

ABB

2 | 15
fr

review

ABB, à l'avant-garde du photovoltaïque 6

Équilibrer le réseau électrique 20

Automatiser les installations solaires 38

Pomper au fil du soleil 50

La revue
technologique
du groupe ABB



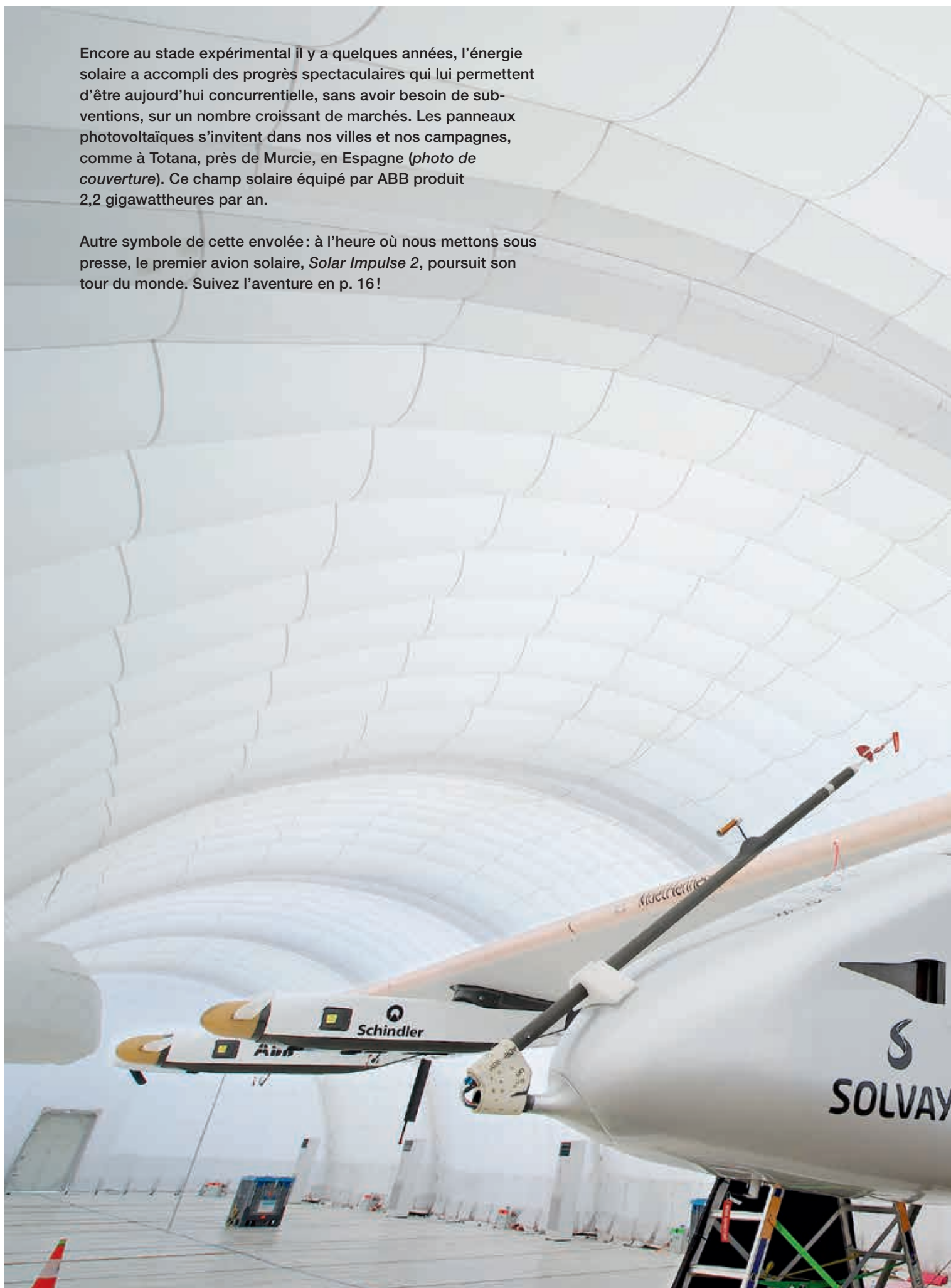
Énergie solaire

Power and productivity
for a better world™



Encore au stade expérimental il y a quelques années, l'énergie solaire a accompli des progrès spectaculaires qui lui permettent d'être aujourd'hui concurrentielle, sans avoir besoin de subventions, sur un nombre croissant de marchés. Les panneaux photovoltaïques s'invitent dans nos villes et nos campagnes, comme à Totana, près de Murcie, en Espagne (*photo de couverture*). Ce champ solaire équipé par ABB produit 2,2 gigawattheures par an.

Autre symbole de cette envolée : à l'heure où nous mettons sous presse, le premier avion solaire, *Solar Impulse 2*, poursuit son tour du monde. Suivez l'aventure en p. 16!



Défis

- 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*

Technologies

- 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

Tendances et solutions

- 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

ABB et rayonnement solaire



Claes Ryttoft

Chers lecteurs,

En septembre 2014, ABB a présenté sa stratégie de croissance pour la période 2015-2020, qui met résolument le cap sur les technologies « propres » et durables.

Il y a bien des façons d'aborder cette thématique : le choix des matériaux, l'efficacité énergétique et la sécurité sont autant d'axes de réflexion et de progrès. Si la recherche-développement d'ABB travaille sur tous ces aspects, c'est sur l'une des facettes les plus lumineuses du développement durable que notre revue s'est penchée : l'énergie photovoltaïque.

Le photovoltaïque se taille une part croissante du bouquet énergétique global. Modulable et non polluant, il est d'ores et déjà capable, en tirant parti de conditions favorables, de concurrencer les sources d'énergie traditionnelles. À défaut de fabriquer des panneaux photovoltaïques, ABB couvre tous les autres niveaux de la chaîne de valeur avec son offre complète (onduleurs, transformateurs, protections et automatismes de conduite), unique sur le marché. Une position de premier plan, consolidée par l'acquisition du spécialiste des onduleurs, Power-One, en 2013.

Témoin de cette évolution, vous trouverez dans nos colonnes un entretien avec Michael Liebreich, président fondateur de Bloomberg New Energy Finance et grand expert du photovoltaïque, qui nous livre sa vision des perspectives et enjeux de la filière. D'autres articles passent en revue quelques-uns des nombreux produits et technologies ABB qui sous-tendent la chaîne photovol-

taïque. Les articles de synthèse sur les contributions d'ABB, notamment au progrès du « couplage réseau », sont émaillés d'applications originales, comme l'irrigation par pompage solaire. Et parmi ces réalisations, il en est une des plus emblématiques : l'avion solaire expérimental *Solar Impulse 2* qui, à l'heure où nous mettons sous presse, poursuit sa tentative de tour du monde entièrement à l'énergie solaire. Là encore, ABB est de l'aventure.

Que de chemin parcouru depuis les débuts expérimentaux du photovoltaïque, il y a quelques années à peine... Puisse ce numéro d'*ABB review* éclairer et nourrir votre réflexion sur cette fabuleuse ressource et les moyens de la maîtriser, de la raccorder et de l'intégrer à d'autres formes de production d'énergie.

C'est aussi l'occasion de vous rappeler qu'*ABB review*, outre son édition papier, paraît également en version numérique, consultable en PDF ou sur votre tablette via une application dédiée. Vous en saurez plus sur www.abb.com/abbreview.

Bonne lecture,

Claes Ryttoft
Directeur des technologies
Directeur général adjoint
du groupe ABB



Photovoltaïque : une avancée radieuse

ABB, sous le soleil exactement

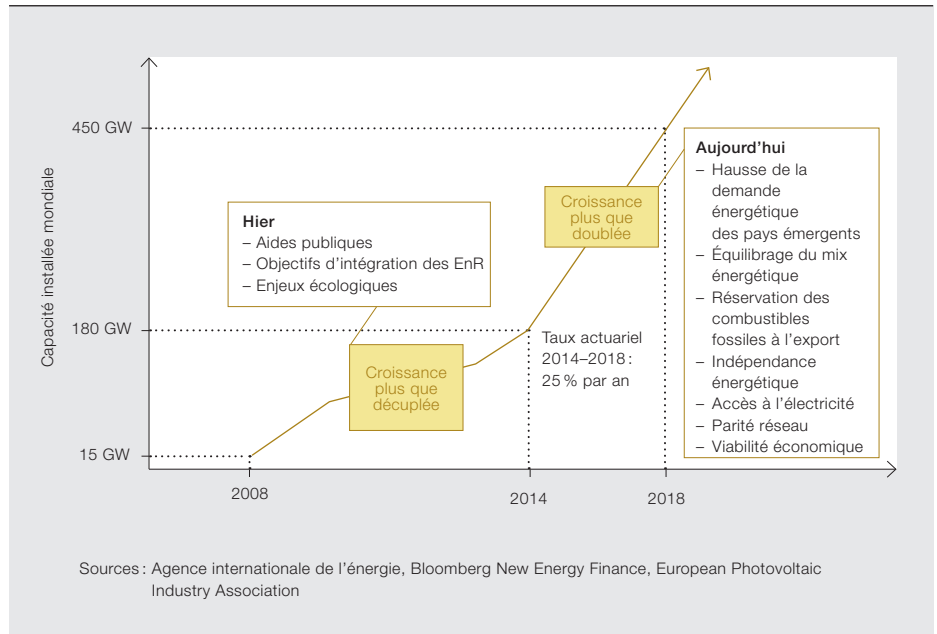
ALEX LEVRAN – Depuis dix ans, l'industrie photovoltaïque affiche une croissance soutenue à deux chiffres : par rapport à 2008, le parc installé mondial a plus que décuplé pour dépasser 170 gigawatts (GW) fin 2014 ; la même année, les investissements annuels ont totalisé plus de 83 milliards de dollars. Et le mouvement n'est pas près de s'arrêter : selon ABB, la capacité mondiale de production franchira 400 GW dans les trois prochaines années.

