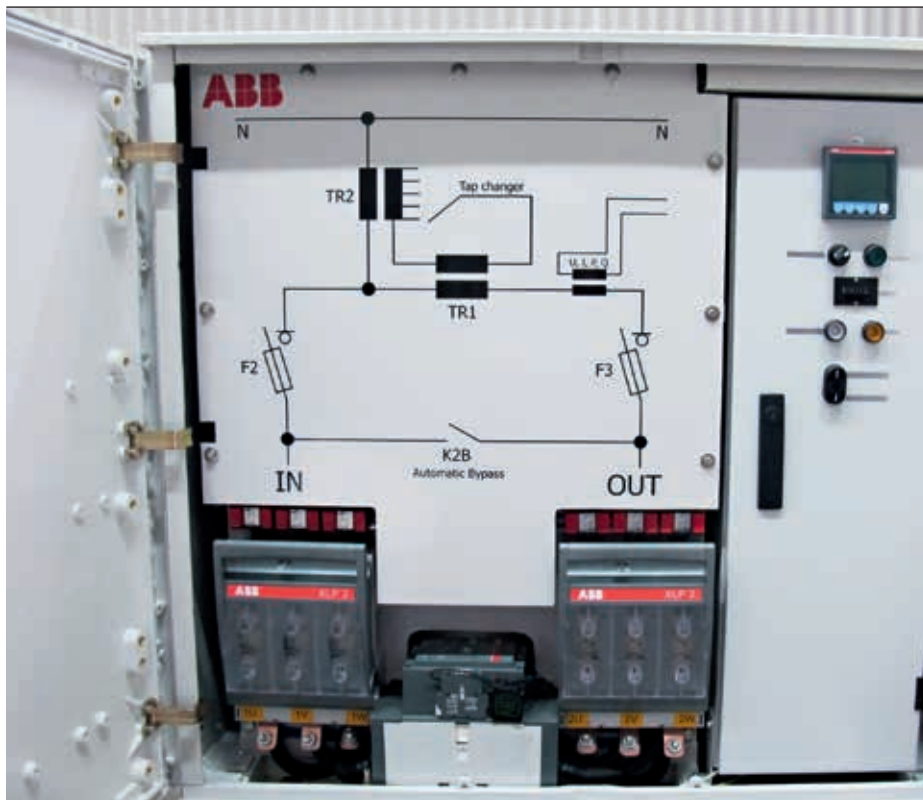
Le courant de court-circuit maximal admissible est élevé, et le réglage de tension, automatique.

Le régulateur de tension de ligne ABB convient aux réseaux à neutre isolé, impédant ou mis à la terre.

sion d'installer un régulateur de tension de ligne MT, à 10 km du poste source: une solution bien moins chère que la modernisation du réseau. Là encore, les câbles et leur intensité maximale admissible plus élevée ne constituent pas un facteur limitatif [3]. La totalité du chantier, planification et obtention des permis

Le réglage automatique de tension d'une ligne BT ou MT, dans une plage donnée, évite les coûteuses extensions de réseau.

7 Intérieur d'un régulateur basse tension



durant les périodes de forte production locale, la tension d'entrée du régulateur dépasse celle du poste, alors que c'est l'inverse la nuit. La consigne de régulation étant fixée à 20,5 kV, la tension régulée reste bien dans la plage de variation de $\pm 1,5\%$ autour de cette valeur. La tension d'entrée du régulateur et celle du poste source dépassent 21 kV. En l'absence de régulateur, la puissance d'injection maximale de 5 MW ferait grimper la tension en bout de ligne.

En [→ 6b](#), on voit que le flux de puissance devient négatif à la mi-journée, signe que le réseau MT a injecté jusqu'à 1,5 MW dans le réseau HT ; c'est l'inverse la nuit (entre 17 h et 9 h), le réseau HT fournissant jusqu'à 2 MW. La journée du 15 mars semble avoir été pluvieuse ou très nuageuse puisque la production locale est faible.

Installation BT en Suisse

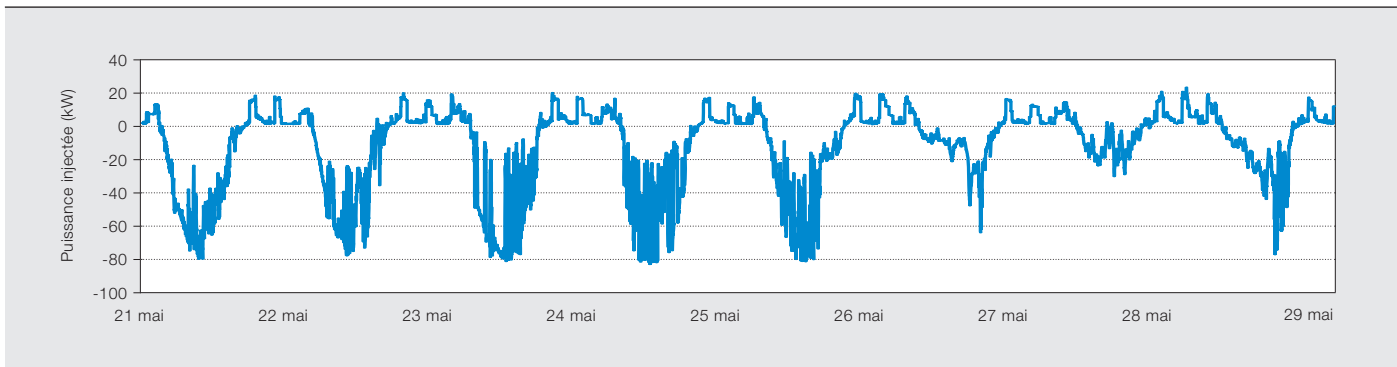
Voyons l'exemple d'une exploitation agricole équipée d'une installation PV en toiture débitant jusqu'à 134 kW [→ photo p. 34-35](#). Le corps de ferme est relié par

un câble 400 V de 250 m au transformateur de distribution, qui dessert également plusieurs autres clients. Une simulation de réseau menée par ABB montra que le câble n'avait pas de limite thermique mais que l'élévation de tension dépasserait la plage admissible. On décida alors d'intercaler un régulateur BT entre le transformateur et l'onduleur PV.

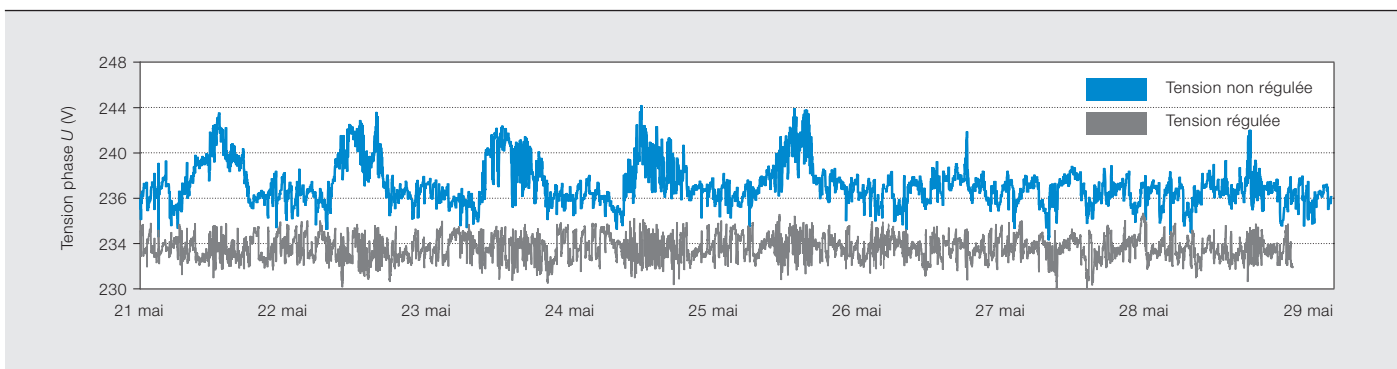
La valeur de consigne peut être modifiée par télécommande ou basée sur une mesure de tension en un point différent.

L'appareil est logé dans une armoire électrique BT [→ 7](#). De nouveau, la solution s'avéra bien moins chère que l'ajout de câbles [4].

Il peut réguler la tension pour une puissance transitée atteignant 250 kVA, dans une plage de ± 6 ou $\pm 8\%$ par pas de 1,2 ou 1,6 %. Les variations de la courbe de puissance journalière [→ 8a](#) reflètent les aléas météorologiques : soleil dominant les 5 premiers jours de la semaine, absence de soleil le 7^e jour.



8a Puissance active



8b Tension

En particulier les 3^e, 4^e et 5^e jours, les variations de tension → 8b reflètent des passages nuageux. Toutes les nuits, une charge permanente de 20 kW est connectée.

En situation régulière

La distribution électrique est traditionnellement conçue pour alimenter des charges connues et prévisibles. Or, à mesure qu'augmentent les injections de sources renouvelables, la puissance crête peut facilement atteindre un multiple de la charge, poussant les réseaux de distribution aux limites. Dans bien des cas, l'obstacle n'est pas tant la capacité de transport que le maintien de la tension dans la plage réglementaire.

Un régulateur de tension de ligne peut aisément y remédier en ajustant automatiquement la tension d'une ligne BT ou MT, dans une certaine plage, à la valeur souhaitée. Une parade aux coûteuses extensions de réseau.

Le régulateur BT d'ABB se loge dans une armoire électrique standard. Son installation est normalement très rapide, sans autorisation spéciale. Le régulateur MT est implanté entièrement monté et testé dans un poste préfabriqué béton → 5 ; il ne reste qu'à raccorder les câbles MT à

l'appareillage électrique intégré. Dans les deux cas, le régulateur peut être facilement déplacé et réinstallé ailleurs si le réseau évolue ou si le raccordement d'autres producteurs impose des renforcements.

Martin Carlen

ABB Power Products, Transformers
Zurich (Suisse)
martin.carlen@ch.abb.com

Adam Slupinski

ABB Power Consulting
Mannheim (Allemagne)
adam.slupinski@de.abb.com

Frank Cornelius

ABB Power Products, Transformers
Birlon (Allemagne)
frank.cornelius@de.abb.com

Bibliographie

- [1] Norme NF EN 50160, *Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution*, février 2011.
- [2] Norme ANSI C84.1, *American National Standard For Electric Power Systems and Equipment – Voltage Ratings (60 Hz)*, 2011.
- [3] Carlen, M., *et al.*, « Line voltage regulator for voltage adjustment in MV grids », communication CIRED, Lyon, 2015.
- [4] Cornelius, F., *et al.*, « Erhöhung der Anschlusskapazitäten im Verteil- und Ortsnetz durch den Einsatz von Längsspannungsreglern », conférence *Von Smartgrid zu Smart Markets 2015 – Beiträge der ETG-Fachtagung*, Cassel (Allemagne), juin 2015.





Stockage énergétique

Le vent en poupe

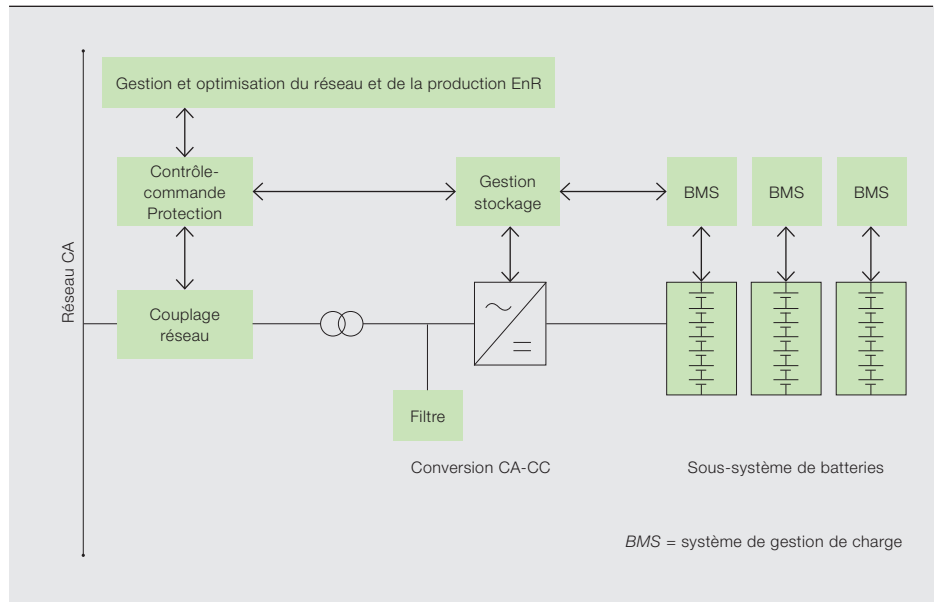
PAT HAYES, JANISSA AREVALO – Dans bien des pays, le système électrique est à l'aube d'une révolution portée par les énergies renouvelables (EnR). Pourtant, face à l'augmentation des injections de production solaire et éolienne, les gestionnaires de réseaux peinent à maintenir l'équilibre et la fiabilité de l'approvisionnement électrique. Ces difficultés tiennent principalement à la forte variabilité et au court horizon de prévisibilité des EnR. Les systèmes de stockage peuvent y remédier et jouer ainsi un rôle primordial dans l'évolution de la filière. Mais leur apport va au-delà : réparti en des points stratégiques de la chaîne électrique, le stockage n'est pas seulement un moyen de renforcer et de valoriser la fourniture d'électricité et de services énergétiques au réseau ; il participe pleinement à l'optimisation globale du système.

Photo

Des systèmes de stockage énergétique judicieusement placés sur le parcours de l'électricité peuvent transformer le modèle économique de la filière.

Le stockage d'énergie profite à tous les acteurs de la chaîne électrique, du producteur au consommateur en passant par le distributeur et le gestionnaire de réseaux.

1 Synoptique fonctionnel d'un système de stockage d'énergie par batteries



Le stockage électrique englobe un large éventail de technologies, telles que les batteries, les volants d'inertie, les stations de transfert d'énergie par pompage, le stockage thermique, à air comprimé... et jusqu'au stockage mobile avec les véhicules électriques. Pour l'heure, la plupart des énergéticiens privilégie le stockage par batteries dont ils plébiscitent la souplesse évolutive et la facilité d'implantation, quasiment partout.

Indépendamment de la technologie mise en œuvre, un système de stockage d'énergie complet, qu'il soit autonome ou raccordé au réseau, se compose toujours d'une réserve d'énergie, d'un système de contrôle-commande, d'un convertisseur de puissance et d'équipements électriques → 1. La conception de ces éléments est dictée par l'application de stockage énergétique et les besoins

de puissance. Nombreuses sont les technologies de batteries sous-jacentes : lithium-ion, sodium-soufre, nickel-cadmium, plomb-acide ou circulation d'électrolyte *red-ox*. Pour les fortes puissances, il est possible de raccorder plusieurs convertisseurs en parallèle afin d'assurer le

réglage dynamique des flux d'énergie active et réactive, dans les deux sens. Le stockage est complété de systèmes de contrôle-commande manuel et automatique de tous ces composants, mais aussi de protocoles de communication régissant la téléconduite et la télésurveillance de l'ensemble ainsi que la transmission des prévisions météo et des profils de charge. Enfin, l'installation électrique, avec ses transformateurs, protections et appareillages, sécurise et fiabilise le couplage au réseau et l'exploitation du système [1].

Applications et bénéfices

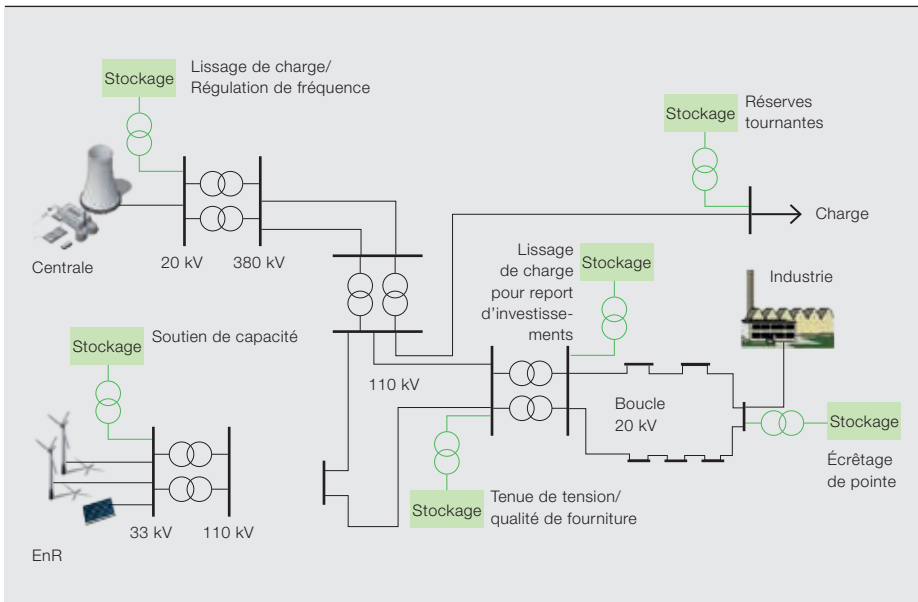
Le stockage présente des avantages tout au long de la chaîne énergétique qui relie le producteur au consommateur. Les technologies de stockage modernes et l'électronique de puissance peuvent renforcer l'exploitation de grandes infrastructures interconnectées ou, à l'inverse, de petits systèmes électriques isolés avec un

Le logiciel ABB fait le lien entre stockage d'énergie et consommateur.

large éventail de mécanismes de réglage et d'appui au réseau → 2.

Régulation de fréquence

L'utilisation du stockage pour rendre différents services système (réglage de fréquence, réserve tournante, etc.) aux



Pour assurer une réserve tournante efficace, le système de stockage est maintenu à un niveau de charge permettant de réagir très vite à une avarie de production ou de transport.

réseaux d'énergie s'avère un excellent modèle économique, car peu coûteux en exploitation/maintenance, avec un bilan carbone nettement inférieur à celui de la production classique. Pour la régulation de fréquence, le système de

l'obligation de maintenir des capacités inutilisées.

Lissage de courbe de charge

Le principe est d'emmagasiner de l'énergie en périodes de faible consommation

pour la restituer en pointe. Dans ce dernier cas, le système de stockage fournit la puissance nécessaire, allégeant la charge sur les moyens de production de pointe, moins économiques. Les réseaux étant dimensionnés pour la puissance crête, la

L'écrêtage de pointe est un mécanisme identique au lissage de charge à cela près qu'il vise à aplanir la courbe plutôt qu'à optimiser le système électrique.

stockage se charge ou se décharge pour compenser une hausse ou une baisse de la fréquence réseau due à un brutal déséquilibre entre électricité produite et consommée : un dispositif salué pour sa réactivité et sa « propreté ».

mobilisation d'un stockage implanté au plus près de la charge permet de reporter les investissements en renforcements de réseau ou en nouvelles capacités de production.

Écrêtage de pointe

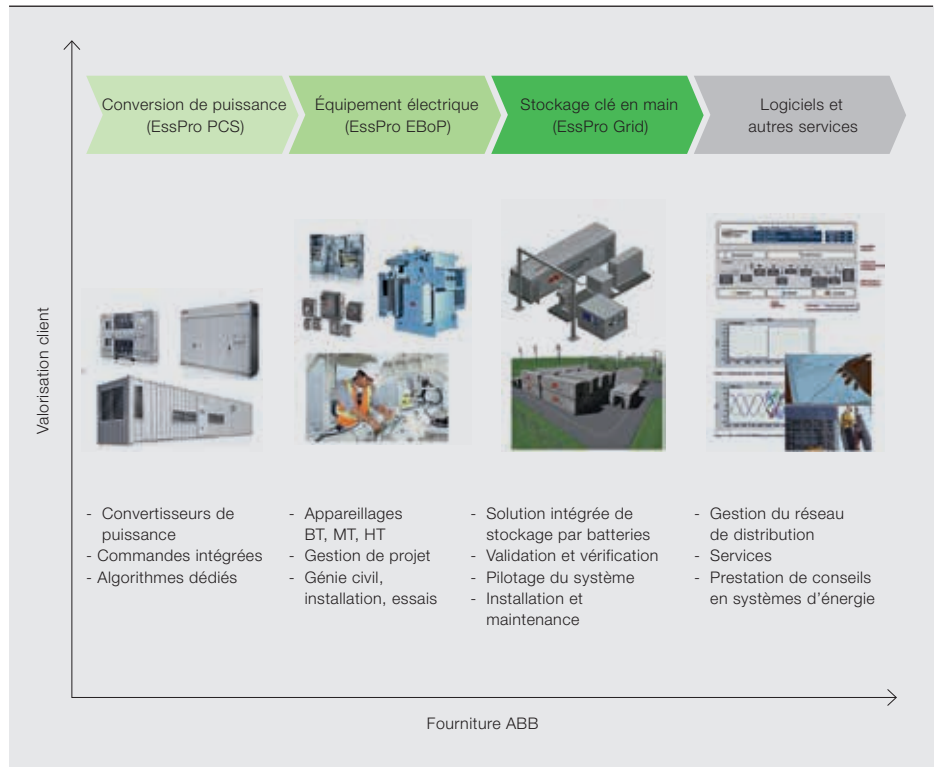
Ce mécanisme est identique au précédent à la différence près qu'il vise un lissage de la pointe plutôt que l'optimisation technico-économique du système électrique. Les installations d'écrêtage sont souvent détenues par le consommateur plutôt que par le fournisseur. Les clients tertiaires et industriels bénéficient d'une tarification horosaisonnaire et d'une gestion de la charge optimisées.

Réserve tournante

Pour assurer une réserve tournante efficace, le système de stockage est maintenu à un niveau de charge permettant de réagir très vite à la perte d'un ouvrage de production ou de transport : en quelques millisecondes, il fournit la puissance nécessaire pour garantir la continuité d'alimentation, le temps que le groupe de secours démarre et entre en action. Les unités de production peuvent alors débiter à la puissance optimale, sans

Pour chaque application, ABB propose des dispositifs de stockage optimisés et des solutions complètes qui garantissent la stabilité du réseau, la fiabilité et la qualité de la fourniture électrique.

3 Offre EssPro™ d'ABB : de la conversion de puissance au stockage intégré



Qualité de l'électricité

Un système de stockage d'énergie peut participer à la protection des charges aval contre les incidents électriques de courte durée qui pénalisent la fourniture. Les fluctuations de tension dues, par exemple, à des défaillances d'équipements, à la chute de branches d'arbre sur les lignes ou à la variabilité éolienne et photovoltaïque (PV) peuvent dégrader la qualité du courant fourni aux consommateurs, entraînant de fortes baisses de tension, voire des coupures. Le stockage peut non seulement soutenir instantanément la tension en injectant ou en absorbant de la puissance active et réactive, mais aussi faire office d'alimentation sans interruption pour combler les coupures non planifiées, améliorant d'autant la qualité de la desserte.

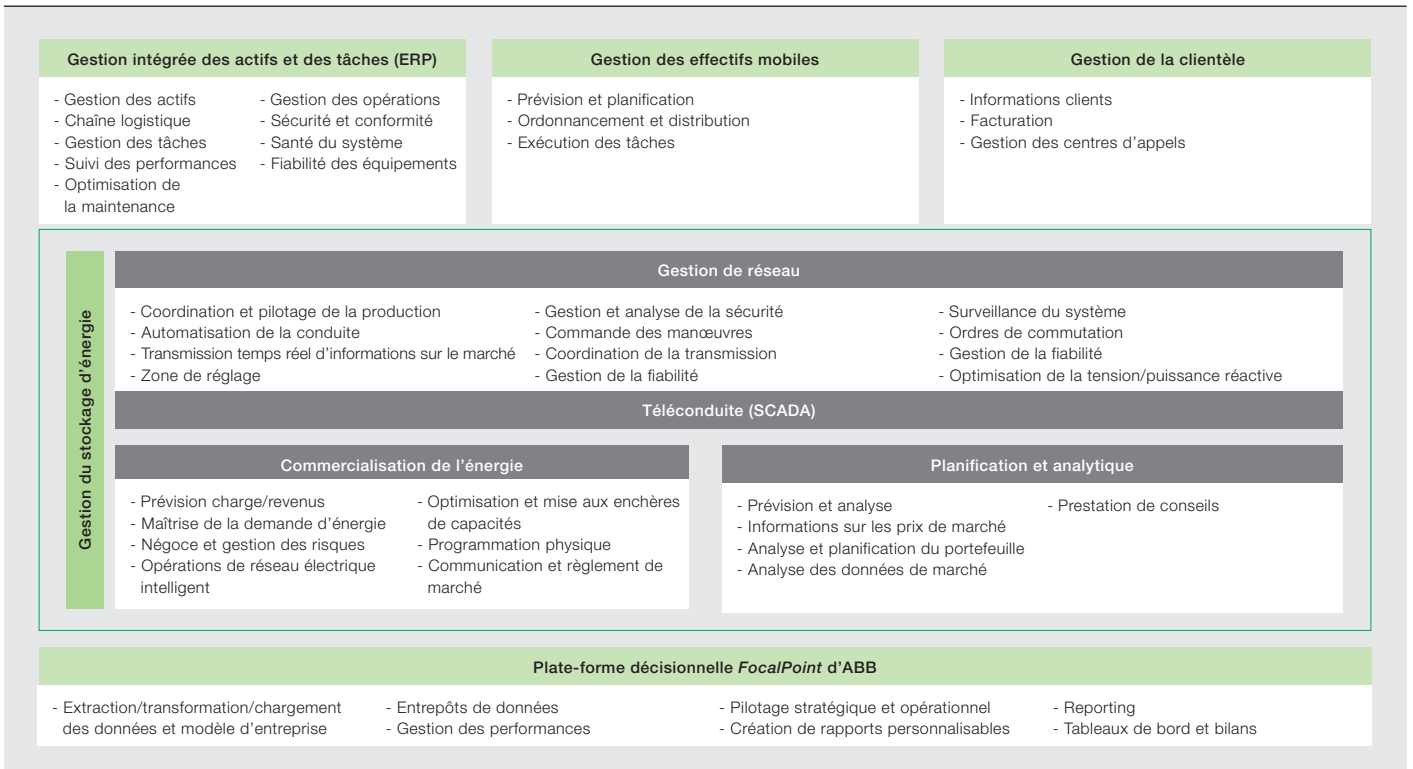
Garantie de capacité

Il s'agit de maintenir les productions d'origine renouvelable, variables et intermittentes, à un niveau de puissance contractualisé, sur une période donnée. Le système de stockage lisse cette variabilité et pilote la vitesse de montée en charge (MW/min) pour résorber les à-coups de tension et de puissance sur le réseau.

Pour chaque application, ABB propose des dispositifs de stockage optimisés et des solutions complètes qui améliorent la

Proposées dans des gammes de puissances de quelques centaines de kilowatts à plusieurs dizaines de mégawatts, les solutions ABB se raccordent en moyenne et haute tension.

stabilité du réseau, la fiabilité et la qualité de l'approvisionnement électrique → 3. Proposées dans des gammes de puissances de quelques centaines de kilowatts à plusieurs dizaines de mégawatts, ces solutions se raccordent directement en moyenne ou haute tension [2]. Le système EssPro™ Grid, par exemple, intègre des fonctions de réglage dynamique des puissances active et réactive, de filtrage actif des harmoniques, d'ilotage et de redémarrage sur défaut. Qui plus est, la mise en œuvre d'algorithmes de commande



avancée traduit une connaissance fine des règles de raccordement au réseau qui garantit le respect des normes et standards des grands fournisseurs d'électricité.

S'inscrire dans une stratégie globale

Pour concrétiser ces atouts, le stockage doit être un acteur à part entière du système énergétique et non une composante isolée répondant à un besoin local ponctuel. Or l'ajout d'une installation de stockage ne se résume pas à l'achat du matériel, à son couplage réseau et au réglage de la tension au nominal. Les énergéticiens doivent dépasser le prisme local ou l'approche tactique pour adopter une vision globale ou stratégique des enjeux technico-économiques du stockage d'électricité.

La première étape consiste à élaborer un plan de ressources à long terme pour remplir l'ensemble des objectifs énergétiques de l'entreprise, quelle que soit la technologie de stockage envisagée. La démarche permet de déterminer comment dispatcher au mieux l'électricité stockée, en fonction des prévisions de prix de l'énergie et, a fortiori, comment la fournir au moindre coût.

Les gestionnaires de réseaux de distribution doivent d'abord identifier les maillons faibles de la chaîne électrique où le stockage pourrait aider à fiabiliser le système, puis déterminer le point de couplage commun optimal. Par son expertise en études de réseau, ABB peut accompagner cette démarche d'optimisation de la conception du stockage sous l'angle technico-économique.

Ces opérateurs sont en outre amenés à prendre des décisions fondées sur la performance de leurs réseaux et sur les prévisions de prix de l'électricité en vue de prédire la fréquence de sollicitation des installations de stockage et leur rentabilité, sur une période donnée. Ils doivent pour cela disposer de données supplémentaires à la fois prévisionnelles (météo, courbe de charge, connaissance du réseau) et propres au système (durée de vie, coûts globaux). Tous ces éléments primordiaux permettent de renforcer l'efficacité opérationnelle et la fiabilité du réseau.

Maximiser les performances

De cette analyse stratégique, l'énergéticien déduira la meilleure technologie de stockage et son dimensionnement pour chaque application. Pour tirer un bénéfice maximal de son investissement, il doit viser une exploitation optimale et une ren-

En régulation de fréquence, le système de stockage se charge ou se décharge pour ajuster la fréquence réseau à la hausse ou à la baisse ; un dispositif très apprécié pour sa rapidité de réponse et sa « propreté ».

Le système EssPro™ Grid assure le réglage dynamique de la puissance active et réactive, le filtrage actif des harmoniques, l'îlotage et le redémarrage sur défaut.

5 Système EssPro Grid de 1 MW/15 min installé chez l'énergéticien suisse EKZ, à Dietikon.



tabilité permanente. Cela passe par un logiciel capable de surveiller et de piloter plusieurs installations de stockage, et de fournir aux exploitants une vue globale de leur réseau.

Le logiciel ABB fait le lien entre stockage et consommateur. Il cartographie les ressources d'énergie distribuées et exécute des algorithmes pointus pour analyser les prévisions météo et les pronostics de consommation qui permettront à l'énergéticien d'optimiser les cycles de charge-décharge → 4. Le système gagne ainsi en efficacité opérationnelle tout en garantissant un accès immédiat aux utilisateurs de ces ressources de stockage.

Stabiliser le réseau en Suisse

En 2012, ABB et le réseau électrique du canton de Zurich (EKZ) mettent en service la plus grosse batterie à accumulateurs lithium-ion du pays → 5, capable de débiter à la demande une puissance complémentaire de 1 MW pendant 15 minutes. Cette installation pilote reliée au réseau moyenne tension d'EKZ a pour mission d'étudier la compensation des pointes de charge, la gestion de la production intermittente et l'optimisation du réseau. En mode îloté, elle peut alimenter tout un immeuble de bureaux. Ce système de stockage gère la puissance réactive et fournit une énergie de réglage primaire au

réseau de transport. C'est aussi l'occasion de développer un savoir-faire en matière d'intégration de centrale PV et de

Confronté à des systèmes électriques de plus en plus complexes, le stockage par batteries gagne sa place dans la chaîne de valeur électrique.

stations de recharge de véhicules électriques.