Photo

Un technicien ABB arpente le champ photovoltaïque d'Apex Nevada Solar, au nord de Las Vegas (États-Unis).







Dans les premiers temps, l'essor du solaire photovoltaïque (PV) a beaucoup tenu aux incitations fiscales et tarifaires des pouvoirs publics, surtout en Europe. Le Vieux Continent s'est en effet engagé sur des objectifs de hausse de la part des énergies renouvelables (EnR) dans le mix énergétique global pour réduire les émissions de CO₂, grâce à la construction de centrales « propres » se substituant aux filières de production classiques → 1.

Explosion du marché

Le marché étant parvenu à maturité, la croissance continue du solaire PV sera de plus en plus dopée par des gains de compétitivité et non par les aides publiques. Ces cinq dernières années, le coût des systèmes PV a chuté de plus de 70 %. Nombreuses sont les régions du monde où le coût complet de production du kilowattheure solaire a rejoint le prix de marché de l'électricité pour atteindre le seuil de compétitivité ou « parité réseau¹ ».

Si l'Europe a amorcé le mouvement avec la mise en place de tarifs d'achat préférentiels et de soutiens publics à cette filière naissante, elle est aujourd'hui relayée par les États-Unis, la Chine, le Japon, l'Inde et l'Australie dont la production PV a enregistré ces dernières

années une progression vertigineuse. Les industriels du secteur envisagent à brève échéance une explosion du marché dans les pays émergents du Moyen-Orient, de l'Afrique et de l'Amérique du Sud. Le photovoltaïque a investi aussi bien le résidentiel et le tertiaire (installations en toiture) que la production industrielle (centrales au sol).

Même si la dégringolade des prix du matériel PV a récemment entamé la rentabilité du secteur, les perspectives de croissance sont au beau fixe dans le monde entier.

L'engagement d'ABB dans ce domaine s'inscrit dans le droit fil de la devise du Groupe et de son PDG, Ulrich Spiesshofer : « *Ensemble, nous devons faire tourner la planète sans épuiser ses ressources* ».

Une offre complète

Grâce à l'acquisition en 2013 de PowerOne, numéro deux mondial des onduleurs solaires, ABB peut aujourd'hui revendiquer une capacité installée dépassant 18,5 GW, fournie par plus de 1,5 million

d'onduleurs PV. L'équipementier a par ailleurs installé 66 centrales solaires dans 14 pays, pour une production supérieure à 1,2 GW. Plus de 350 MW d'électricité solaire répartis sur 55 sites sont sous

Ces cinq dernières années, le coût des installations photovoltaïques a chuté de plus de 70 %.

contrats d'exploitation et de maintenance ABB. En outre, avec l'acquisition de l'Australien Powercorp, spécialiste des automatismes destinés aux énergies renouvelables, le Groupe se dote d'une technologie de pointe facilitant l'intégration des EnR dans les microréseaux électriques.

ABB est le seul à proposer la gamme complète de composants électriques de raccordement des panneaux PV au réseau. Son vaste choix de systèmes, solutions et services couvre les trois segments de marché : résidentiel, tertiaire et industrie.

Pour les deux premiers, ABB a élaboré un catalogue fourni de produits basse tension (BT) : coffrets de regroupement, interrupteurs et disjoncteurs en courant alternatif (CA) et courant continu (CC), contacteurs, interrupteurs-sectionneurs

Note

- Coût du kWh photovoltaïque = coût du kWh du réseau de distribution local

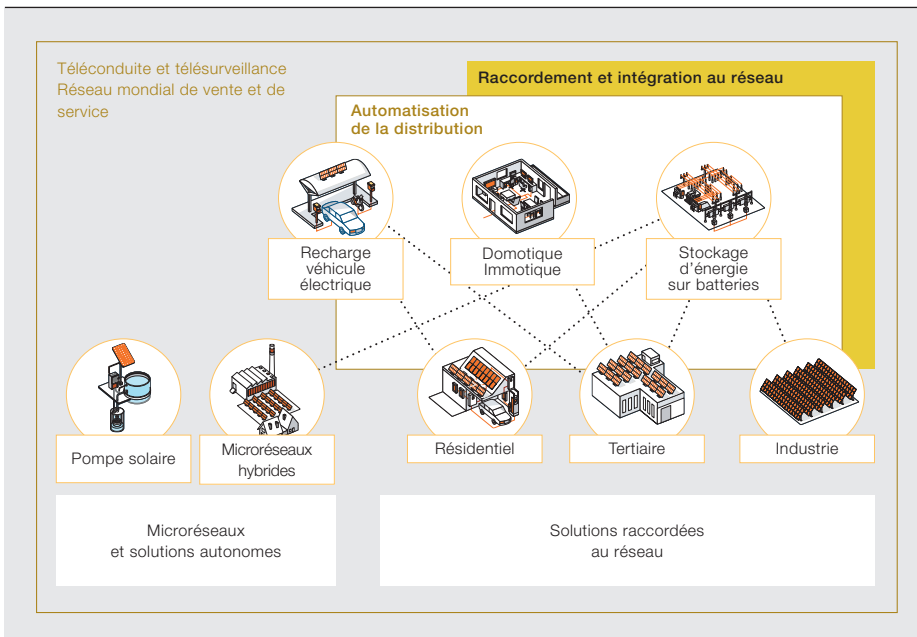


ABB est le seul industriel à proposer une offre complète de composants électriques de raccordement des panneaux PV au réseau.

à fusibles, capteurs de courant, parafoudres et arrêts d'urgence, compteurs d'énergie, onduleurs monophasés et triphasés, systèmes de surveillance. Ses plates-formes de stockage visent l'auto-suffisance et l'autonomie énergétiques des applications domestiques.

Pour le photovoltaïque à grande échelle, l'offre ABB se compose d'onduleurs solaires, de transformateurs moyenne tension (MT) et haute tension (HT), d'appareillages MT et HT avec réenclencheurs et disjoncteurs à vide MT, et de postes. À cela s'ajoutent des systèmes de transport longue distance en courant continu haute tension (CCHT) et des dispositifs *FACTS (Flexible AC Transmission Systems)* pour maîtriser les transits de puissance active et réactive sur les grands réseaux. ABB propose toute une gamme de solutions de stockage d'énergie sur batteries de 25 kW à 70 MW et de régulateurs actifs de tension pour applications MT et HT, que complètent des outils de conception, de simulation, de développement système et d'équipement électrique de centrale.

Au chapitre de la surveillance globale, ABB dispose de solutions d'automatisation des réseaux de distribution, de prévision et de planification de la demande et de la charge. Le Groupe intervient à chaque étape du cycle de vie d'une installation solaire avec des contrats de service sur mesure englobant la totalité des équipements et des solutions. ABB aide

ainsi ses clients à maximiser le retour sur investissement en améliorant les capacités, les rendements et la fiabilité.

ABB est également bien placé pour répondre aux enjeux de l'intégration croissante du solaire dans les réseaux d'énergie. Dans le monde entier, le foisonnement des parcs de production PV décentralisés complique la tâche des énergéticiens pour maintenir la stabilité du réseau. La filière industrielle est continuellement invitée à améliorer autant la qualité du raccordement au réseau que la stabilité du stockage d'énergie, qu'il soit centralisé ou diffus.

ABB fournit des solutions et des services → 2 aux quatre coins du monde pour faire du solaire PV un marché florissant et prospère.

Alex Levran

Solar Industry Segment Initiative
Camarillo (Californie, États-Unis)
alex.levran@us.abb.com



Une place au soleil

Enjeux et perspectives
de l'énergie solaire

ABB review s'entretient de l'avenir de l'énergie solaire avec Michael Liebreich, fondateur et président du conseil consultatif de Bloomberg New Energy Finance.

Rien n'arrête le progrès. Le kilowattheure (kWh) solaire coûte entre 6 et 8 centimes de dollar (c\$) pour les bons projets, avant toute subvention. Le moins cher que l'on ait vu est 5,84 c\$/kWh pour un projet annoncé cette année à Dubaï. De 50 c\$/kWh, l'électricité d'origine solaire est passée à 30, puis à 20 et 10 c\$/kWh ; aujourd'hui, elle continue de baisser.

À titre de comparaison, quels sont les coûts des sources d'énergie non renouvelables ?

Prenons, par exemple, les États-Unis où le prix de l'électricité issue du gaz naturel est faible, autour de 6 c\$/kWh. L'électricité solaire non subventionnée à 8 c\$/kWh n'est donc pas vraiment compétitive. Mais en tenant compte du crédit d'impôt à l'investissement, ce coût peut être ramené à 5 c\$/kWh. De plus, le photovoltaïque

camions qui le transportent, etc. Tout compte fait, le charbon est hors de prix. Le paradoxe est qu'un tiers des besoins énergétiques de la planète est satisfait par une ressource vouée à disparaître. Dans les pays développés, les fermetures de centrales à charbon s'accroissent, et dans les régions en développement leur rythme de construction ralentit. D'ici à 2030, je pense que nous assisterons à un net recul des capacités de production au charbon plutôt qu'à leur augmentation.

Jusqu'où ira la baisse du coût du kWh solaire et quelles en sont les conséquences ?

À mesure que la filière se développe, les 6 à 8 c\$/kWh d'aujourd'hui pourraient descendre à 4 c\$/kWh entre 2030 et 2040, voire avant, jusqu'à un coût de production exponentiel proche de zéro.

Il faut ensuite acheminer cette électricité bon marché et propre jusqu'au consommateur, au moment précis où il en a besoin. Au niveau système, les bouleversements concerneront l'architecture nécessaire pour intégrer l'éolien et le solaire, notamment en termes de gestion de la demande, d'interconnexion et de stockage. Nous assistons à l'émergence d'un système électrique d'un type totalement nouveau, bâti autour de la flexibilité. Et c'est là le domaine d'excellence d'ABB.

Y a-t-il une limite maximale d'énergie solaire commercialement exploitable ?

Il est prématuré de parler de « limite » alors que le taux de pénétration du solaire reste infime : moins de 1 % de l'électricité produite dans le monde, qui elle-même ne représente qu'une part mineure de la consommation énergétique globale ! Il y a aussi le secteur des transports et celui de la production de chaleur dans le résidentiel, le tertiaire ou l'industrie. Si l'énergie électrique investit progressivement ces domaines, il reste qu'elle entre pour moins d'un tiers dans la consommation totale d'énergie. Loin de la saturation, le système a encore de la marge.

À mesure que la part des énergies renouvelables variables croît, mon hypothèse est que nos brillants ingénieurs sauront repousser toujours plus loin les limites. Si nous poursuivons nos investissements dans le stockage d'énergie, l'intercon-

Les principales technologies d'énergie propre affichent des courbes d'expérience pentues qui traduisent leur croissance exponentielle.

ABB review : L'idée de transformer la lumière du soleil en électricité remonte à Henri Becquerel (1852–1908), mais c'est seulement depuis une dizaine d'années que l'énergie solaire photovoltaïque (PV) occupe une place significative et croissante dans le paysage énergétique mondial. N'en sommes-nous qu'au début ? Quel est le moteur de ce développement ?

Michael Liebreich : J'ai créé New Energy Finance il y a 11 ans en étant convaincu que nous étions à l'aube d'une révolution des énergies « propres ». Et cela, parce que j'ai notamment une foi quasi mystique dans les courbes d'expérience. Les principales technologies d'énergie propre (éolien, solaire et batteries de véhicules électriques) affichent toutes des courbes d'expérience pentues alors que les énergies traditionnelles sont contraintes par des ressources limitées et des problèmes d'environnement.

Le très faible coût des automatismes et du logiciel est un autre levier de changement important. Il y a 15 ou 20 ans, gérer une ferme solaire – ou pire encore, des panneaux PV en toiture – aurait coûté une fortune. Il fallait développer ses propres logiciels de communication et louer des lignes téléphoniques spécialisées, alors qu'aujourd'hui tout se fait par Internet et pour trois fois rien !

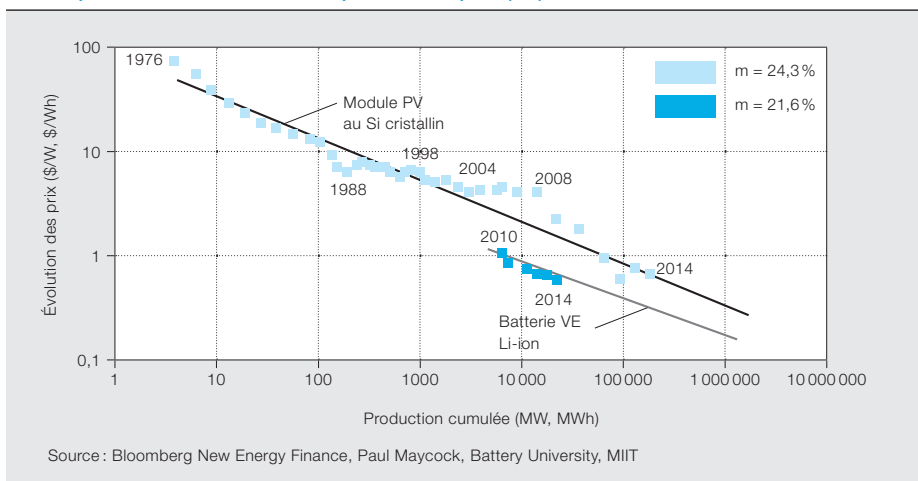
est le candidat idéal pour répondre aux pics de consommation dus à la climatisation. Il reste, bien évidemment, à satisfaire la demande nocturne ou lorsque la météo est mauvaise, ou encore pendant l'hiver.

Au-delà du solaire, je tiens également à souligner que les coûts non subventionnés de l'éolien aux États-Unis ont chuté à 4 c\$/kWh, soit moins que l'électricité produite à partir du gaz.

Un coup dur pour le charbon ? Une centrale à charbon totalement amortie et qui rejette dans la nature tous ses polluants permet certes de produire une électricité à 3 ou 4 c\$/kWh. Mais dès que la réglementation se durcit, ne serait-ce que pour filtrer le SO_x et le NO_x , vous passez à 5–8 c\$/kWh, avant même de prendre en compte les coûts des effets sur le climat, des maladies respiratoires liées aux poussières et particules de charbon, du mercure, de la dégradation des routes par les

La transition énergétique ne peut plus se nourrir d'idéalisme écologique ni de subventions publiques.

1 Courbe d'expérience des batteries lithium-ion des véhicules électriques (VE), comparée à celle des modules photovoltaïques (PV)



nexion des systèmes et la maîtrise de la demande, nous pouvons continuer d'ajouter des capacités. On attend beaucoup, par exemple, du stockage, puisqu'à l'évidence le soleil ne brille pas la nuit et qu'il faut des batteries pour prendre le relais. Celles-ci suivront la même courbe d'expérience que le solaire PV → 1, même si pour l'instant elles restent chères. C'est une bonne nouvelle pour le solaire, non ?

Tout d'abord, la consommation d'électricité est bien plus élevée le jour que la nuit. Elle peut être largement couverte par le solaire, ce qui justifie, pour la plupart des marchés, la construction d'installations PV pendant encore de nombreuses années sans avoir à se préoccuper des besoins nocturnes. Ensuite, avant de devoir ajouter des capacités de stockage, il est possible de décaler dans le temps cette consommation par des stratégies de gestion optimale de la demande, voire des moyens de stockage thermique. Imaginez, par exemple, que vous faites tourner vos congélateurs et réfrigérateurs à fond en journée, quand le soleil brille, et au ralenti la nuit.

Pour ABB, il existe un énorme gisement de réduction des coûts lorsque l'on considère l'ensemble de la chaîne électrique comme un système plutôt que comme un assemblage de produits distincts. Le Groupe occupe une position sans équivalent de fournisseur de toute la chaîne de valeur.

Quels sont les principaux enjeux et bouleversements, tant technologiques que politiques, que la filière solaire connaîtra au cours des dix prochaines années ?