Pallier l'intermittence à Hawaï

Le chapelet d'îles qui constituent l'archipel d'Hawaï, à des milliers de kilomètres du continent, est obligé d'importer la quasi-totalité des combustibles servant à produire son électricité qui, de fait, coûte cher. Aussi l'État de Hawaï table-t-il sur les EnR pour atteindre l'autonomie énergétique à l'horizon 2040. Dans ce contexte, la coopérative électrique KIUC



6a Installation intérieure



6b Installation extérieure

(*Kauai Island Utility Cooperative*), qui alimente quelque 32 000 clients, s'intéresse au stockage pour maintenir la fiabilité et l'efficacité du système électrique face à la pénétration massive des EnR.

Une installation de stockage au Li-ion de 6 MW/4,63 MWh, constituée de huit conteneurs Saft (leader des batteries de haute technologie) et de deux conteneurs abritant un convertisseur ABB de 6 MW, est déployée dans un nouveau parc PV de 12 MW en construction, à Anahola. Elle a pour triple objectif de réguler la tension du bus de distribution en courant alternatif afin d'éviter les surtensions et sous-tensions, de servir de réserve tournante pour fournir une alimentation de secours instantanée en cas de coupure fortuite et de contribuer au réglage de fréquence sur perte de groupe de production ou hausse brutale de la demande.

Valoriser l'éolien au Canada

En 2013, dans le cadre du projet *High Wind and Storage* au Saskatchewan (Canada), le Cowessess First Nation installe un aérogénérateur Enercon de 800 kW couplé à un système de stockage au Li-ion de 400 kW/744 kWh équipé d'un convertisseur ABB EssPro → 6. L'ensemble a pour mission de lisser la production éolienne et de fiabiliser la distribution électrique en périodes de pointe.

Les jours de grand vent, l'installation est capable de débiter 1 MW pendant une heure (800 kW éoliens et 200 kW des batteries) mais aussi, sur des périodes plus longues, de consolider la puissance éolienne. Le projet a permis de valider la conformité aux normes anti-îlotage dans les cas où le réseau est en défaut alors que les éoliennes continuent à produire. Le système a également été utilisé en coordination avec les programmes de maîtrise de la demande du fournisseur canadien SaskPower, confirmant à l'occasion le bien-fondé de cette technologie.

Les solutions clé en main de stockage par batteries apportent la flexibilité indispensable pour accueillir des quantités massives d'EnR dans le réseau et optimiser la gestion de la production énergétique dans le monde entier. L'évolution et la sophistication des systèmes électriques en feront un jalon crucial de la chaîne de valeur électrique.

Pat Hayes

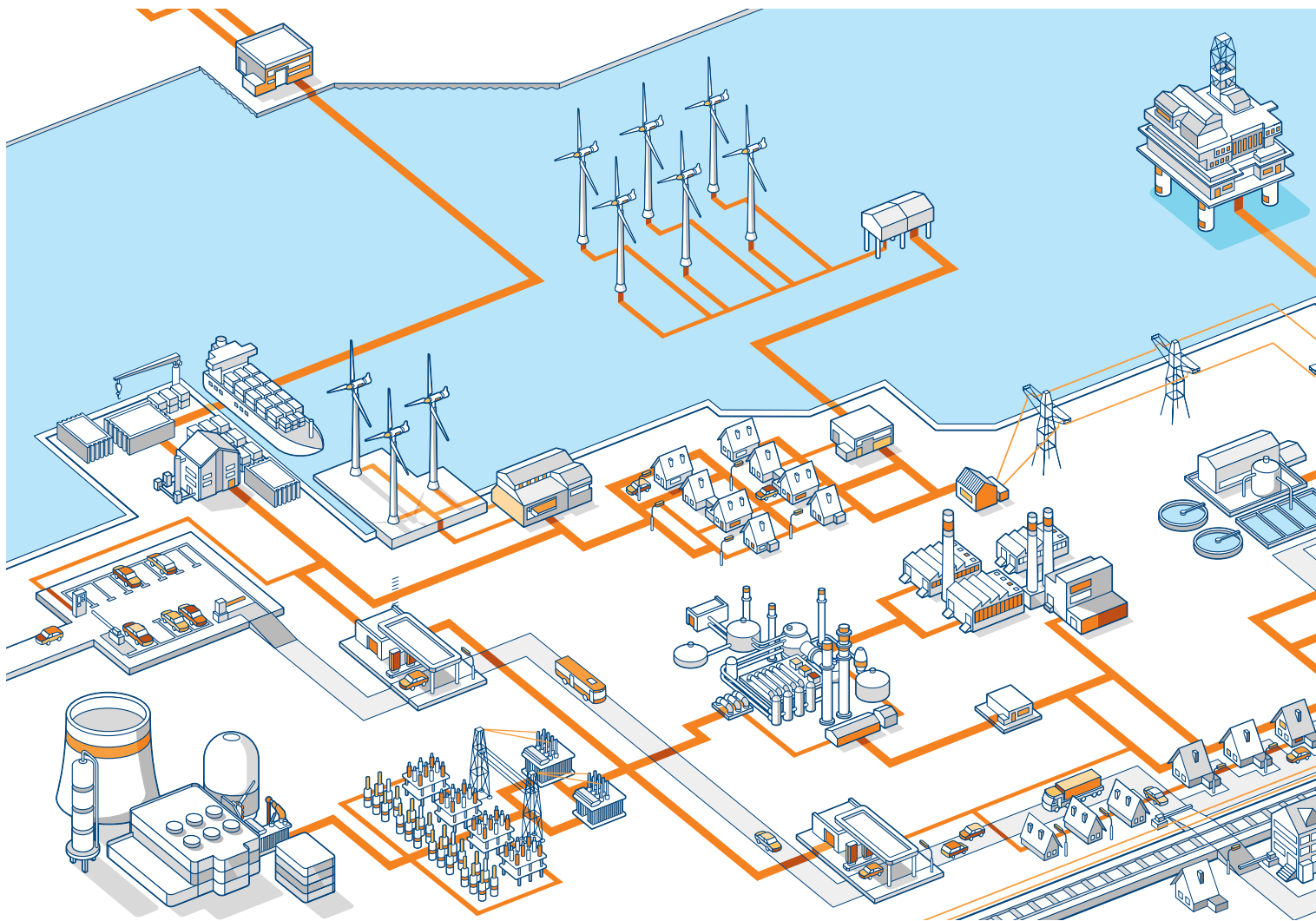
ABB Power Systems, Power Converter Solutions
New Berlin (Wisconsin, États-Unis)
pat.hayes@us.abb.com

Janissa Arevalo

ABB Smart Grids Industry Sector Initiative
Zurich (Suisse)
janissa.arevalo@de.abb.com

Bibliographie

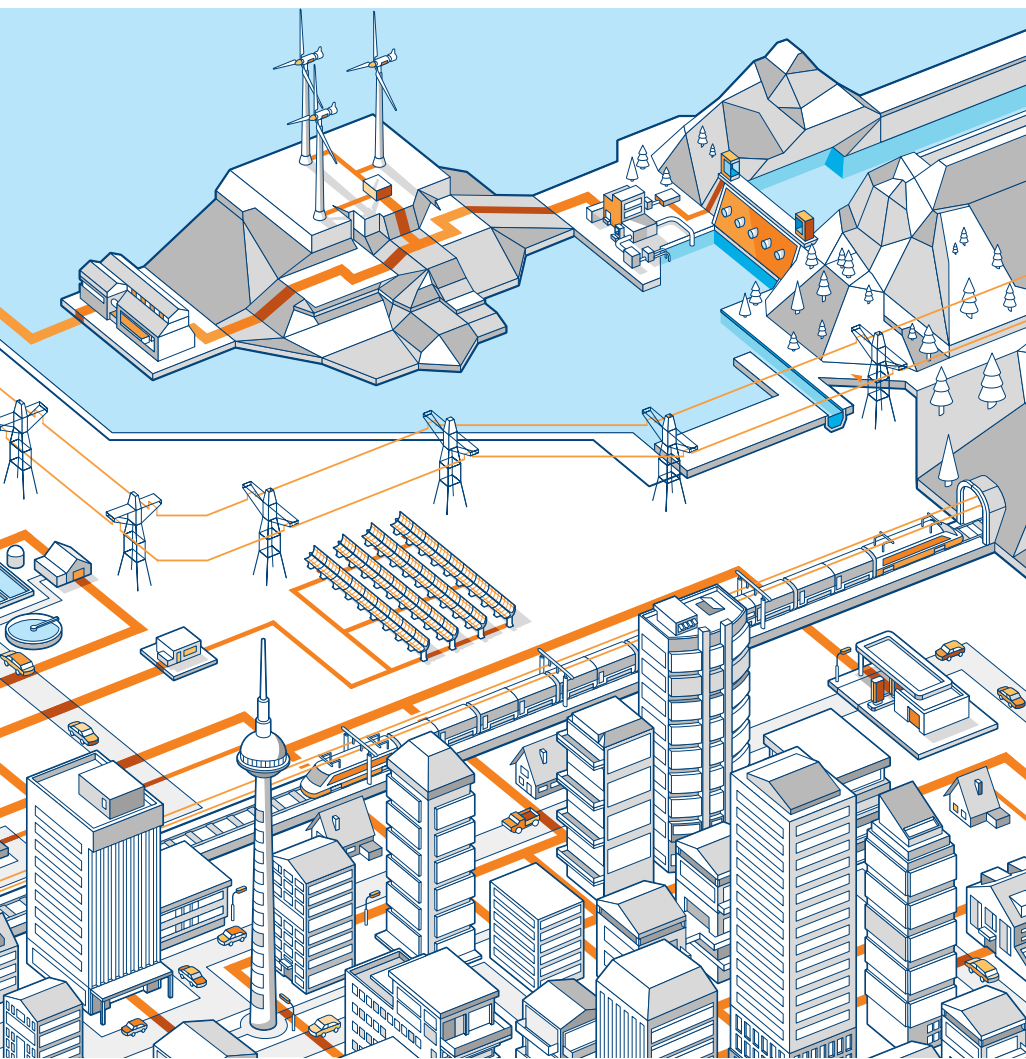
- [1] Clifford, S., « Gestion des stocks : intégration des moyens de stockage d'énergie dans le réseau électrique », *ABB review*, 4/14, p. 61–65.
- [2] Casini, P., Cicio, D., « Le plein de soleil : une batterie de solutions de stockage ABB », *ABB review*, 2/15, p. 27–32.



De nouvelles règles du jeu

ABB et ses consultants en énergie facilitent l'intégration des renouvelables dans le respect des codes de réseau internationaux

INÉS ROMERO, JOHN DANIEL, DIOGO PEREIRA, FAHD HASHIESH, NIHAR RAJ, BRITTA BUCHHOLZ – La production d'électricité renouvelable est très différente de la production classique en matière de prédictibilité, de disponibilité, d'inertie et de maîtrise des transits de puissance active et réactive. De même, le système électrique a beaucoup évolué, tant en taille qu'en configuration, depuis les premières centrales d'énergie de sources renouvelables: de quelques kilowatts à plusieurs gigawatts de puissance, ces installations peuvent aujourd'hui faire partie d'un système isolé et fragile tout comme d'un réseau dense et robuste. Dans ce contexte, les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et de distribution (GRD), garants de la continuité, de la sécurité et de la qualité de l'alimentation électrique, s'activent à renforcer les règles techniques ou « codes de réseau » pour mieux encadrer le raccordement et le pilotage de ces ressources énergétiques.



L'intégration croissante des EnR dans le transport et la distribution électriques a durci les obligations réglementaires en matière de continuité, de qualité et de sécurité d'approvisionnement.

Quelles soient marines ou terrestres, les énergies renouvelables (EnR) sont bien présentes dans les réseaux de transport et de distribution d'électricité, côtoyant ou remplaçant de plus en plus la production traditionnelle. La vaste expérience acquise dans ce domaine et le nombre important de projets réalisés dans le monde procurent à ABB une expertise technico-économique au service des clients confrontés à ces nouveaux défis.

Évolution des codes de réseau

L'intégration croissante des EnR dans le transport et la distribution électriques, ces dernières décennies, a durci les obligations réglementaires des GRT et GRD dans les domaines suivants :

- Continuité : l'imprédictibilité inhérente aux EnR peut compromettre la stabilité du réseau et la continuité de service ;

Illustration

La production d'électricité renouvelable revêt de multiples facettes imbriquées, que régissent des « codes de réseau » garants de la continuité, de la fiabilité et de la qualité de l'approvisionnement.

- Qualité : la mise en œuvre de nouvelles technologies et le couplage à des réseaux présentant une plus faible intensité de court-circuit sont sources de perturbations (harmoniques, creux de tension, résonances) ; de même, la compensation de puissance réactive est fondamentale pour garantir des niveaux de tension acceptables ;
- Fiabilité et sécurité d'approvisionnement : le découplage d'un grand nombre de ressources renouvelables risquant de déséquilibrer le réseau, il faut s'assurer de la disponibilité de réserves tournantes pour sécuriser le fonctionnement du système électrique tout entier.

Les codes de réseau, traditionnellement axés sur le réglage statique de la puissance réactive, le facteur de puissance et la tenue aux creux de tension LVRT

Les codes de réseau incluent aujourd'hui la compensation dynamique de puissance réactive, le réglage de tension et de fréquence au point de raccordement et la qualité de l'onde électrique.

(*low voltage ride through*), durcissent leurs exigences pour améliorer la conduite des installations : compensation dynamique du réactif, réglage de la tension et de la fréquence au point de raccordement, qualité de l'onde électrique. Le tableau → 1 en récapitule les grandes lignes sous l'angle du transport. Les défis

1 Évolution des codes de réseau en fonction des exigences du système électrique

| Fonctions | Exigences traditionnelles | Nouvelles exigences |
|---------------------------------------|--|--|
| Réglage puissance active et fréquence | <ul style="list-style-type: none"> - Réglage statique de fréquence dans les plages fixées par le GRT - Paramétrage de protections | <ul style="list-style-type: none"> - Réglage à partir de chaque équipement (onduleur/aérogénérateur) au point de raccordement, suivant le temps de réponse défini par le GRT (« pilote de centrale ») |
| Réglage puissance réactive et tension | <ul style="list-style-type: none"> - Facteur de puissance au point de raccordement - Compensation dynamique de défauts - Réglage statique de tension dans les plages fixées par le GRT - Paramétrage de protections | <ul style="list-style-type: none"> - Compensation de réactif au point de raccordement, suivant l'équipement - Réglage dynamique de la tension et du réactif au point de raccordement (« pilote de centrale ») |
| Qualité de l'onde électrique | <ul style="list-style-type: none"> - Taux de distorsion harmonique et de papillotement (<i>flicker</i>) | |
| Protection LVRT | <ul style="list-style-type: none"> - Tenue au défaut et règles strictes d'injection de réactif dans le réseau | |
| Modélisation, essais et certification | <ul style="list-style-type: none"> - Modélisation statique du réseau - Modélisation dynamique (par boîte noire) pour répondre aux exigences de réactif pendant le défaut - Modèle de production individuelle et/ou agrégée - Tests de conformité de l'équipement (aérogénérateur/onduleur) aux règles de raccordement - Certification de nouveaux équipements | <ul style="list-style-type: none"> - Modélisation dynamique de l'ensemble du réseau pour assurer le réglage réactif/tension/fréquence au point de raccordement (« pilote de centrale ») - Modélisation harmonique de l'équivalent réseau |
| Exploitation et maintenance | Entretien courant | Programme d'intervention sur les installations de production élaboré par le GRT et le propriétaire |
| Services système | - | <ul style="list-style-type: none"> - Amortissement des oscillations de puissance - Inertie virtuelle - Réglage primaire/secondaire de fréquence - Précision des prévisions |

Politiques énergétiques volontaristes, pressions écologiques et innovations technologiques sont les principaux moteurs de l'intégration progressive des EnR.

posés aux réseaux de distribution dans différents pays sont étudiés en [1].

Des réseaux à renforcer

En Amérique du Nord et en Europe, les EnR ont connu deux décennies de croissance, sous l'impulsion de politiques énergétiques volontaristes, de pressions écologiques et d'innovations technologiques. Les réseaux de transport sont aujourd'hui interconnectés, robustes et dotés de suffisamment de marges de puissance réactive et de réserves tournantes pour équilibrer le système électrique. Il existe en outre des règles d'exploitation et des mécanismes de marché bien établis.

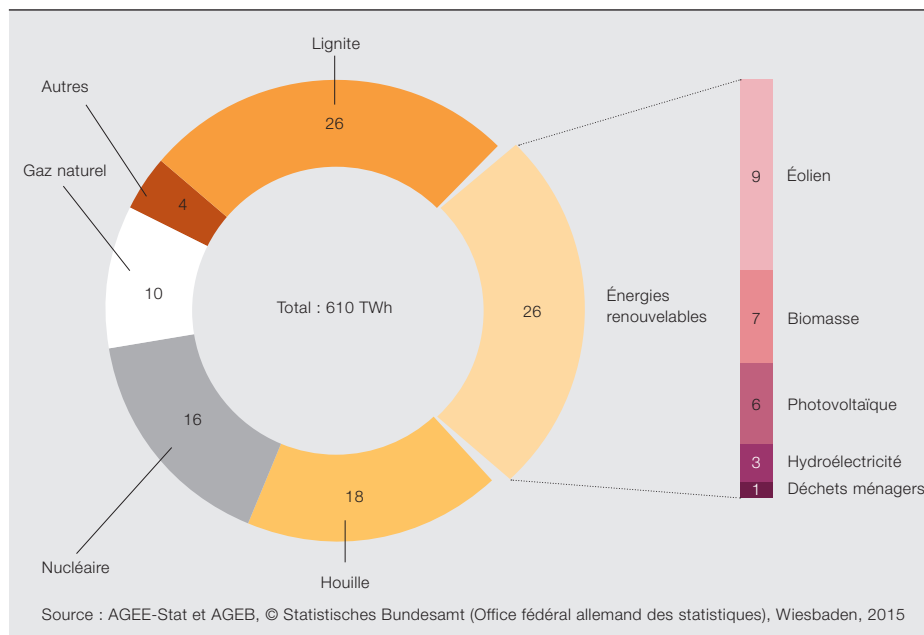
Pour tenir les objectifs ambitieux de 2020 et 2050, ces réseaux doivent relever trois grands défis :

- Renforcer et moderniser l'ossature électrique existante pour accueillir plus d'EnR ;
- Intégrer et piloter la production renouvelable dans la distribution ;
- Se plier aux nouvelles exigences de réglage de tension et de régulation de fréquence des GRT et GRD.

États-Unis

L'insertion des EnR, surtout la filière éolienne, a souvent imposé un renforcement des infrastructures de transport. C'est le cas, par exemple, du système d'interconnexion du GRT texan ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*). En 2005, le législateur confia à la commission de régulation des services publics du Texas le soin de désigner des zones d'EnR compétitives et d'améliorer le réseau de transport pour les relier aux grands centres de consommation de Dallas/Fort Worth, Austin et San Antonio [2].

Ce renforcement donna lieu à plus de 3700 km de nouvelles lignes de transport à 345 kV pour accueillir 11 500 MW de puissance éolienne dans l'ouest du Texas. En 2009, ABB réalisa une première étude de puissance réactive qui déboucha sur l'installation de quelque 4000 mégavars (Mvar) d'inductances shunt, environ 960 Mvar de condensateurs shunt et 1400 Mvar de compensateurs statiques de puissance réactive.



Avec ses régulateurs de tension, ABB est à l'avant-garde de l'innovation technologique pour résoudre les problèmes de qualité de fourniture auxquels se heurtent les gestionnaires de réseaux de distribution.

Aux termes du code réseau texan, les développeurs d'EnR sont tenus de respecter, en plus des normes générales en vigueur pour toute la production électrique, les exigences spécifiques de l'ordonnance 661-A de la Commission fédérale américaine de réglementation de l'énergie (FERC) portant sur la double obligation de protection LVRT et de compensation de puissance réactive.

Espagne

Depuis 15 ans, l'Espagne est championne des EnR. Une révision de son code réseau prévoit d'ajouter aux exigences traditionnelles la régulation de fréquence et le réglage de tension.

Procurer de la souplesse aux réseaux existants pour maximiser l'utilisation de la capacité renouvelable installée (environ 23 GW pour une demande de pointe avoisinant 40 GW) est un défi en soi. Des solutions comme les dispositifs FACTS (*flexible AC transmission systems*) de compensation série, le stockage d'énergie et l'augmentation de la capacité d'interconnexion par des liaisons en courant continu à haute tension (CCHT) sont à l'étude. Dans le cadre du projet TWENTIES de la Commission européenne visant à accélérer la pénétration de l'éolien en Europe, la recherche-développement ABB a réalisé, en partenariat avec le GRT espagnol REE (*Red eléctrica de España*), un prototype de FACTS [3] qui permet de reporter le surplus de puissance renouvelable sur un autre couloir de transport.

Allemagne

Outre-Rhin, plus d'un million de petits producteurs sont raccordés au réseau de distribution. Le parc éolien et photovoltaïque (PV) installé totalise plus de 76 GW, pour une consommation à la pointe d'environ 80 GW → 2. Au départ, ces productions de faible puissance ne devaient ni communiquer ni être télécommandées. C'est tout le contraire aujourd'hui : le gestionnaire est à même de réduire l'injection en cas d'incident sur le réseau. Les productions fluctuantes posent généralement deux difficultés supplémentaires : la tenue de tension dans la plage assignée et la charge thermique des équipements.

Les règles techniques établies par la Fédération de l'énergie et de l'eau (BDEW) et l'Association des électrotechniciens allemands (VDE) prennent en compte les codes réseau portant sur la production et le stockage dans la distribution. Les codes de l'Association des GRT européens (ENTSO-E), qui fixent notamment les « capacités techniques des groupes de production raccordés aux réseaux de transport et de distribution » (*Requirements for generators*), devraient bientôt entrer en vigueur [4,5]. Avec ses régulateurs de tension, ABB est à l'avant-garde de l'innovation pour résoudre un à un les problèmes de qualité de fourniture auxquels sont confrontés les GRD [6,7].

Royaume-Uni

Mis à part le solaire résidentiel en toitures, les quantités de puissance renouvelable

En Amérique du Sud, au Moyen-Orient et en Asie, le déploiement des réseaux se poursuit parallèlement à une intégration massive des EnR.

3 ABB met son savoir-faire au service de l'intégration de grandes centrales photovoltaïques.



injectée obligent la compagnie d'électricité National Grid et les utilisateurs de son réseau de transport à respecter le code réseau. Le réseau électrique du Royaume-Uni (surtout dans sa partie sud) est l'un des plus denses et chargés au monde, compliquant la tâche des concepteurs de réseaux de centrales et la satisfaction des règles de raccordement. Les niveaux élevés de court-circuit, le besoin de transformateurs de puissance de forte impédance, les problématiques de stabilité de la tension et de qualité de l'onde électrique ainsi que l'élimination rapide des défauts sont autant d'obstacles à lever.

– Fragilité des réseaux éloignés des grandes villes.

Afrique du Sud

ABB a participé à de nombreuses études locales, exportant son savoir-faire dans le monde entier [8]. C'est le cas en Afrique du Sud, par exemple, où ses experts viennent de développer un puissant système de conduite ou « pilote de centrale » conforme aux nouvelles exigences du code réseau de la compagnie d'électricité nationale (Eskom) qui régissent la tension, le facteur de puissance, le réglage de puissance réactive et l'efface-

Des réseaux à déployer

En Amérique du Sud, au Moyen-Orient et en Asie, le déploiement des réseaux se poursuit parallèlement à une intégration massive

des EnR que favorisent l'innovation technologique, des prix de l'électricité plus abordables et l'apport d'investisseurs capitalisant sur les expériences réussies dans d'autres pays. L'insertion des EnR a néanmoins son lot de difficultés :

- Problèmes de stabilité dus aux marges restreintes de puissance réactive ;
- Déficit d'interconnexions avec les pays voisins et de réserves tournantes ;
- Qualité insuffisante de la fourniture en raison de faibles rapports de court-circuit ;

L'intégration rapide des EnR est le nouvel enjeu des concepteurs et exploitants de centrales.

ment de consommation dans un délai très court → 3.

Brésil

L'éolien y assure 28 % de la production électrique, le solaire 5 %. L'intégration rapide des EnR est le nouvel enjeu des concepteurs et exploitants de centrales. Pour se conformer au code réseau du régulateur brésilien (ONS), ABB s'est efforcé d'améliorer la modélisation de la commande d'aérogénérateurs → 4 et la qualité de la fourniture électrique.



ONS a suivi des campagnes de mesure et participé à des groupes de réflexion et de travail sur le partage et le développement de méthodes de définition du code réseau régissant l'optimisation du filtrage.

Jordanie

L'énergie est un défi de taille pour la Jordanie : importateur à plus de 97 %, sa facture énergétique est lourde. Il lui faut donc se tourner vers des sources alternatives, dont le pays est doté en abondance. Il compte ainsi porter la part d'EnR de 4 % (en 2013) à 13 % en 2016 et 39 % d'ici à 2020.

ABB a étudié les tendances et attentes du marché, et le code réseau des EnR pour tirer profit de l'essor du secteur. Son approche proactive a été très bien accueillie par le GRT NEPCO et les investisseurs en EnR. Les promoteurs se sont adressés à ABB pour étendre à l'Égypte cette démarche d'intégration des EnR au mix énergétique. Pour obtenir l'autorisation de raccordement au réseau de la centrale EnR envisagée, les développeurs doivent se conformer à toutes les exigences du code réseau ; l'expérience et le positionnement privilégié d'ABB sont en cela de précieux atouts.

Décrypter le code

Pour nombre d'énergéticiens, suivre les évolutions continues et toujours plus contraignantes du code réseau, en interpréter et extrapoler les règles pour répondre à chaque cas de figure, et

savoir s'adapter pour rester conforme demandent du temps... et de l'énergie ! ABB les accompagne tout du long en mettant à profit sa vaste expérience pour clarifier et optimiser les étapes indispensables de consultation, d'évaluation et de prise de décisions.

Les codes réseau doivent impérativement refléter l'évolution de l'offre et de la demande électriques. Plutôt qu'un frein, ABB y voit un formidable levier de progrès, dans le droit fil de ce proverbe chinois : « *Quand le vent du changement se lève, certains érigent des murs, d'autres des moulins à vent* ».

Inés Romero

ABB Power Consulting
Madrid (Espagne)
ines.romero@es.abb.com

John Daniel

ABB Power Consulting
Raleigh (Caroline du Nord, États-Unis)
john.daniel@us.abb.com

Diogo Pereira

ABB Power Consulting
Guarulhos (Brésil)
diogo.pereira@br.abb.com

Fahd Hashiesh

ABB Power Consulting
Stone (Royaume-Uni)
fahd.hashiesh@gb.abb.com

Les codes réseau doivent impérativement refléter l'évolution de l'offre et de la demande électriques.

Nihar Raj

ABB Power Consulting
Vadodara (Inde)
nihar.raj@in.abb.com

Britta Buchholz

ABB Power Consulting
Mannheim (Allemagne)
britta.buchholz@de.abb.com

Bibliographie

- [1] Papatthanassiou, J. S., *et al.*, « Capacity of Distribution Feeders for Hosting DER », brochure technique CIGRÉ n° 586, Paris, 2014.
- [2] Daniel, J., *et al.*, *ERCOT CREZ Reactive Power Compensation Study*, ABB Grid Systems Consulting, disponible en ligne sur : http://www.uwig.org/CREZ_Reactive_Power_Compensation_Study.pdf, décembre 2010.
- [3] Romero, I., *et al.*, « Overload Line Controller: New FACTS Series Compensation application based on Switched Series Reactors », *CIGRÉ*, session A3-108, Paris, 2014.
- [4] ENTSO-E, *Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG)*, disponible en ligne sur : <https://www.entsoe.eu/majorprojects/network-code-development/requirements-for-generators/Pages/default.aspx>, 2015.
- [5] Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie (BMWi), « Development of Renewable Energy Resources in Germany 2014 », Berlin, 2015.
- [6] Buchholz, B., *et al.*, « Distribution d'avenir : comment accroître la capacité des réseaux de distribution pour intégrer la production décentralisée », *ABB review*, 4/14, p. 29–33.
- [7] Carlen, M., *et al.*, « La régulation ABB aux avant-postes : stabiliser les réseaux de distribution pour mieux accueillir la production renouvelable », *ABB review*, 4/15, p. 34–41.
- [8] Romero, I., *et al.*, « Wind Farm Integration Power Analysis », *POWER-GEN Asia*, Singapour, septembre 2007.

LE RÉSEAU APPRIVOISÉ

Dossier *ABB review*
2^e partie





En équilibre

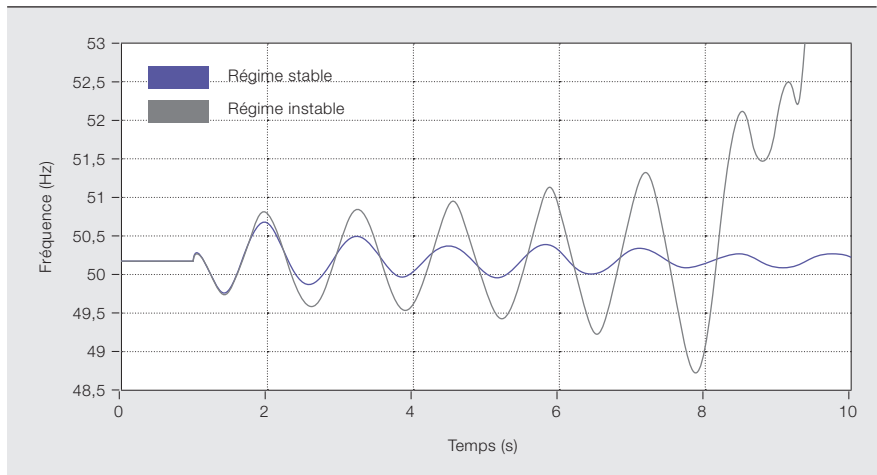
Surveillance temps réel et élimination des oscillations interrégionales

MATS LARSSON, LUIS-FABIANO SANTOS – Les oscillations électromécaniques basse fréquence sont indissociables des grands réseaux de transport interconnectés. D'ordinaire inoffensives, elles peuvent dans certains cas s'amplifier au point d'entraîner la panne de tout ou partie du système électrique. Pour parer à l'incident, le gestionnaire du réseau de transport (GRT) doit avoir la double faculté de surveiller la capacité du système à amortir ces oscillations et de réduire au besoin les transits de puissance. Il faut par ailleurs que le système de surveillance affiche des informations utiles sur les événements se produisant dans d'autres parties du réseau interconnecté, qui échappent à la supervision et au pilotage directs du GRT. La solution ABB associant la mesure de phaseurs synchronisés et la surveillance du réseau à grande échelle PSGuard répond à toutes ces exigences. Voici le deuxième article de notre dossier « Le réseau appri-voisé » consacré aux techniques de régulation du flux électrique.

Photo

Les grands réseaux électriques interconnectés peuvent être le siège d'oscillations d'amplitude croissante qu'il faut suivre de près pour éviter la panne généralisée. Comment y contribue le système de surveillance à grande échelle PSGuard d'ABB ?