La transition énergétique ne peut plus se nourrir d'idéalisme écologique ni de subventions publiques. Elle doit être motivée par la recherche de meilleures performances des systèmes en termes de coût, de pollution et de résilience, et les moyens pour y parvenir doivent être plus nuancés. Pour accroître la consommation électro-solaire, il faut séduire les consommateurs et les industriels par le portefeuille → 2.

Regardez, par exemple, les tarifs de rachat préférentiels allemands : le message envoyé était très clair et très efficace pour faire progresser le solaire. Or le problème est que ces tarifs supprimaient le signal-prix du marché de l'électricité qui, du coup, n'était plus un aiguillon de la concurrence pour les développeurs et les fournisseurs de technologie. Dans ce genre de situation, ce sont le militantisme « écolo » et l'effet d'aubaine qui l'emportent, au détriment de la concurrence par les prix : une politique contre-productive, qui finit par coûter très cher et doit être remise à plat. Quand l'Espagne a fait machine arrière, le marché s'est arrêté net. Même l'Allemagne s'est tournée vers les enchères inversées depuis que le pays a compris que des coûts énergétiques élevés entravaient sa compétitivité. Tous les Allemands restent très attachés à la transition énergétique, mais les tarifs préférentiels du début seront remplacés par un mécanisme économiquement plus efficace. Le Royaume-Uni, pour sa part, met en place un système d'enchères inversées CFD (Contract for Difference) qui tire déjà les prix vers le bas.

Est-ce à dire que les subventions et aides publiques sont une bonne chose en

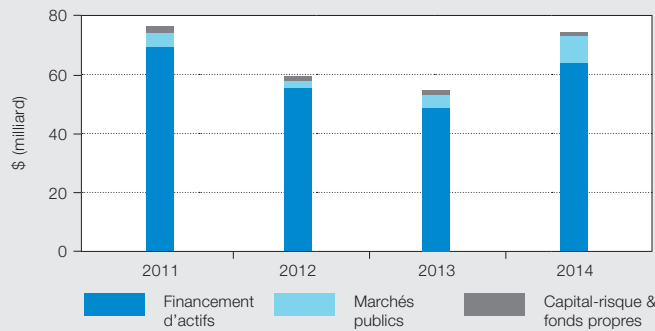
phase de démarrage, mais doivent ensuite être réduites ?

Tout à fait. Lorsque le solaire compte pour moins de 1 % du marché de l'électricité et que, je le déplore, vous répartissez le surcoût entre les autres acteurs, la mesure est presque indolore et négligeable. Mais quand il progresse pour atteindre 3, 5, voire 12 % du marché, un objectif facile dans les pays ensoleillés, vous ne pouvez plus vous permettre un tel gaspillage.

Quant aux industriels, même si vous évoluez dans un secteur hypersubventionné, il vaut toujours mieux être un fournisseur bon marché : c'est la seule façon de tenir le cap et de ne pas être à la merci des aléas de la politique.

Si le rôle des pouvoirs publics n'est pas de subventionner, alors quel est-il ?

Leur priorité est de garantir la sécurité énergétique, c'est-à-dire de veiller à ce que le système ne s'écroule pas pour des raisons techniques ou géopolitiques. Ensuite, les pouvoirs publics doivent au besoin accompagner le secteur, sans plus ; ne jamais tenter de forcer les opérateurs en place à mener la transition vers les énergies propres (mais les laisser faire, s'ils le désirent). Ils doivent ouvrir le marché aux nouveaux entrants et aux nouveaux modèles économiques. Revenons à l'Allemagne où le solaire a enregistré la progression la plus rapide : les grands énergéticiens possèdent 80 ou 90 % des centrales nucléaires et thermiques à flamme (gaz et charbon), mais seulement 5 à 10 % des renouvelables. Pourquoi ?



Source : Bloomberg New Energy Finance

Plus écologique et moins cher que le kérosène, le solaire permet aussi bien de recharger son mobile que de s'éclairer.

Parce qu'ils n'étaient pas incités à investir sur ce marché.

Même chose en Californie où les producteurs traditionnels d'électricité réagissent et essaient de rattraper leur retard uniquement sous la menace concurrentielle de nouveaux acteurs. Il incombe donc aux pouvoirs publics de faciliter l'accès des nouveaux entrants. Si vous créez un marché de capacité, par exemple, vous devez vous assurer que vous ne fermez pas la porte à de nouveaux acteurs ou de nouvelles solutions, ce qui est très difficile.

Les principaux enjeux de la filière solaire sont-ils largement universels ou y a-t-il des différences marquantes entre les pays et les continents ?

On observe un déplacement du solaire, de ses grands marchés « historiques » que sont l'Allemagne, le Japon et les États-Unis, vers le Chili, l'Afrique du Sud, la Thaïlande et l'Afrique du Nord. Il prend véritablement son essor aux quatre coins de la planète. Alors que son coût baisse, il progresse dans de nombreuses régions, surtout dans les pays en développement où l'électricité est traditionnellement chère et le réseau électrique peu fiable. En un rien de temps, le solaire y est devenu très attrayant et compétitif. C'est ici que s'inscrit le débat sur l'accès à l'électricité. Il est facile d'installer des panneaux PV là où le courant électrique ne passe pas. Meilleur et moins cher que le kérosène, le solaire permet aussi bien de recharger son téléphone mobile que de s'éclairer. C'est un accélérateur du développement rural, surtout dans des pays qui ont toujours été obligés d'importer

des combustibles fossiles en payant avec des devises étrangères chères → 3.

Quelles sont les autres grands obstacles au développement de l'énergie solaire ?

L'électricité subventionnée en est un. En Inde, par exemple, les tarifs sont maintenant à des niveaux artificiellement bas de 3, 4 ou 5 c\$/kWh. À ce prix, il est impossible de récupérer les coûts d'investissement. Autre frein, la réglementation qui protège les fournisseurs d'énergie en place et leurs modèles économiques. Enfin, les limites physiques du réseau électrique : allons-nous produire trop d'électricité lorsque le soleil brille et pas assez dans l'obscurité ?

Où voyez-vous l'avenir du solaire PV ? dans les petites installations en toiture ou les grandes centrales au sol ?

Les deux. Je ne pense pas qu'il faille privilégier l'une ou l'autre. Nous finirons par avoir un très grand nombre d'installations en toiture à parité réseau. Cela suffira-t-il pour couvrir toute notre consommation électrique ? Non, car la surface des toitures solaires est trop petite pour combler tous les besoins. Il y aura toujours un marché de gros pour l'électricité.

La production en toiture ne cessant de croître, les consommateurs seraient tentés de devenir autonomes et de s'affranchir du réseau électrique. Les énergéticiens ont-ils du souci à se faire ?

Je n'y crois pas beaucoup. On peut l'enviesager dans des cas très rares comme au fin fond de l'Australie ou chez des liber-

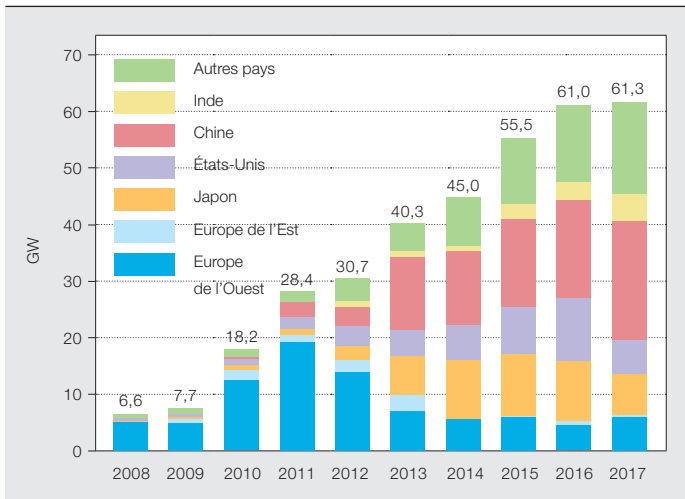
taires qui aspirent à l'autarcie. Mais le commun des mortels voudra rester branché au réseau, et ce pour plusieurs raisons.

Tout d'abord, les panneaux solaires installés sur mon toit ne me permettent pas de mettre en route le lave-vaisselle en même temps que la bouilloire. Le raccordement au réseau électrique couvre ces pics de consommation, tout comme les jours sans soleil, à un coût moindre que si je devais investir dans d'énormes moyens de stockage.

Ensuite, si j'ai correctement dimensionné mon installation en fonction de mes pics de consommation à certaines périodes de l'année, ma production sera très excédentaire le reste du temps. Pourquoi ne pas vendre le surplus ? Pour cela, il faut que je sois raccordé. De même, si mon installation tombe en panne, le réseau peut prendre la relève.