1 Réponses en vitesse de génératrice à un défaut local sur le réseau



Le phénomène d'oscillations entre régions est courant dans les grands réseaux interconnectés. C'est le cas du système électrique européen dont les milliers de centrales alimentent à l'unisson la totalité des charges grâce à des alternateurs maintenus en synchronisme par leur interconnexion avec les lignes de transport. Si une génératrice tourne plus lentement que la vitesse de rotation moyenne des autres machines du système, elle soutire automatiquement de l'énergie au réseau pour réaccélérer. À l'inverse, une machine en survitesse injecte un surplus d'énergie dans le réseau pour ralentir.

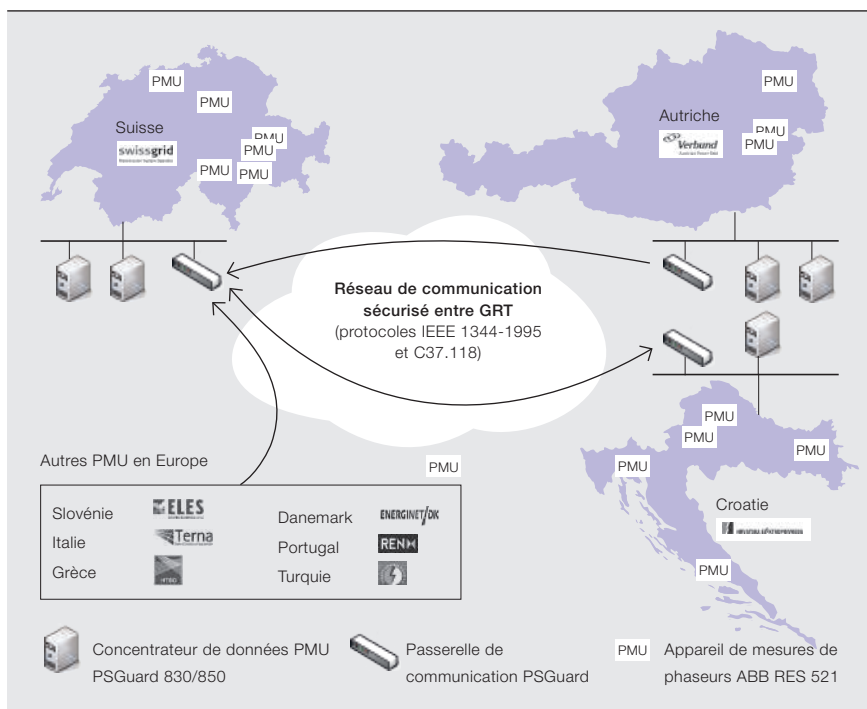
Le couple de synchronisation résultant de cette stabilisation automatique, appliqué à l'arbre de la machine, est au fondement de l'interconnexion des réseaux de transport. Ce mécanisme a pour contrepartie le défaut d'engendrer des variations de vitesse qui se propagent dans toutes les mailles du système électrique.

Des régulateurs de vitesse raccordés à chaque alternateur permettent de maintenir constantes la vitesse de rotation et, donc, la fréquence au site

de production. Le graphique → 1 reproduit la variation de fréquence type d'une génératrice, suite à un défaut local. Au départ, la fréquence augmente car le défaut empêche l'injection de puissance dans le réseau, ce qui accroît la vitesse. Le découplage de l'élément défaillant du réseau élimine le défaut et rétablit la capacité de transit; la génératrice tourne alors au-dessus de sa vitesse nominale et peut à nouveau débiter de la puissance dans le réseau, ce qui la ralentit. Quand les systèmes de régulation de vitesse et de fréquence sont bien réglés et opérationnels, l'oscillation est amortie en quelques secondes (ligne bleue). Par contre, un mauvais réglage ou un dysfonctionnement amplifie l'oscillation (ligne grise) jusqu'à entraîner la rupture de synchronisme du système interconnecté, voire la panne générale.

Détection d'oscillations mal amorties

ABB a développé et breveté une application de surveillance en temps réel PDM (*Power Damping Monitoring*) capable de détecter les oscillations mal amorties avec une procédure d'identification du système utilisant un appareil de mesures de phaseurs PMU (*phasor measurement unit*). Celui-ci mesure la tension et la fréquence réseau à l'aide d'une référence de temps commune qui synchronise les données temps réel d'une multitude de points de mesure distants. La mesure de phaseurs peut être effectuée par un appareil dédié ou une fonction inté-



La plate-forme PSGuard d'ABB permet aux énergéticiens d'introduire progressivement la technique de surveillance à grande échelle des réseaux interconnectés, à moindre coût.

grée, par exemple, dans un relais de protection. Le RES 670 est le dernier-né de l'offre ABB, lancé début 2015.

L'application PDM fournit les informations suivantes :

- Nombre de modes d'oscillation actifs détectés ;
- Fréquence et amortissement de chaque mode ;
- Amplitude des oscillations dans chaque mode et chaque signal de mesure ;
- Observabilité modale (mesure de visibilité de chaque mode oscillant dans chaque signal de mesure) et phase relative de chaque mesure.

Le modèle mathématique de l'algorithme, tiré d'expériences de simulation et de mesures effectuées sur le réseau électrique scandinave [1], a été comparé à d'autres algorithmes de surveillance de l'amortissement des oscillations de puissance [2].

Surveillance à grande échelle : l'exemple de Swissgrid

Depuis 2004, Swissgrid surveille le réseau de transport suisse à l'aide d'un système PSGuard d'ABB [3-6]. PSGuard permet l'intégration des appareils de mesures de phaseurs

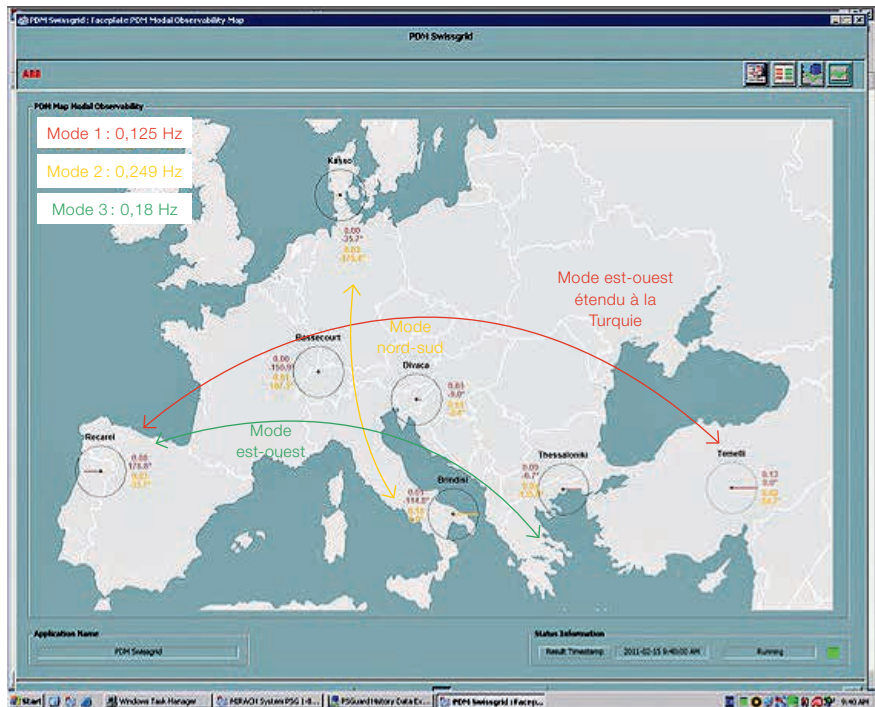
existants ou nouveaux au sein d'un système de surveillance à grande échelle, qui en collecte et centralise les données. Destinée à des solutions basées sur des synchrophaseurs, la plate-forme permet aux énergéticiens d'introduire par paliers la technologie de surveillance à grande échelle avec un minimum d'investissements. Elle se concrétise par des écrans de supervision, des courbes de tendances ainsi que des listes d'alarmes et d'événements. Après une extension réussie, le réseau Swissgrid est à présent interconnecté à des systèmes PSGuard en Autriche et en Croatie pour échanger en temps réel des données de phaseurs. Des mesures de phaseurs sont également échangées avec les systèmes de surveillance à grande échelle d'autres énergéticiens au Danemark, en Slovénie, en Italie, au Portugal, en Grèce et en Turquie. Les transferts se font par protocole IEEE C.37-118 sur un réseau de transmission sécurisé entre GRT.

Au total, le système de surveillance à grande échelle de Swissgrid collecte les données de 22 appareils de mesures de phaseurs avec une résolution temporelle de 10 Hz. Son architecture hiérarchisée → 2 offre d'excellentes capacités de surveillance des

LE RÉSEAU APPRIVOISÉ

Dossier ABB review
2^e partie

3 Cartographie des modes interzones dominants dans le réseau synchrone d'Europe continentale ENTSO-E et des appareils de mesure de fréquence (PMU)



L'interconnexion du réseau électrique turc au système synchrone d'Europe continentale (ENTSO-E CESA), en septembre 2010, a créé un nouveau mode d'oscillation dominant.

oscillations interrégionales au sein de la zone synchrone d'Europe continentale du réseau européen des gestionnaires de transport ENTSO-E.

Oscillations interzones dans le système ENTSO-E

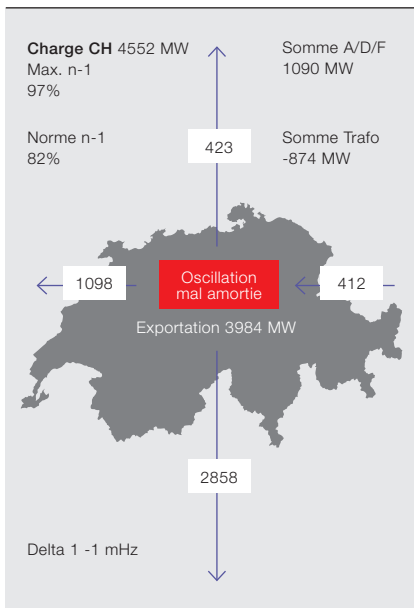
Un réseau interconnecté aussi vaste que celui d'Europe continentale, délimité à l'ouest par le Portugal, au nord par le Danemark, au sud par l'Italie et à l'est par la Turquie, multiplie les modes d'oscillation. Cela va des modes « locaux » (oscillations entre machines proches à de relativement hautes fréquences comprises entre 0,9 et 2 Hz) aux modes dominants « interrégions » ou « interzones » (oscillations lentes traduisant les écarts de vitesse cohérente entre machines appartenant à un même réseau ou entre machines relevant de différentes régions du réseau). Même si l'application PDM détecte ces deux types d'oscillations, nous ne traiterons ici que des oscillations interrégionales.

En septembre 2010, les premiers essais de raccordement du réseau turc à la zone synchrone d'Europe continentale CESA (*Continental European Synchronous Area*) donnent lieu à un nouveau mode dominant.

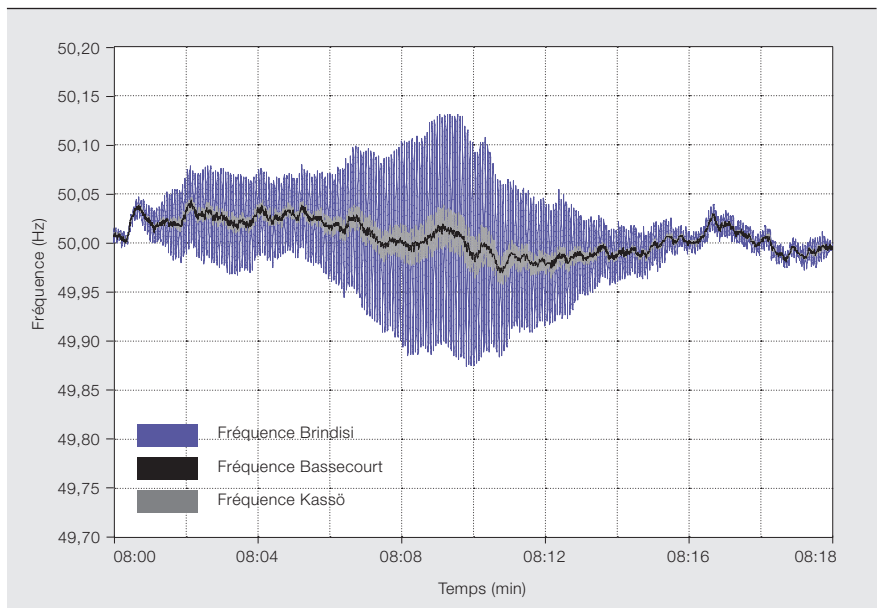
Depuis décembre 2010, une application PDM suit en continu pour Swissgrid l'amortissement et la fréquence des modes d'oscillation interzones dans le réseau CESA → 3. Précisons qu'elle a été configurée pour rapatrier de sept sites européens (cercles sur la figure) les mesures de fréquence temps réel avec une résolution de 10 Hz.

Trois modes d'oscillation ont ainsi été détectés : le mode est-ouest (en rouge) reflète le mouvement cohérent des groupes situés au Portugal et en Espagne par rapport à ceux de Turquie. Il affiche d'habitude une fréquence de 0,13 à 0,15 Hz, suite au raccordement du réseau turc. En régime normal, c'est le mode dominant qui présente le plus d'énergie oscillante. Avant raccordement, des études de simulation approfondies furent menées et des mesures prises pour anticiper l'amortissement de ce mode : réglage des stabilisateurs de puissance et ajout de méthodes actives de compensation statique shunt de type STATCOM (*STATIC COMPENSATION*) et SVC (*static var compensation*), par exemple, avec modules d'amortissement. Les mesures sur site du système de surveillance à grande échelle confirment l'efficacité de la démarche ;

4 Détection d'une oscillation interzone par le superviseur



5 Mesures de fréquence enregistrées par le système de surveillance à grande échelle de Swissgrid lors de l'incident du 19 février 2011



l'amortissement dans le domaine temporel estimé, compris le plus souvent entre 45 et 70 %, est jugé satisfaisant par ABB [3].

Détection et atténuation des oscillations critiques

Les modes dominants → 3 sont continuellement surveillés en réalisant une analyse modale en ligne et en identifiant les paramètres correspondants. Si l'amortissement d'un seul de ces modes significatifs devient trop faible alors même qu'une oscillation de forte amplitude persiste sur plusieurs cycles, le système de surveillance alerte les opérateurs de conduite de Swissgrid : sur l'un des principaux écrans de supervision, un pavé rouge signale la détection d'une oscillation interzone critique → 4.

Prenons un exemple [7] : au petit matin du samedi 19 février 2011, une augmentation rapide de la production des panneaux photovoltaïques en Italie du Sud occasionne une forte injection d'énergie solaire, obligeant à redispacher la capacité de production et provoquant l'oscillation croissante du système électrique italien contre les autres zones d'Europe continentale → 5. La raison en est que, contrairement à la plupart des centrales classiques, les installations solaires sont

dépourvues de systèmes de régulation pour amortir les oscillations. Cette oscillation de grande amplitude est alors détectée et analysée par PDM, puis signalée au GRT italien qui, environ 8 minutes après son apparition, peut redispacher la production pour réduire les importations de puissance en Italie. Sans cette détection précoce, l'oscillation aurait continué à croître et entraîné la rupture de synchronisme du réseau européen. On voit ici tout l'intérêt et la portée de la technologie des synchrophaseurs et de cette nouvelle application de surveillance pour sécuriser l'approvisionnement électrique.

Mats Larsson

ABB Corporate Research
Baden-Dättwil (Suisse)
mats.larsson@ch.abb.com

Luis-Fabiano Santos

ABB Power Systems,
Substation Automation Systems
Baden (Suisse)
luis-fabiano.santos@ch.abb.com

Bibliographie

- [1] Larsson, M., Laila, D. S., « Monitoring of inter-area oscillations under ambient conditions using subspace identification », *Power & Energy Society General Meeting, Calgary (Canada)*, p. 1–6, 2009.
- [2] Turunen, J., *et al.*, « Comparison of Three Electromechanical Oscillation Damping Estimation Methods », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, n° 4, p. 2398–2407, 2011.
- [3] Sattinger, W., *et al.*, « Operational Experience with Wide-Area Monitoring Systems », *Session CIGRÉ 2006*, B5-216.
- [4] Sattinger, W., *et al.*, « A New Dimension In Grid Monitoring », *Transmission & Distribution World Magazine*, p. 54–60, février 2007.
- [5] Phadke, A. G., « The Wide World of Wide-area Measurement », *IEEE Power & Energy Magazine*, p. 52–65, 2008.
- [6] Zima, M., *et al.*, « Design Aspects for Wide-Area Monitoring and Control Systems », *Actes IEEE*, vol. 93, n° 5, p. 980–996, 2005.
- [7] ENTSO-E, *Analysis of CE Inter-Area Oscillation of 19 and 24 February 2011*, septembre 2011.



Pour aller plus loin

Découvrez d'autres photos et vidéos sur l'appli ABB review.



Précision absolue

Mesure non intrusive de la température dans une distillerie de vodka

TILO MERLIN, ANDREAS DECKER, JÖRG GEBHARDT, CHRISTIAN JOHANSSON – Température et pression sont les deux grandeurs physiques les plus mesurées dans l'industrie de transformation. Près de la moitié des températures relevées servent à des fins de suivi de qualité, d'amélioration du *process* et de sécurité du site. Quasiment tous les procédés chimiques nécessitent une mesure thermique. Les capteurs de température conventionnels – intrusifs pour la plupart – sont légion et leur coût n'a cessé de baisser sur un marché concurrentiel de gros volumes et de progrès technologique. ABB bouleverse aujourd'hui la thermométrie industrielle avec un capteur non intrusif, sans fil et autonome en énergie, testé sur une installation pilote de la distillerie de vodka du suédois Absolut.

1 Premier transmetteur monté dans la tête de raccordement (TR01)



2 Premier capteur de température auto-alimenté TSP331-W



Le XIX^e siècle marque l'apogée de la mesure de température avec deux de ses plus éminents pionniers : Thomas Johann Seebeck (effet thermoélectrique, 1820) et Carl Wilhelm Siemens (thermomètre à résistance de platine, 1871). Les activités d'ABB dans la thermométrie industrielle remontent à 1881, année où Wilhelm Siebert fit fondre du platine dans la fabrique familiale de cigares à Hanau (Allemagne) et tréfila mécaniquement le métal. Même si la technique n'a cessé de progresser, bon nombre des capteurs actuels reposent encore sur ces découvertes : un élément sensible protégé du milieu à mesurer dans un puits thermométrique et une tête de raccordement.

En 1978, ABB (Degussa à l'époque) changeait les règles du jeu en insérant un transmetteur électronique dans la tête de raccordement → 1. Cette intégration du circuit de mesure et de l'élément sensible, même pour les installations en environnements contraignants, raccourcissait considérablement les câbles souvent vulnérables aux perturbations électroma-

gnétiques qui dégradent la précision de mesure et brulent les signaux. Cette innovation majeure ouvrit la voie aux capteurs « communicants » déportés qui sont aujourd'hui capables de fournir des mesures normalisées et linéarisées à une conduite centralisée des procédés [1].

Près de 40 ans plus tard, ABB bouleverse à nouveau le marché de la thermométrie

ABB bouleverse à nouveau le marché de la thermométrie avec le premier capteur sans fil auto-alimenté TSP331-W.

avec sa gamme de capteurs autonomes TSP300-W → 2 qui communiquent sans fil et puisent leur énergie dans les gradients thermiques entre procédé et milieu ambiant. Ces capteurs marquent une avancée majeure dans la mesure thermique et constituent un levier pour le sans-fil en automatisation des procédés.

Dernier point faible de cette mesure en milieu industriel : le puits thermométrique.

Puits thermométrique

Également appelé « doigt de gant », il protège la sonde de mesure des fluides chauds, corrosifs, abrasifs ou sous pression présents dans les tuyaux, les chaudières et les réservoirs → 3. Or, en contact avec le fluide, il perturbe son écoulement et provoque une chute de pression, créant des tourbillons basse pression en aval → 4. Ceux-ci font vibrer le puits

thermométrique, et si la vitesse des vibrations équivaut à la fréquence propre de l'ensemble, des résonances apparaissent qui augmentent considérablement les contraintes de flexion dynamiques.

Pour la sécurité du site, les puits thermométriques constituent le composant critique d'un capteur de température. Mal conçus, ils peuvent aisément casser aux

vitesses d'écoulement et pressions élevées. Des organismes comme l'ASME (*American Society for Mechanical Engineers*) ont donc élaboré des normes pour guider les ingénieurs dans le choix de la

meilleure conception. Néanmoins, pour les applications hors normes, ces derniers doivent eux-mêmes calculer et déterminer toutes les données d'un puits thermométrique : longueur, diamètre, forme, revêtement et type d'interface. Il en résulte un très grand nombre de variantes qui grèvent les coûts, augmentent les stocks et compliquent la logistique.

Au-delà de l'aspect sécuritaire, les puits thermométrique perturbent le procédé : en réduisant la section réelle de la tuyauterie, ils provoquent une chute de pression susceptible d'augmenter la consommation énergétique de la pompe. Ils compliquent également le nettoyage des tuyaux. Les industriels de l'agroalimentaire et de la pharmacie rechignent à les utiliser face au risque accru de contamination. Le montage d'une instrumentation intrusive oblige à arrêter l'installation et à

Photo ci-contre

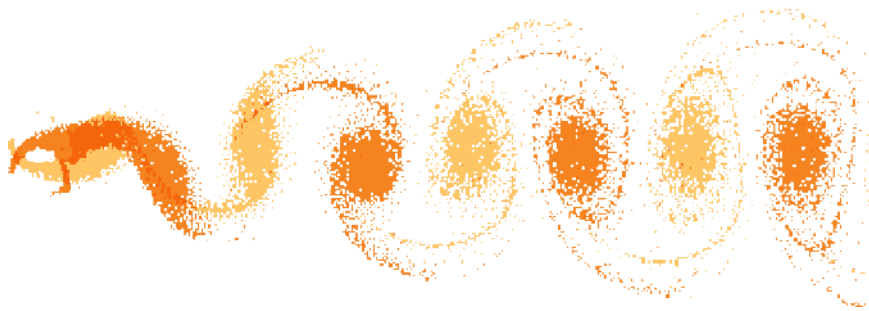
La mesure non intrusive des températures en milieu industriel offre une multitude d'avantages. Comment en tirer profit ?

3 Exemples de puits thermométriques utilisés dans l'industrie pétrogazière



Au-delà de l'aspect sécuritaire, un puits thermométrique perturbe le procédé : en réduisant la section réelle de la tuyauterie, il provoque une chute de pression susceptible d'augmenter la consommation énergétique de la pompe.

4 Écoulement tourbillonnaire des deux côtés d'un puits thermométrique ; l'effet est le même lorsque vous agitez un drapeau.



5 Capteur de température non intrusif TSP341-W



vidanger la tuyauterie. Les puits thermométriques dégradent également la précision de la mesure car ils induisent une chute de température entre le milieu et le capteur, et une latence. Enfin, ils peuvent être délicats et onéreux à installer car ils doivent souvent être soudés.

Pour simplifier la tâche des ingénieurs, l'ASME a procédé en 2010 à la mise à jour de sa norme générique sur les calculs de puits thermométriques [2], le but étant de rendre ces composants plus robustes en augmentant leur diamètre et en réduisant leur longueur avec des matériaux plus résistants. Hélas, loin d'améliorer la qualité des mesures, ces modifications ont amplifié certains inconvénients précités.

Avantages des mesures non intrusives

Sans puits thermométrique, les capteurs non intrusifs offrent de nombreux atouts :

- Ils évitent de percer et de vidanger les tuyaux et réservoirs ;
- Ils ne nécessitent ni soudage ni autorisation spéciale pour les zones dangereuses ;

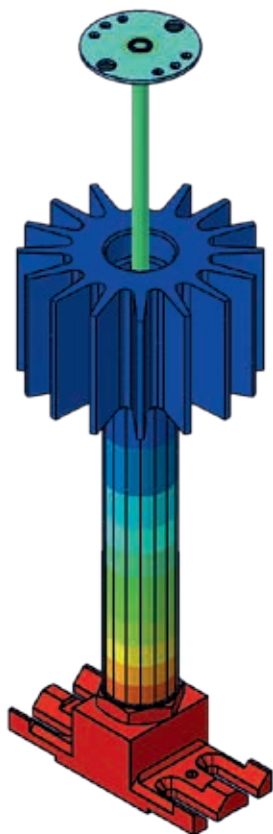
- Ils suppriment tout risque de contamination.

Les avantages qui en découlent sont considérables : les points de mesure sont faciles à installer et peuvent, par exemple, servir ponctuellement à régler et tester un nouveau procédé ou à localiser l'origine d'un problème. Dès que le résultat est concluant, leur nombre peut être réduit à un niveau technico-économique satisfaisant sur le long terme.

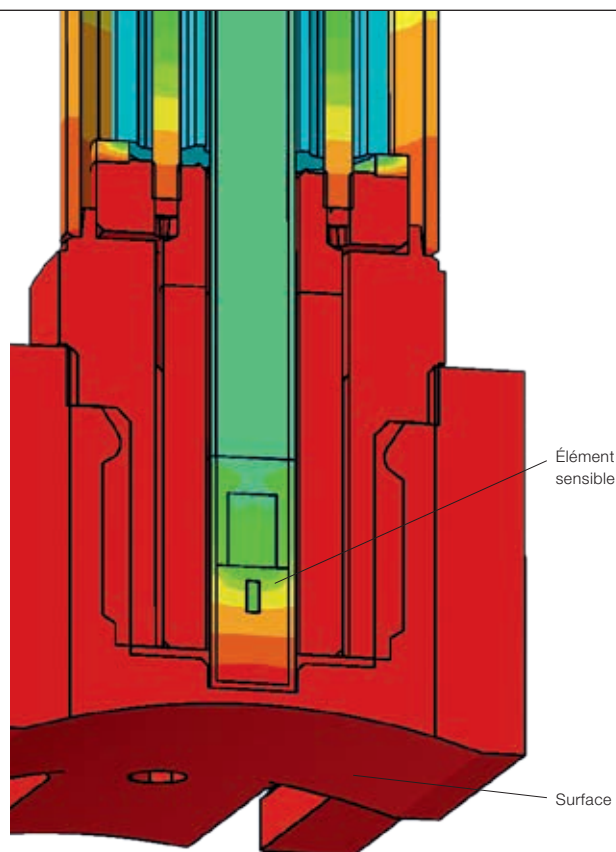
L'intrusif fait de la résistance

À ce jour, la majorité des applications de thermométrie industrielle ne recourt pas à la technologie non intrusive, ce pour diverses raisons pertinentes.

Il est certes plus simple de fixer une sonde thermique sur la paroi d'un tuyau ou d'un réservoir que de l'insérer dans un puits thermométrique. Or ce montage en surface pénalise le temps de réponse car la sonde n'est pas en contact direct avec le milieu à mesurer. De même, les conditions ambiantes peuvent davantage fausser la mesure.



6a Dispositif complet



6b Interface sonde-surface

Un capteur non intrusif doit donc être bien conçu pour permettre un transfert de chaleur total entre le fluide et la sonde, en tenant compte de tous les matériaux et interfaces. Il est également utile de pouvoir adapter la sonde existante (normalement insérée dans un puits thermométrique) afin de réduire sensiblement les besoins de développement, le nombre de variantes et de composants tout en simplifiant la vie du client qui conserve ainsi ses habitudes et ses agréments.

Test en vraie grandeur

Deux capteurs de température auto-alimentés et non intrusifs → 5 furent confiés à la distillerie Absolut de Nöb-belöv (Suède) pour y être testés sans interrompre les procédés [3]. Pour alléger sa tâche, ABB fabriqua des adaptateurs permettant de fixer aux tuyaux des capteurs pour puits thermométrique avec une longueur de sonde ajustable.

Les capteurs s'intégrèrent aisément dans le système ABB d'automatisation étendue 800xA du site. Cette plate-forme complète de conduite et d'optimisation

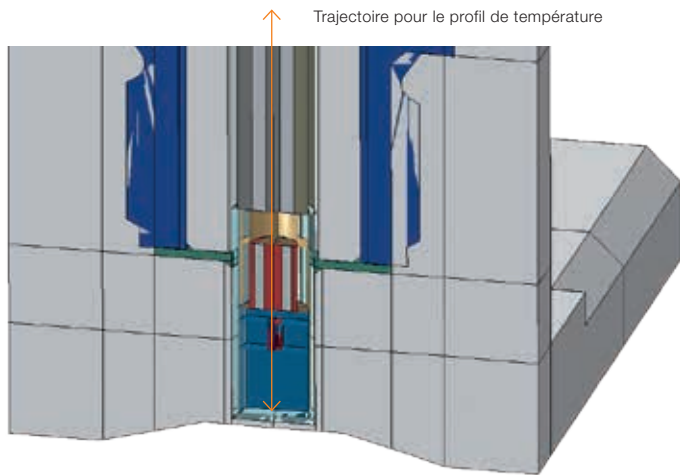
des procédés pilote aussi l'instrumentation de terrain avec notamment des fonctions de configuration et de diagnostic. Cette intégration offre de nombreux avantages: simplification des développements, accélération de la mise en service, tous les signaux pouvant être contrôlés par la même personne sur un seul écran.

Après l'installation des capteurs, les instrumentistes d'Absolut validèrent le bon fonctionnement de l'auto-alimentation et de la communication sans fil. Par contre, la précision de mesure et le temps de réponse ne répondaient pas à leurs attentes.

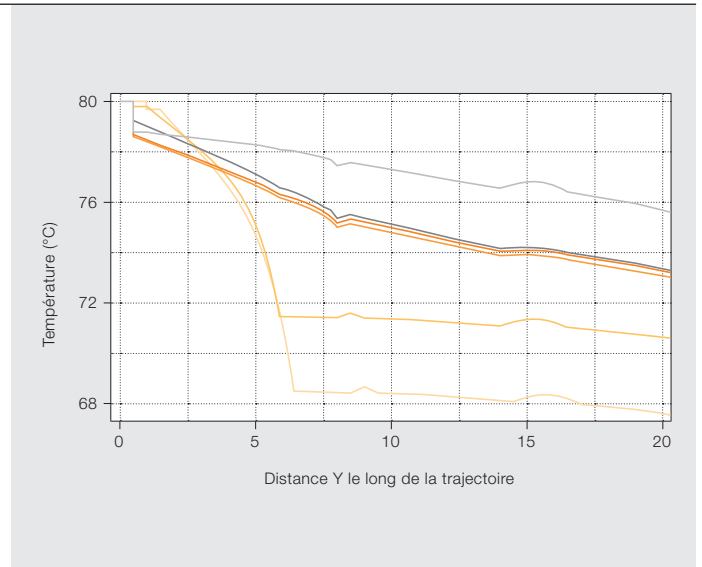
Amélioration de la mesure

Des mesures relevées dans la distillerie donnèrent un thermogramme détaillé du point de mesure et autour du capteur, de même qu'au niveau de l'adaptateur servant d'interface entre la sonde et le tuyau. Une fois l'origine des problèmes de mesure identifiée, l'adaptateur fut amélioré et testé. Les matériaux de la sonde et de l'interface thermique furent également modifiés. Dans la configuration finale,

En supprimant le puits thermométrique, la mesure non intrusive laisse tuyaux et réservoirs intacts.