Enfin, si vous êtes en autarcie complète, votre système doit être totalement auto-géré, ce qui n'est pas facile. Je préfère être aidé par mon fournisseur d'électricité, qu'il me dise quand je dois nettoyer mes panneaux PV ou entretenir ma pile à combustible, etc. Par conséquent, même si votre système est bien conçu, votre société d'électricité peut vous apporter de nombreux services, comme la maintenance des équipements et la sécurité d'approvisionnement. Elle vous facturera ces services, pas la fourniture d'électricité.

Par conséquent, nous assisterons plutôt à une baisse de la quantité d'électricité achetée au réseau pour des raisons d'efficacité énergétique et d'autoproduction

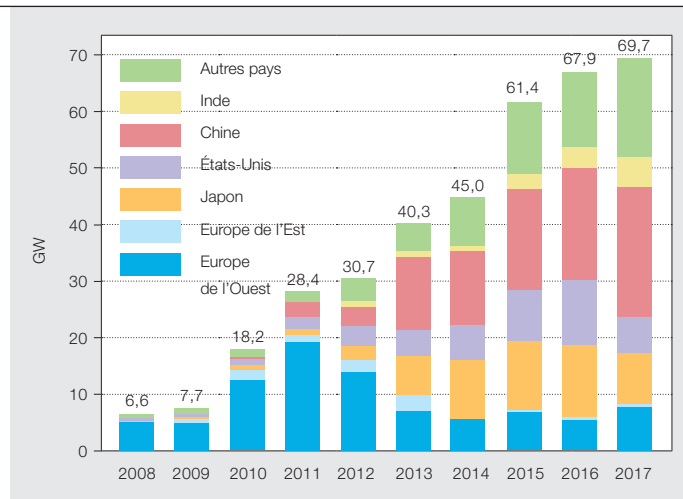


3a Estimations basses

Source : Bloomberg New Energy Finance

Nota : des estimations basses et hautes ont été faites pour chaque pays. Comme il est peu probable que la totalité des pays connaisse les unes ou les autres, les estimations globales sont établies comme suit :

- 1) Estimations basses = somme des estimations basses des pays + 25 % de la somme des estimations hautes – estimations basses ;
- 2) Estimations hautes = somme des estimations basses des pays + 75 % de la somme des estimations hautes – estimations basses.



3b Estimations hautes

des consommateurs. Les distributeurs changeront de modèle économique, vendant des services plutôt que de l'électricité. S'ils ne le font pas, alors oui, les consommateurs se débrancheront du réseau.

Quittons momentanément le solaire pour parler d'autres énergies renouvelables comme l'éolien, l'hydraulique, la biomasse, la géothermie ou encore des technologies plus expérimentales comme l'énergie marémotrice ou houlomotrice. Les voyez-vous comme des sources d'énergie concurrentielles ou complémentaires ?

Elles sont pleinement complémentaires. La valeur de l'électricité est liée à sa disponibilité dans le temps. Si la production solaire est immédiatement exploitable le jour, ce n'est pas le cas la nuit ; il faut donc la réserver à certains usages en journée.

L'hydroélectricité peut être utilisée au fil de l'eau ou même accumulée par pompage. À défaut, vous pouvez toujours stocker de l'eau dans un réservoir le jour pour l'exploiter la nuit, ou pendant les semaines où le vent ne souffle pas.

La géothermie apporte une réponse séduisante mais elle reste très localisée ; le biogaz est performant. L'énergie marémotrice a l'avantage d'être prévisible, mais elle demeure chère ; l'énergie houlomotrice est encore embryonnaire. En somme, je doute de leur aptitude à faire baisser les coûts à des niveaux proches de ceux du solaire

et de l'éolien. Et au fond de la mer, il faut couler des tonnes de béton et d'acier pour un rendement énergétique relativement médiocre.

Quels sont les points forts d'ABB pour accompagner la filière solaire et la faire progresser ?

Primo, ABB est un champion de la technologie avec des composants de pointe comme les onduleurs solaires, l'appareillage basse tension, le courant continu en

Les distributeurs changeront de modèle économique, vendant des services plutôt que de l'électricité.

haute tension (CCHT) et les équipements de communication. Le Groupe possède une immense maîtrise technologique au niveau produit.

Secundo, ABB dispose d'un savoir-faire au niveau système. Qu'il s'agisse d'équilibrer les charges, de concevoir un microréseau ou de fournir des services, seule une poignée d'acteurs du marché est réellement capable de relever ces défis. Certes, une

start-up peut parfaitement développer un composant mais il lui sera très difficile de proposer tout à la fois des compétences, des garanties et des services à l'échelle d'une ville, d'un ou de plusieurs réseaux.

Tertio, la réputation de l'entreprise. Un des enjeux est que le non-spécialiste – l'homme d'affaires qui lit le *Financial Times* ou le ministre de l'Énergie d'un pays de taille moyenne – n'est généralement pas au fait de la technologie ni de ses coûts. ABB a un rôle de tout premier plan à jouer auprès des politiques et des décideurs pour les convaincre que les énergies propres ne sont plus un pari technologique à haut risque mais qu'elles mettent en œuvre des solutions robustes, résilientes et éprouvées.

Telle est la raison d'être d'ABB review et de ce numéro spécial sur l'énergie solaire.

Parlons actualités avec l'avion solaire *Solar Impulse 2*, projet soutenu par ABB, qui tente un tour du monde. Certes, l'aéronautique n'est pas la priorité de la filière, mais pensez-vous que nous assisterons un jour à une exploitation commerciale ?

Il est clair que le transport aérien ne sera pas une cible majeure de la technologie solaire avant longtemps. *Solar Impulse 2* est avant tout un avion expérimental qui a vocation à tester les limites de la technologie et à nous prouver que cela est possible. Et ça marche !



De là à envisager une exploitation commerciale... L'avion est très lent : il lui faut une quinzaine d'heures pour traverser le golfe Arabo-Persique et six jours pour survoler le Pacifique. Mais qui sait ? Le fret aérien pourrait en tirer profit avec des drones ou des dirigeables qui ne consommeraient pas un euro de carburant.

Il serait probablement plus judicieux d'utiliser l'énergie solaire pour produire du carburant synthétique par catalyse directe ou à partir d'électricité solaire. Tout est ouvert. En 1975, le marché des télécoms n'anticipait certainement pas l'arrivée de Facebook, Skype, etc. Je n'exclus rien.

Le véhicule électrique (VE) est un autre moyen de transport dans lequel le solaire a un rôle plus direct à jouer.

Je suis un incondicional du véhicule électrique. Je le répète, je crois beaucoup aux courbes d'expérience et les batteries pour VE suivent le même type de courbe de coût que le photovoltaïque → 1. Cela dit, je ne pense pas que le taux de pénétration des VE dans tous les secteurs et dans tous les pays sera aussi rapide que celui des véhicules thermiques. La batterie étant un important facteur de coût, ce sont les professionnels parcourant le plus de kilomètres à l'année qui l'adopteront en priorité. Reste le problème de l'autonomie. Ainsi, celui qui roule beaucoup au quotidien constitue une cible plus intéressante que le conducteur occasionnel ou l'automobiliste qui prend la route des vacances sans savoir où recharger ses batteries.

Concluons sur une note plus philosophique : l'intérêt du solaire, c'est que ce sont des gens comme vous et moi qui choisissons d'équiper nos maisons et nos bureaux de panneaux PV. Auparavant, nous consommions une électricité venue de loin ; aujourd'hui c'est une ressource plus tangible, plus proche de nous. Pensez-vous que cela change notre façon de percevoir et de valoriser l'énergie ?

Tout à fait. Nous prenons facilement l'électricité pour argent comptant au point d'oublier qu'il faut la produire, la convertir, la transporter et la distribuer. Chaque génération doit s'assurer son approvisionnement en énergie.

L'innovation technologique permet de porter un nouveau regard sur la manière de produire notre énergie, d'équiper nos

toitures, de recycler nos déchets, d'isoler nos logements, etc. L'énergie que nous consommons ne vient plus du désert et ne transite plus par les ports ; elle est produite sur place, à la maison, dans notre quartier. En Inde, j'ai rencontré un homme qui vend l'électricité solaire produite sur son toit pour éclairer les étals d'un marché villageois. Pour quelques roupies, les commerçants lui louent une ampoule LED et un câble qu'ils branchent sur la batterie rechargée chaque jour par ses panneaux solaires. Tout le monde est content et les affaires vont bon train. Cet homme rend un fabuleux service grâce à une fabuleuse invention ; pourtant, il n'a fait que réinventer le métier d'électricien !

Le progrès s'accélère aussi car les nouvelles technologies se combinent et leurs effets se démultiplient. Notre entrepreneur indien n'a pu créer son affaire qu'en associant LED et solaire PV. Des ampoules à filament auraient nécessité des panneaux PV tellement énormes qu'il n'aurait pas pu les loger sur son toit. La révolution solaire va jouer un rôle de catalyseur dans l'émergence d'un électroménager super économe en énergie et vice versa. Le *Clean Energy Ministerial*, G20 des ministres de l'Énergie visant à promouvoir les technologies « propres et durables pour tous », a lancé le prix *Global LEAP (Lighting and Energy Access Partnership)* pour les appareils à haut rendement énergétique. Un des premiers lauréats est un téléviseur qui ne consomme que 6 W, soit moins qu'une ampoule électrique !

Je conclurai en paraphrasant le grand théoricien canadien de la communication, Marshall McLuhan, et sa formule « *the medium is the message* ». En clair, ce qui importe dans un message n'est pas tant l'information véhiculée que le support, le médium qui la véhicule. Et de préciser : « *Le message de tout médium ou technologie, c'est le changement d'échelle, de rythme ou de modèle qu'il provoque dans les affaires humaines* ». Dans ce sens, le solaire et ces innovations technologiques sont porteurs d'un message capital : l'énergie pour tous.

Merci de nous avoir accordé cette entrevue et donné l'occasion de partager votre enthousiasme.

Propos recueillis par Erika Velazquez, Alex Levran et Andreas Moglestue. Pour toute question, contactez erika.velazquez@ch.abb.com.

Michael Liebreich est président du conseil consultatif et fondateur en 2004 de *New Energy Finance*, leader mondial des études de marché et analyses sur les énergies propres destinées aux investisseurs, aux sociétés d'énergie et aux pouvoirs publics. Il dirige une équipe de quelque 200 personnes réparties dans le monde, dont une centaine à Londres regroupant des journalistes, des chercheurs, des analystes ainsi que des services de vente et de marketing. En 2009, il vend son entreprise au groupe Bloomberg.

Il intervient fréquemment dans la presse écrite, à la télévision et à la radio sur des questions d'énergie, de développement et d'économie.

Membre du conseil consultatif de l'initiative Énergies durables pour tous du Secrétaire général des Nations unies, il a participé à l'élaboration de l'Agence mondiale du Forum de Davos sur la nouvelle Architecture énergétique mondiale.

Il est professeur invité à l'*Imperial College* de Londres, membre du conseil du *Transport for London* et président d'une fondation britannique sur les maladies colorectales.

Ingénieur diplômé de Cambridge et lauréat du *Riccardo Prize* pour la Thermodynamique, Michael Liebreich est titulaire d'un MBA de la *Harvard Graduate School of Business*, dont il fut boursier émérite *Harkness Fellow* et *Baker Scholar*.



Voler de ses propres ailes

Propulsé à la seule force du soleil, *Solar Impulse 2* tente l'aventure autour du monde

ERIKA VELAZQUEZ – Pour mettre en lumière le fabuleux potentiel des énergies renouvelables, les Suisses Bertrand Piccard et André Borschberg ont conçu et réalisé le tout premier aéronef capable de voler de jour comme de nuit, sans une goutte de kérosène. Fournisseur mondial de solutions d'efficacité énergétique, de transport durable et d'énergie renouvelable, ABB s'est naturellement posé en

partenaire idéal d'un projet au long cours qui confronte ses ingénieurs à nombre de défis technologiques: amélioration des systèmes de commande au sol, des procédures d'essai des composants, des chargeurs électroniques des batteries, des diagnostics de pannes, etc. Ce premier challenge repousse les limites de la gestion et de la conversion de puissance.



L'aventure continue...

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



ABB et l'équipe de *Solar Impulse* se sont unis pour promouvoir leur vision commune d'une croissance « verte » bâtie sur les énergies renouvelables (EnR).

Borschberg et Piccard n'en sont pas à leur première mission de vol solaire expérimental pour mener campagne en faveur des énergies propres. Après avoir réussi un vol de 26 heures d'affilée en 2010, puis relié la Suisse au Maroc en 2012, leur prototype ultraléger réalise en 2013 un record de vol longue distance sans escale, ralliant New York depuis la Californie à une vitesse de croisière d'environ 53 km/h.

C'est en avril 2014 que les deux pilotes dévoilent les détails du second modèle de l'avion solaire, *Solar Impulse 2* (Si2) → 1. Lors de son premier vol d'essai

Ce nouvel aéronef en fibre de carbone est tapissé de 17 248 cellules photovoltaïques (PV) qui fournissent l'électricité à quatre moteurs à hélice → 2 et rechargent

en journée quatre batteries au lithium pour assurer les vols de nuit.

Les ingénieurs ABB et l'équipe de *Solar Impulse 2* ont mis en commun leurs talents et leur expérience pour faire de l'avion solaire une vitrine technologique des énergies renouvelables.

Objectif :
35 000 km en
12 escales

Si2 a décollé le 9 mars d'Abou Dhabi pour mettre le cap sur Oman, l'Inde, la Birmanie et la Chine, puis les États-Unis. La dernière partie

du trajet devrait comporter la traversée de l'Atlantique pour faire escale en Afrique du Nord ou en Europe du Sud, avant de revenir au point de départ, en juillet → 3.

en Suisse, en juin 2014, Si2 atteint une altitude maximale de 1680 m, à la vitesse sol moyenne de 55,6 km/h.

Photo

Solar Impulse 2 survole la Suisse lors d'un essai.

Solar Impulse 2 mesure 21,85 m de long pour 6,40 m de haut. Son envergure de 72 m, supérieure à celle d'un Boeing 747, minimise la traînée induite tout en optimisant la surface recouverte de cellules photovoltaïques (PV).

Sa structure en matériau composite, constitué de fibre de carbone et de nid d'abeille assemblés en sandwich, donne à l'avion sa légèreté : la masse des feuilles de carbone a été ramenée à 25 g/m², soit le tiers du grammage d'une feuille de papier d'imprimante (80 g/m²) !

L'extrados de l'aile est tapissé de cellules PV à haut rendement, et l'intrados d'un film souple à haute résistance, une innovation empruntée aux voiliers de course de la *Coupe de l'America*. Les 140 nervures en fibre de carbone, espacées de 50 cm, contribuent au profil aérodynamique et à

la rigidité de l'aile. Les 17 248 cellules PV en silicium monocristallin de 135 µm d'épaisseur chacune, sont réparties sur les ailes, le fuselage et l'empennage horizontal : elles offrent le meilleur compromis entre légèreté, flexibilité et rendement.

L'énergie solaire captée par les cellules est stockée dans des batteries au lithium polymère, d'une densité énergétique optimisée à 260 Wh/kg. Ces batteries, isolées par une mousse haute densité, sont logées dans les quatre nacelles des moteurs et munies de régulateurs de charge et de température. Elles totalisent 633 kg, soit à peine plus du quart de la masse de l'appareil.

L'avion embarque sous ses ailes quatre moteurs sans balais ni capteurs de 17,4 CV, équipés d'un réducteur limitant à 525 tr/min la vitesse

de rotation de l'hélice bipale de 4 m de diamètre. La chaîne de propulsion affiche un rendement énergétique record de 94 %.

En journée, *Solar Impulse 2* grimpe à 8500 m d'altitude maximale pour capter le plus possible d'énergie, puis descend en planant la nuit à 1500 m pour l'économiser ; il pompe ainsi des batteries bien moins d'électrons que ce qu'il faudrait pour maintenir l'altitude de croisière.

L'appareil décolle à la vitesse de 44 km/h pour voler en moyenne à 70 km/h. Sa vitesse minimale est de 36 km/h au niveau de la mer et de 57 km/h à 8500 m, et sa vitesse maximale, de 90 km/h au niveau de la mer et de 140 km/h à l'altitude maximale.

Le périple aura ainsi totalisé 500 heures de vol effectif, sur 5 mois, pour traverser deux océans et quatre continents à une vitesse de 50 à 100 km/h.

Des sommets technologiques

Les ingénieurs ABB ont mis tout leur savoir-faire au service du projet pour améliorer les méthodes et protocoles d'essai, l'électronique de puissance et le refroidissement. Une expertise dont ont bénéficié les tests fonctionnels et de tenue en température et en pression effectués sur les composants de l'avion.

Nos ingénieurs ont notamment eu pour mission d'améliorer le système de commande du hangar gonflable destiné à abriter Si2 en cas d'atterrissage forcé ou en l'absence d'infrastructure aéroportuaire. Conçu pour l'occasion, ce hangar mobile se compose de plusieurs modules lacés entre eux et déployés sur l'avion → 4 ; chacun a sa propre soufflerie, constituée de ventilateurs ABB, pour gonfler sa double paroi de tissu.

Au plan de la sécurité électrique, des relais et disjoncteurs ABB fiabilisent le système existant, dont la redondance est assurée par basculement sur une alimentation de secours. Les relais de mesure qui déclenchent une alarme en cas de défaillance d'un ventilateur ont été améliorés.