7a Le champ de température est représenté le long d'une trajectoire au sein du capteur pendant la mesure



7b Exemples de profil de température pour différentes conceptions de capteur

Les capteurs s'intègrent aisément dans le système ABB d'automatisation étendue 800xA du site qui pilote aussi l'instrumentation de terrain.

l'erreur de mesure de plusieurs Kelvin (K) fut ramenée à 1 K et le temps de réponse réduit de 75%, des performances proches de celles d'un capteur intrusif.

Modélisation

Pour concevoir un bon capteur, il importait de connaître les caractéristiques physiques du point de mesure pour ensuite modéliser et simuler le profil thermique. Des simulations par éléments finis et de nombreux réglages automatiques de modèle [4] permirent d'identifier les paramètres de conception pertinents → 6. La géométrie, les matériaux et les propriétés des interfaces furent ainsi correctement reproduits dans les modèles → 7.

Tout aussi importante était la compréhension des facteurs d'influence de la mesure de température : types d'isolant, schémas d'écoulement différents, etc. Pour ce faire, on calcula les transferts de chaleur conjugués en modélisant un fluide chaud ou froid s'écoulant dans un tuyau instrumenté et/ou isolé sur tout ou partie de sa longueur. Les champs de température types ainsi calculés sont illustrés en → 8.

Simplicité d'installation

Le nouvel adaptateur peut être monté sur de nombreux diamètres de tuyau, seule la longueur de la bride de fixation

(simples rubans d'acier) devant être ajustée, ce qui limite considérablement le nombre de variantes et accroît la souplesse d'utilisation. Cette moindre complexité réduit les besoins d'usinage et simplifie l'installation, un atout précieux en cas de difficultés d'accès. L'installation ne requiert ni étalonnage, ni paramétrage important.

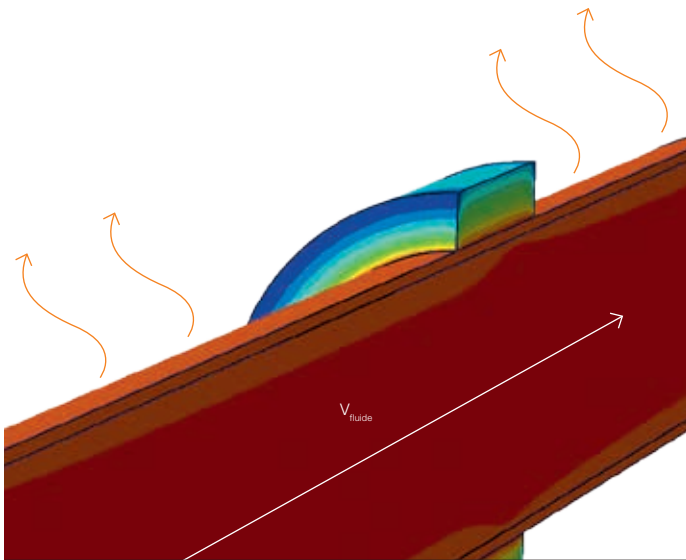
Des simulations par éléments finis permirent d'identifier les paramètres de conception pertinents.

Après modification, quatre capteurs optimisés TSP341-W furent installés dans la distillerie Absolut. Leur précision de mesure et leur temps de réponse sont pleinement satisfaisants.

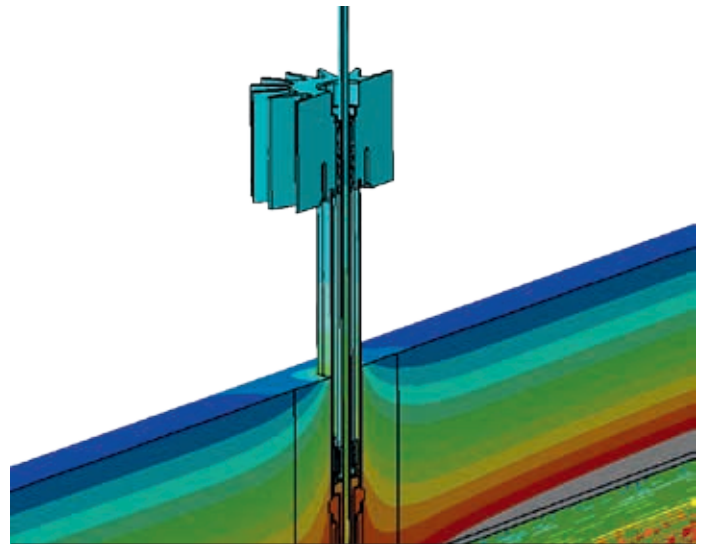
Mesures à valeur ajoutée

Grâce aux capteurs non intrusifs, sans fil et auto-alimentés, la mesure thermique gagne en souplesse. La simplicité de la mesure et l'intégration directe dans le système d'automatisation 800xA d'ABB permettent d'envisager des applications à forte valeur ajoutée, jusqu'ici difficilement justifiables sur le plan économique.

Citons, par exemple, la mesure thermique ponctuelle de procédés en phases d'optimisation, d'amélioration continue



8a Déformation du champ de température dans un tuyau isolé localement où circule un fluide



8b Mesure type du champ de température dans la structure et du champ de vitesse dans le fluide

ou de recherche d'efficacité énergétique. Autre exemple : doter l'application HXAM (*Heat Exchanger Asset Monitor*) du système 800xA d'entrées pour la mesure de température. HXAM est un outil d'analyse de l'évolution des performances des échangeurs thermiques et de diagnostic de leur dégradation. Ces entrées contribueraient à une meilleure efficacité énergétique et à une baisse des dépenses de maintenance. Au sein des grands sites industriels, l'amélioration des performances des échangeurs thermiques débouche sur d'importantes économies d'énergie.

Seules les applications caractérisées par de très forts gradients spatiaux ou temporels ne permettent pas encore de combler l'écart entre technologies intrusives et non intrusives, en termes de précision de mesure et de temps de réponse. Une fois toutes les solutions thermomécaniques envisagées, la logique voudrait que l'on utilise des algorithmes avancés à base de modèles pour corriger la mesure.

Tilo Merlin

ABB Process Automation,
Measurement and Analytics
Francfort (Allemagne)
tilo.merlin@de.abb.com

Andreas Decker

Jörg Gebhardt
ABB Corporate Research
Ladenbourg (Allemagne)
andreas.decker@de.abb.com
joerg.gebhardt@de.abb.com

Christian Johansson

ABB Process Automation, Control Technologies
Malmö (Suède)
christian.johansson@se.abb.com

Bibliographie

- [1] *Industrial temperature measurement, Basics and practice*, Handbook for customers, ABB Automation Products, 2013.
- [2] *Thermowells*, norme ASME PTC 19.3 TW-2010.
- [3] Ulrich, M., *et al.*, « Autonomous wireless sensors for process instrumentation », *GMA/ITG – Colloque Sensoren und Messsysteme*, Nuremberg (Allemagne), 2012.
- [4] Gebhardt, J., König, K., « Model-based development for an energy-autonomous temperature sensor », *VDI/VDE Mechatronik*, p. 177–181, Aix-la-Chapelle (Allemagne), 2013.

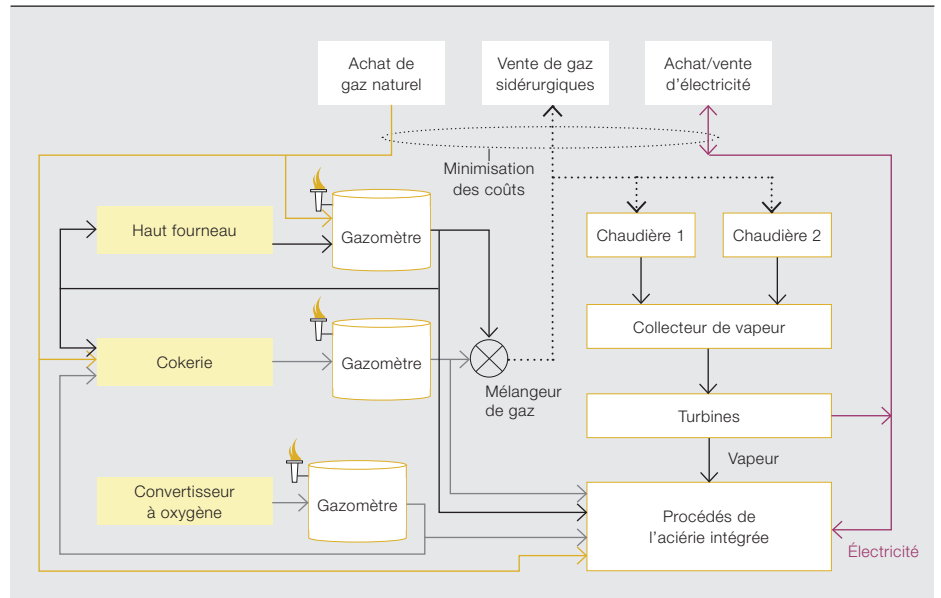


Optimisation conjointe

Le gestionnaire d'énergie cpmPlus d'ABB dope le bilan énergétique et la compétitivité d'une aciérie

JOUKO KARJALAINEN, TONI KYMÄLÄINEN, JUHA MÄNTYSAARI, TUA KAUPPALA – Près de 20 % des coûts de production d'une aciérie intégrée sont imputables à l'énergie. La rentabilité du site est donc étroitement liée à son efficacité énergétique. Les différentes énergies produites sur place

ou achetées à l'extérieur (électricité, vapeur, gaz) empruntent des réseaux complexes de distribution. Maîtriser leur fonctionnement et optimiser leur gestion sont les clés de l'efficacité énergétique, de la compétitivité et de la performance environnementale des aciéries.



Dans les usines sidérurgiques, des réseaux complexes alimentent efficacement les procédés en différents types et mélanges de gaz → 1. L'importance cruciale de la planification de la production oblige à bien gérer les quantités de gaz disponibles et à utiliser des gazomètres pour éviter les ruptures d'approvisionnement ou stocker les surplus.

Lorsque la demande de gaz excède les quantités disponibles, l'industriel doit se fournir aux prix du marché qui fluctuent souvent à la hausse. À l'inverse, quand l'offre excède la demande, le gaz stocké est torché en pure perte, augmentant l'empreinte carbone de l'usine.

Beaucoup d'aciéries possèdent également des centrales électriques dont les chaudières sont alimentées par différents combustibles, notamment des gaz de haut fourneau, de cokerie et de convertisseur à oxygène. L'enjeu est de couvrir l'ensemble des besoins de l'usine

en maintenant l'équilibre entre l'énergie récupérée en interne et celle achetée à l'extérieur. Si l'industriel est en mesure d'anticiper avec précision ses besoins, il peut acheter l'électricité moins chère.

L'objectif est donc d'atteindre un optimum global pour répondre à la demande de tous les postes de consommation, à un coût minimal. Cette optimisation doit déboucher sur une réduction du torchage et de l'approvisionnement extérieur tout en allégeant la facture d'électricité.

Solution systématique

Au vu de la forte interdépendance des différentes formes d'énergie produites et consommées dans une aciérie, une optimisation globale s'impose. En réduisant ses coûts énergétiques et ses émissions de carbone, l'usine gagne en compétitivité et évalue mieux ses besoins.

Le gestionnaire d'énergie cpmPlus d'ABB est une solution logicielle de modélisation et de visualisation de tous les flux d'énergie d'une usine. Il optimise la distribution des gaz de récupération aux postes de consommation et aux chaudières pour exploiter à 100 % les quantités de gaz disponibles tout en minimisant le torchage.

Pour cela, cpmPlus prend aussi en compte des aspects tant techniques (configuration des réseaux de distribution et des mélangeurs de gaz) qu'économiques (coût du démarrage des chau-

L'objectif est d'atteindre un optimum global pour répondre à la demande énergétique de tous les consommateurs, à un coût minimal.

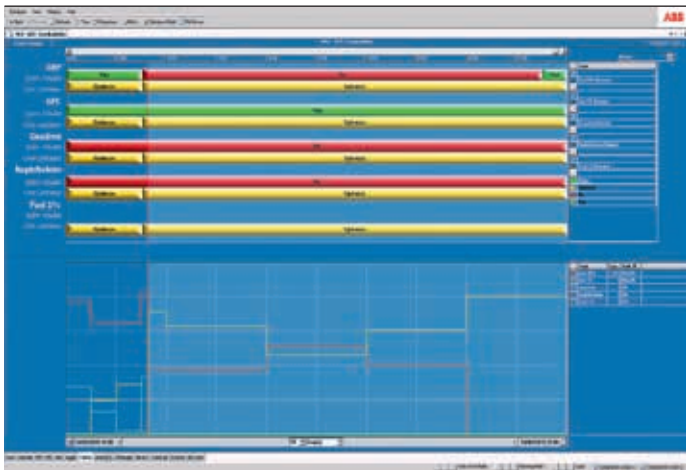
dières). Il maintient l'optimum énergétique global même en cas de changement non planifié de la production ou de volatilité des prix de l'énergie. Le système peut aussi contribuer à optimiser la vente d'électricité ou de gaz sidérurgiques lorsque cela est possible et économique.

Outils de modélisation

Dans le gestionnaire cpmPlus, la modélisation économique des flux d'énergie s'appuie sur des outils qui matérialisent, sous forme graphique, le réseau global interconnecté. Chaque flux y est représenté avec une plage autorisée de valeurs et un prix unitaire. Des contraintes logiques peuvent être spécifiées pour les différents états du procédé. Sur la base du modèle configuré, les problèmes d'optimisation sont automatiquement définis et résolus par programmation

Photo p. 68

Comment maîtriser les flux d'énergie dans les réseaux de distribution complexes d'une aciérie ? La solution cpmPlus d'ABB optimise simultanément la gestion énergétique et la planification de la production.



Au vu de la forte interdépendance des différentes formes d'énergie produites et consommées dans une aciérie, une optimisation globale s'impose.

linéaire mixte-entier MILP (*mixed-integer linear programming*).

Bilans énergétiques

Le gestionnaire cpmPlus affiche également des tableaux de bord énergétiques pour chaque poste et procédé de production comme pour l'ensemble de l'usine → 2,3. Cela permet de suivre les indicateurs de performance énergétique et de les confronter aux objectifs. L'analyse des résultats et l'édition de bilans servent alors à confirmer le bien-fondé des actions mises en œuvre.

Ces tableaux de bord aident les opérateurs à réagir aux écarts du procédé par rapport aux valeurs optimales, suite à des variations de flux d'énergie et de matières. Ils leur permettent également de valider les besoins prévisionnels de gaz, d'électricité et de vapeur, et de prédire la quantité de gaz récupéré au vu du programme quotidien de fabrication.

Parallèlement, le personnel de la centrale électrique de l'aciérie peut choisir le meilleur mix énergétique en combinant production interne et approvisionnement externe. Le bilan énergétique devient ainsi un indicateur clé de performance du site, au même titre que la qualité et la productivité.

Les programmes de production d'électricité et d'acier calculés par cpmPlus peuvent être automatiquement mis en œuvre en envoyant les points de consigne à la conduite avancée qui coordonne les systèmes de contrôle-commande de la centrale électrique pour faire tourner l'usine à plein.

Étude de cas chez ArcelorMittal

Pour fabriquer leurs produits sur commande, les aciéristes utilisent des systèmes de planification de la production. Chez ArcelorMittal Méditerranée, à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône), le système existant permettait déjà de planifier la production et de prévoir la consommation énergétique. Or l'entreprise voulait aller encore plus loin : améliorer le bilan énergétique de toute l'usine en optimisant ses approvisionnements en énergie, sa production de vapeur et sa consommation de gaz de récupération.