Les ingénieurs ABB ont également mis au point le chargeur de la petite batterie au lithium du cockpit, logée derrière le

pilote, qui constitue l'alimentation de secours de l'avionique (systèmes de communication et de navigation, commandes et enregistreur de vol, etc.), en cas de panne électrique de l'avion. Cette batterie solaire d'appoint n'en est pas moins cruciale : chargée avant et pendant le vol, exclusivement à l'énergie

Les relais et disjoncteurs ABB améliorent la sécurité électrique et la fiabilité de l'aéronef.

solaire, elle est maintenue à 100 % de charge au cours des étapes longue distance. En cas de coupure de l'alimentation solaire des moteurs, elle assure le fonctionnement des instruments de navigation, de communication et de toute l'électronique d'aide au pilotage ; l'avion peut alors continuer à planer longtemps après l'arrêt des moteurs.

ABB a également participé aux essais du réseau électrique de bord, notamment certains aspects de son système de gestion des batteries et ses optimiseurs de puissance MPPT (*maximum power point tracking*) qui collectent le maximum d'énergie des cellules PV de la surface

alaire, quelles que soient les conditions atmosphériques.

Les huit MPPT du Si2 sont fondamentaux : il suffit que l'un d'eux tombe en panne, par exemple lors des cinq jours de vol sans escale entre la Chine et Hawaï, pour que les batteries ne chargent pas assez d'énergie en journée et empêchent les moteurs de tourner à une vitesse suffisante pour atteindre l'altitude maximale.

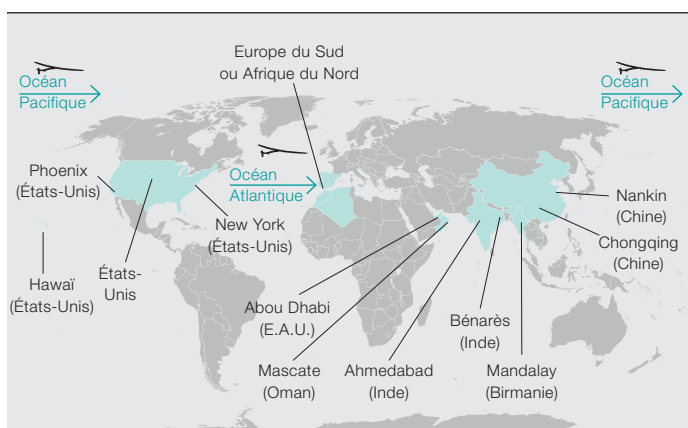
Le test fonctionnel des composants, qui vise à s'assurer que tous les équipements sont pleinement opérationnels avant installation, fut un temps fort du développement ABB. Le panneau d'avertissement, par exemple, qui surveille tous les équipements embarqués et déclenche des alarmes pour signaler au pilote un problème, renferme plus de 1000 composants.

Les premiers essais ont révélé une trop grande sensibilité du tableau de bord aux rebonds mécaniques des relais. L'équipe ABB chargée des systèmes électriques et propulsifs de l'avion a planché quatre jours complets sur le débogage du panneau d'alarmes. Ce n'est qu'après avoir conçu, fabriqué et à nouveau testé une solution stable que l'appareil fut remonté sur l'avion. Il est impératif de pouvoir compter sur un système d'alerte capable d'avertir très vite le pilote en cas de problème, qui n'a alors que 10 secondes pour réagir et sauver sa vie ou la mission. Des essais



© Solar Impulse | Ackermann Rezo.ch

3 Plan de vol



4 Une fois assemblés et déployés, les modules du hangar mobile épousent parfaitement l'appareil, des ailes à l'empennage.



© Solar Impulse | Stéfano Rezo.ch

furent aussi réalisés sur les dispositifs de surveillance des fonctions vitales des pilotes (pouls et taux d'oxygène dans le sang).

Dernière étape de cette aventure pluridisciplinaire : l'amélioration du système d'enregistrement d'images 1080 pixels de la caméra de bord. Ce projet nécessite l'intégration et l'interfaçage de nombreux composants ainsi que le bon refroidissement du système.

Un partenariat de haut vol

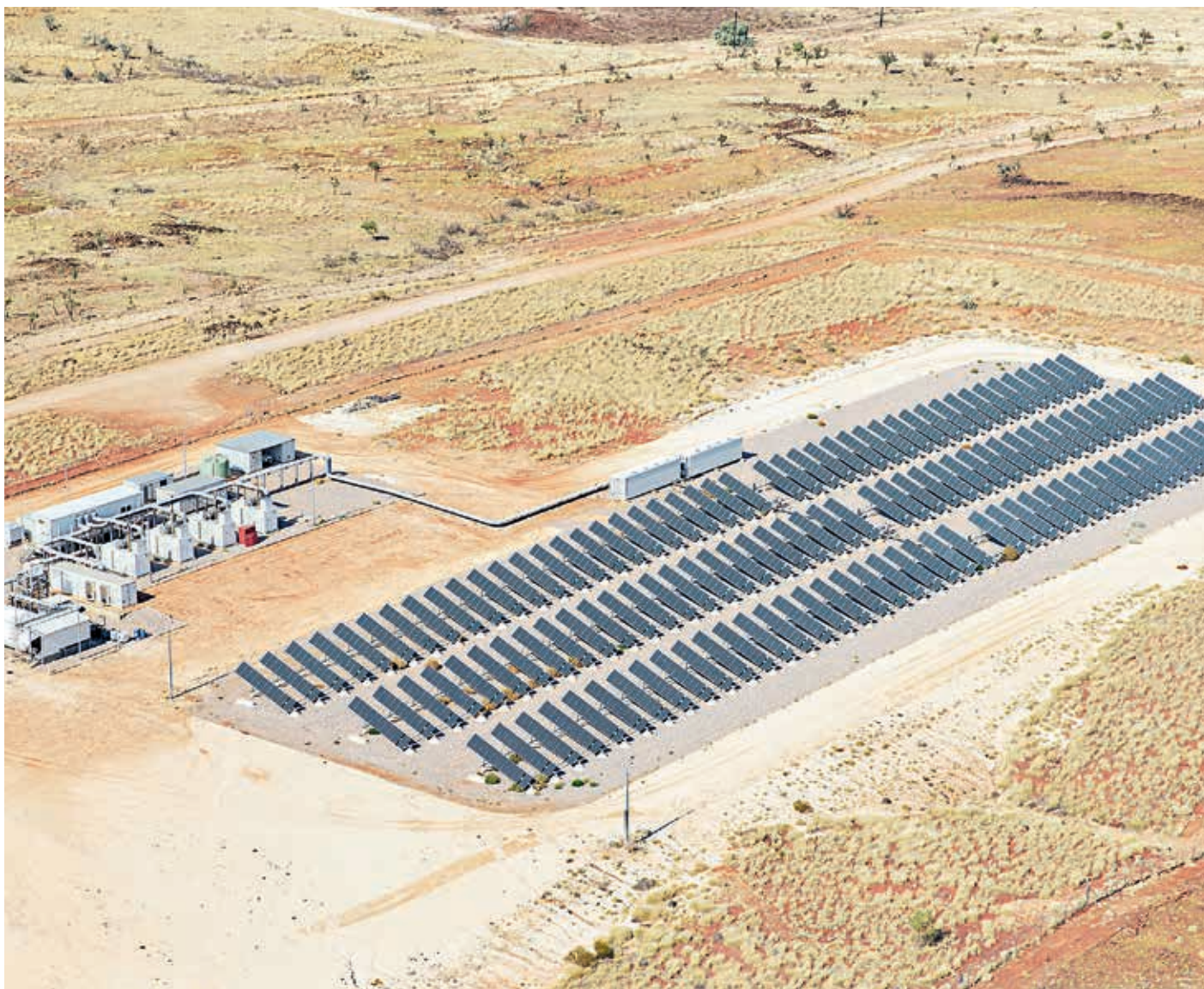
Les ingénieurs ABB et l'équipe de Solar Impulse ont mis en commun leurs talents et leur expérience pour faire de l'avion solaire une remarquable vitrine technologique des EnR.