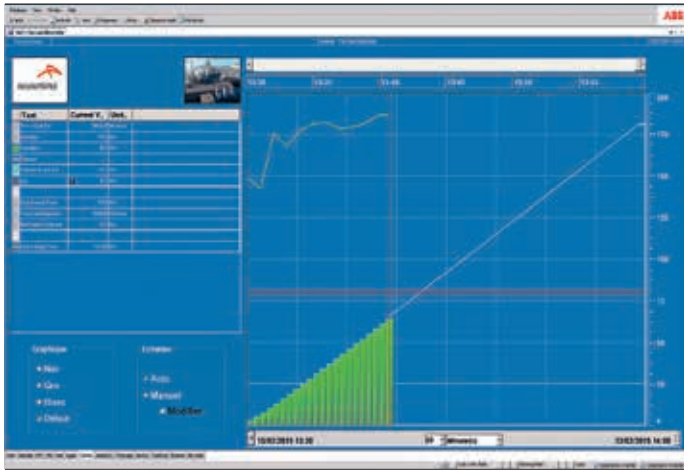
Le propre centre de recherche d'ArcelorMittal avait mené des études préliminaires et développé des modèles de gestion de l'énergie et des gaz au sein de l'aciérie, avec des exigences et des attentes précises. Restait à trouver le bon partenaire industriel.

Modèle prototype

ABB était le seul à proposer un produit répondant au cahier des charges industriel. Le projet était complexe mais l'équipe ABB procéda de manière systématique en créant des modèles à partir des études préliminaires d'ArcelorMittal, c'est-à-dire en réalisant une étude de cas. Le modèle prototype d'ABB fut soumis au client, qui l'évalua et l'accepta.

Optimisation et innovation

Le but ultime du projet était de modéliser la totalité des flux énergétiques et des procédés sidérurgiques. Rappelons que ces derniers sont à la fois consommateurs et producteurs de gaz. Habituellement, une aciérie n'achète à l'extérieur que de l'électricité et de la vapeur ; or dans ce cas-ci, la modélisation porte



aussi sur la gestion des gaz de récupération et des gaz achetés, dont le système ABB précise les quantités.

Utilisé sans discontinuer en environnement industriel, le système pose un vrai défi. Développer des solutions d'optimisation fiables, rapides et de qualité, à partir de données qui évoluent sans cesse, ajoute à la complexité.

Au sein de l'aciérie ArcelorMittal, l'horizon temporel d'optimisation et, donc, le plan de production optimal doivent être recalculés en permanence, obligeant ABB à développer des méthodes et des solutions innovantes.

Trois méthodes d'optimisation

Le système fourni à ArcelorMittal propose trois méthodes rapides et fiables d'optimisation à partir de données dynamiques : par modélisation avec deux intervalles de temps, à horizon temporel glissant et par jeux différents de paramètres.

Modélisation avec deux intervalles de temps

Pour optimiser en continu tout le processus de production d'énergie, on commença par établir des décisions d'état pour les principaux équipements industriels, prédites avec une résolution grossière. Partant de là, on calcula l'utilisation des moyens de stockage d'énergie (chaudières ou gazomètres) avec une résolution plus fine.

La modélisation utilisa pour cela deux résolutions temporelles : un intervalle de deux heures, dans lequel les états optimaux des équipements clés (chaudières, par exemple) étaient fixes ; un intervalle

de 30 minutes, dans lequel ces états sont pris tels quels pour réaliser une optimisation à granularité fine du fonctionnement continu. Dans les deux cas, les modèles utilisés sont hérités d'un modèle de base contenant des structures et des contraintes communes.

En France, l'électricité étant facturée par période de 30 min, le client demanda deux actualisations du système par période, soit toutes les 15 min environ. Ce pas de temps permet de prendre d'importantes décisions d'état et d'obtenir un plan à deux jours avec des données optimisées pour toute l'énergie achetée à l'extérieur, les besoins prévisionnels d'électricité et de gaz, et les niveaux des gazomètres. Le système permet aussi de suivre l'évolution du plan hebdomadaire.

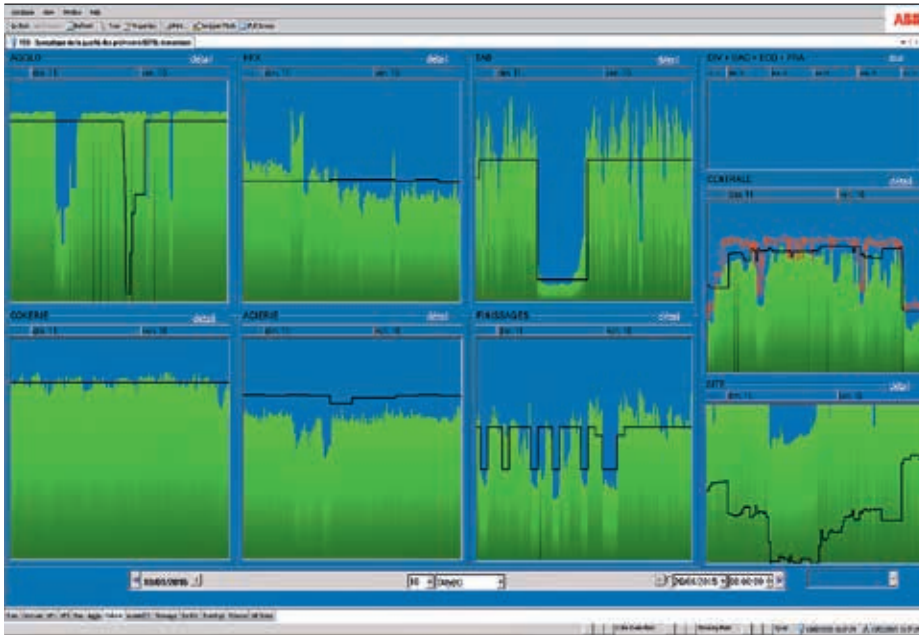
Horizon temporel glissant

Lorsque les données rafraîchies toutes les demi-heures servent à établir un plan de production à deux jours, la modélisation ne peut se faire en une seule passe car elle mobiliserait trop de ressources et de temps. C'est pourquoi la méthode à horizon glissant fait d'abord des prévisions sur un premier créneau plus court, dont le résultat est saisi dans le système, puis passe au créneau suivant, et ainsi de suite jusqu'à compléter le plan à deux jours.

L'horizon temporel avance donc d'un créneau à la fois, ce qui maintient la continuité des résultats dans le temps et donne des solutions plus stables. Si on optimisait sur 24 heures en une seule fois, on perdrait la continuité d'un jour à l'autre car le facteur déterminant serait le



La solution cpmPlus d'ABB modélise et affiche tous les flux d'énergie d'une usine pour optimiser la distribution des gaz de récupération aux postes de consommation et aux chaudières des centrales électriques.



Le gestionnaire cpmPlus prend en compte des aspects tant techniques (configuration des réseaux de distribution et des mélangeurs de gaz) qu'économiques (coût du démarrage des chaudières).

créneau de 24 h, le modèle d'optimisation étant incapable d'anticiper au-delà.

Jeux différents de paramètres

Cette troisième méthode permet d'obtenir rapidement une solution numérique avec des données dynamiques. La plupart du temps, le système résout assez vite des problèmes d'optimisation avec quelques paramètres, mais parfois les temps de résolution s'allongent. L'équipe ABB eut l'idée d'autoriser le système à envoyer à deux solveurs différents des jeux de paramètres de recherche distincts. On attend alors de voir quel solveur trouve une solution en premier et on annule le plus lent. Cette mise en concurrence permanente des solveurs répond aux exigences des grandes applications industrielles.

Recherche de la solution la plus économique

Le gestionnaire cpmPlus propose à l'opérateur la stratégie de production la plus économique → 4-6 qui peut parfois s'appuyer sur des pratiques inédites. Ce fut le cas pour les turbines de Fos-sur-Mer où le système ABB suggéra un mode opératoire très différent de ce qui se faisait jusque-là et qui fut adopté par l'aciériste.

L'optimisation de tous les flux et achats d'énergie à Fos a beaucoup réduit les coûts et les quantités de matières premières utilisées, boostant la productivité. À ce jour, l'impact le plus visible est une

amélioration de quelque 15 % de la précision des prévisions d'achat d'électricité, soit une baisse moyenne de la facture mensuelle de 15 000 euros en 2013.

Jouko Karjalainen
Toni Kymäläinen
Juha Mäntysaari
Tua Kauppala

ABB Process Automation, Process Industries
 Helsinki (Finlande)
 jouko.karjalainen@fi.abb.com
 toni.kymalainen@fi.abb.com
 juha.mantysaari@fi.abb.com
 tua.kauppala@fi.abb.com

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
andreas.moglestue@ch.abb.com

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 ©2015
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 1116

Innovations à la pointe

Si, dit-on, « *la nécessité est mère de l'invention* », la contrainte n'en serait-elle pas aussi l'inspiratrice ? Qu'elle soit économique, énergétique, physique... elle ne cesse de défier le genre humain. Pourtant, loin d'être un obstacle au progrès, elle en est souvent l'aiguillon.

De nos jours, les contraintes auxquelles se heurtent l'individu et l'entreprise sont plurielles et mouvantes. D'où l'aspiration des chercheurs et ingénieurs ABB à innover encore et toujours pour un monde meilleur. Comme à l'accoutumée, le premier numéro de l'année 2016 passera en revue les avancées technologiques du Groupe, dans toute leur diversité, de la production d'énergie aux smartphones.



À vos tablettes

Retrouvez l'application *ABB review*
sur notre site www.abb.com/abbreview.



Gardez le fil...

Pour ne pas manquer un numéro,
abonnez-vous à la liste de diffusion
sur www.abb.com/abbreview.

Dès votre enregistrement effectué,
vous recevrez un e-mail de confirmation.

Innovation



- 6 Avant-première**
Le meilleur de l'innovation ABB en 2015
- 11 Informer pour agir**
De nouvelles techniques ABB de gestion des données pour améliorer les services aux industriels
- 16 Démêler la complexité**
La plate-forme d'émulation virtuelle ABB simplifie le test du contrôle-commande de procédé
- 22 Bien charpenté!**
Les technologies ABB pour mieux construire
- 27 Services à la carte**
ABB étoffe son offre de services avancés accessibles dans le monde entier sur ServicePort™
- 32 Le simulateur joue les prolongations**
La simulation 800xA participe à la totalité du cycle de vie d'un système d'automatisation
- 37 Front intelligent**
Appareils d'interruption automatisés et communicants
- 42 Ligne de crête**
Des algorithmes pour lisser la puissance crête appelée par les procédés électrothermiques
- 48 Fenêtre sur tours**
Les éoliennes dans la ligne de mire ABB
- 53 Capacités libérées**
Le nouveau condensateur QCap d'ABB améliore le facteur de puissance
- 60 ABB en bref**
- 63 Flash-back**
ABB review revient sur plus d'un siècle de parution

Solaire



- 6 Photovoltaïque: une avancée radieuse**
ABB, sous le soleil exactement
- 10 Une place au soleil**
Enjeux et perspectives de l'énergie solaire
- 16 Voler de ses propres ailes**
La tentative de tour du monde de *Solar Impulse 2*
- 20 Lignes d'équilibre**
Contrôle-commande ABB optimisé pour stabiliser la production des microréseaux hybrides et solaires
- 27 Le plein de soleil**
Une batterie de solutions de stockage ABB
- 33 Solutions de premier plan**
Évolution technologique et conceptuelle des onduleurs solaires
- 38 Pointer la performance sur toute la durée de vie**
Automatisation, exploitation et maintenance des installations photovoltaïques: l'offre globale ABB
- 43 Collectif énergétique**
Faciliter l'intégration des énergies renouvelables
- 50 Pomper l'eau au fil du soleil**
Variateur ABB pour le pompage solaire
- 53 Transformer la mise**
Réduire les pertes dues aux transformateurs pour gagner plus
- 58 Génération PV**
Catalogue de composants basse tension ABB pour la prochaine génération de centrales solaires de 1500 VCC
- 60 Autoproduction**
Le photovoltaïque, au faite de la technologie *Active Site* d'ABB
- 64 Portes ouvertes**
À chaque conditionneur actif de tension PCS100 AVC, ses applications
- 68 Sûrs, performants, écologiques**
Transformateurs secs pour lignes de distribution jusqu'à 72,5 kV

Productivité



- 7 Yumi®**
ABB présente le premier véritable robot collaboratif à deux bras appelé à révolutionner les chaînes d'assemblage
- 12 Une santé de fer**
Des transformateurs plus fiables avec une maintenance à budget serré
- 18 Répartition des charges**
Flexibiliser la production pour économiser l'énergie
- 25 Effets détonants**
Des fours à arc électrique plus performants et économiques avec le brasseur électromagnétique ArcSave®
- 32 Le meilleur ami du moteur**
ABB enrichit son démarreur progressif PSTX de fonctionnalités jusqu'ici réservées aux variateurs de vitesse
- 35 Prime à la performance**
Alimentation statique sans interruption pour la moyenne tension
- 39 Chronique d'une fin annoncée**
Les enjeux de l'après-Windows XP
- 42 PASSage en classe supérieure**
Appareillages hybrides ABB sous 420 kV
- 48 Intelligence domestique**
La domotique facile avec ABB-free@home®
- 50 Droit fil**
Connexions débrochables et solutions précâblées ABB : un contact d'avance
- 52 Le réseau apprivoisé**
Des techniques de commande avancée pour des réseaux d'énergie plus stables, fiables et performants
- 55 Contre les oscillations**
Les convertisseurs de puissance MT sont le siège d'oscillations électriques qu'il faut combattre activement
- 60 L'innovation couronnée**
Un Prix ABB pour soutenir la recherche postdoctorale dans le monde entier
- 62 Votre avis nous intéresse !**
Dites-nous comment améliorer ABB review

Renouvelables



- 6 Questions capitales**
Gerald Reid (Alexa Capital) et Jochen Kreuzel (ABB) débattent de l'avenir des énergies renouvelables et des nouveaux modèles économiques de la filière
- 13 Chef de rangs**
Des centrales d'énergie orchestrées par Symphony® Plus d'ABB
- 18 Le vent tourne**
Nouvelles technologies de contrôle-commande d'aérogénérateurs et de parcs éoliens
- 24 La réalité des centrales virtuelles**
Une solution de contrôle-commande ABB pour mieux produire et commercialiser l'électricité verte
- 29 Lignes sous tension**
Le transport électrique, au rendez-vous de la production renouvelable
- 34 La régulation ABB aux avant-postes**
Stabiliser les réseaux de distribution pour mieux accueillir les énergies renouvelables
- 43 Stockage énergétique**
Le vent en poupe
- 50 De nouvelles règles du jeu**
ABB et ses consultants en énergie facilitent l'intégration des renouvelables dans le respect des codes de réseau internationaux
- 57 En équilibre**
Surveillance temps réel et élimination des oscillations interrégionales
- 62 Précision absolue**
Mesure non intrusive de température dans une distillerie de vodka
- 68 Optimisation conjointe**
Le gestionnaire d'énergie cpmPlus d'ABB dope le bilan énergétique et la compétitivité d'une aciérie
- 74 Index 2015**
Tous les articles de l'année



Raccorder la production renouvelable au réseau ?

Les énergies renouvelables sont un levier indispensable pour assouvir notre soif d'électricité tout en préservant les ressources naturelles de la planète. Pallier l'intermittence, raccorder des sites isolés, diversifier le mix énergétique... autant de défis qu'ABB relève en injectant plus de 200 gigawatts hydroélectriques, éoliens et solaires dans le réseau : de quoi alimenter quelque 70 millions de foyers. Notre offre de produits, systèmes et services pour la production, le transport et la distribution d'électricité contribue à accroître les capacités, la fiabilité et l'efficacité énergétique, avec un minimum d'impact sur l'environnement.

Héritier de 125 années d'innovations technologiques, ABB façonne le réseau du futur.

Pour aller plus loin : <http://www.abb.com>

Naturellement.