« Repousser les frontières de l'ingéniosité et de l'innovation pour servir nos clients tout en minimisant notre

empreinte écologique ; tels sont les challenges qui motivent la participation d'ABB, explique Ulrich Spiesshofer, PDG du Groupe. Si les innovations marquantes se font souvent en coulisses, dans les profondeurs de la Terre ou des océans, Solar Impulse est un « ambassadeur volant », au firmament du progrès technologique en faveur d'un monde meilleur. »

Erika Velazquez

Solar Industry Segment Initiative
Zurich (Suisse)
erika.velazquez@ch.abb.com



Lignes d'équilibre

Contrôle-commande
ABB optimisé pour
stabiliser la production
des microréseaux
hybrides et solaires

CÉLINE MAHIEUX, ALEXANDRE OUDALOV – Les microréseaux électriques éloignés des grands centres de consommation ont habituellement recours à des groupes diesel pour produire leur propre électricité. Mais c'est au prix d'un transport terrestre ou maritime du carburant qui coûte cher et grève la facture du consommateur. Il n'empêche : la pression écologique et la compétitivité croissante des énergies renouvelables (EnR) amènent souvent à jumeler productions solaire/éolienne et groupes thermiques pour former un microréseau « hybride », éventuellement complété de dispositifs de stockage d'énergie comme les volants d'inertie et les batteries lithium-ion. La compensation des fluctuations de la production photovoltaïque (PV) et son corollaire, la coordination des groupes diesel, des charges raccordées à la distribution et des systèmes de stockage et de stabilisation du réseau, sont un exercice d'équilibre de haut vol.

Version miniature du grand réseau électrique, un microréseau regroupe plusieurs ressources distribuées, charges et dispositifs de stockage en un écosystème énergétique, maintenu en équilibre par un système de contrôle-commande. Certains microréseaux sont raccordés au réseau de distribution local, sur lequel ils peuvent prélever ou injecter de la puissance, quand d'autres en sont déconnectés et produisent en autonomie : ils sont alors « hors réseau » ou « îlotés ».

Que ce soit au milieu de l'Antarctique, en plein bush australien, sur une île des Açores ou des Canaries... ces microréseaux se prêtent tout naturellement à quantité d'applications en site isolé. Stations de recherche coupées du monde, bases militaires, campus universitaires, sites miniers, forages pétroliers et gaziers à terre, parcs de loisirs, stations touristiques et programmes d'électrification rurale dans les pays privés d'infrastructures sont autant de candidats à la solution.

De plus en plus souvent, les groupes électrogènes des microréseaux autonomes → 1, d'ordinaire alimentés au gazole, sont complétés par une ou plusieurs centrales PV et quelques éoliennes → 2, assorties de dispositifs de stockage par volants d'inertie et batteries Li-ion. Les volants d'inertie sont capables de fournir instantanément de la puissance au microréseau pour contrer les fluctuations rapides de la production dues aux caprices de la météo (nuages, variations de la vitesse du vent). Le stockage sur batteries a pour lui d'emmagasiner plus d'énergie, et plus longtemps, pour assurer les reports de consommation ; il permet d'absorber l'électricité produite en journée, quand la demande est faible, pour la restituer le soir, en période de pointe.

L'hybridation PV-diesel pose deux défis : d'une part, la compensation des fluctuations de la production PV, d'autre part, la coordination des groupes diesel, des charges raccordées à la distribution et

des dispositifs de stockage et de stabilisation du réseau qui participent à l'opération. Il faut un système de contrôle-commande perfectionné, capable de connecter et déconnecter les générateurs et les charges, de fournir des consignes aux générateurs, de charger et décharger les volants d'inertie ou les batteries pour servir trois grands objectifs : maximiser la production, diminuer les coûts d'exploitation, maintenir la stabilité du microréseau.

Solution ABB

Le système Microgrid Plus™ d'ABB est une plate-forme de contrôle-commande distribué → 3 qui automatise et gère les microréseaux associant groupes diesel et productions renouvelables mono ou multisources. Il intègre d'autres éléments du microréseau comme les systèmes de stockage d'énergie et de stabilisation, ainsi que les circuits de distribution. De plus, il se connecte et communique avec le réseau électrique local, quand il existe.

Microgrid Plus est conçu pour fonctionner avec l'autre composante de l'offre microréseau d'ABB → 4 : le système de stockage d'énergie et de stabilisation du réseau par volants d'inertie ou batteries PowerStore™. Ce tandem calcule la configuration de microréseau la plus économique pour garantir un bon équilibre offre-demande, à savoir une pénétration maximisée de la production EnR (jusqu'à 100 %), des coûts d'exploitation réduits, une qualité de tension irrépro-

chable, un réseau stable et un approvisionnement électrique fiable.

Les calculateurs MGC600 d'ABB sont les pivots de l'architecture Microgrid Plus. Ils assurent les échanges entre tous les équipements électriques du

Les générateurs des microréseaux autonomes sont de plus en plus complétés par des centrales solaires, des éoliennes et des dispositifs de stockage d'énergie (volants d'inertie et batteries lithium-ion).

microréseau, dont ils utilisent les données pour prendre en local des décisions qui bénéficieront à l'ensemble. Toute la gamme MGC600 s'appuie sur une plate-forme matérielle commune qui exécute différents types de programmes fonctionnels adaptés au matériel électrique concerné → 5.

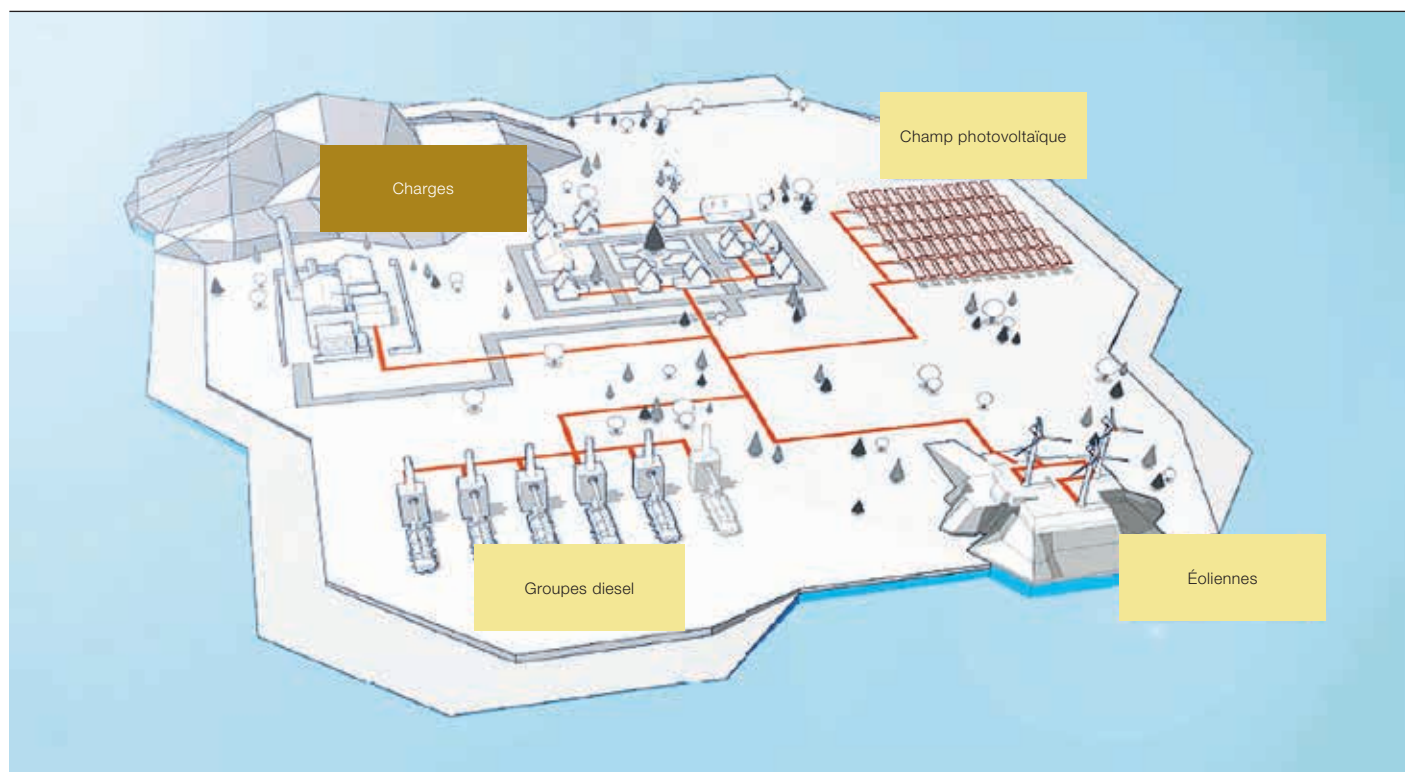
Ces microprogrammes, bâtis sur la logique de commande MGC600, agissent en synergie au sein de Microgrid Plus : le système de surveillance et de commande d'installations photovoltaïques MGC600-P, par exemple, planifie et pilote la production PV de concert avec les calculateurs en charge des groupes diesel MGC600-G et du stockage d'énergie MGC600-E.

Complémentarité

MGC600 se singularise par des caractéristiques qui améliorent la disponibilité du microréseau et réduisent sa consom-

Photo p. 20

Les microréseaux peuvent aligner des groupes diesel, des panneaux photovoltaïques, des éoliennes, des batteries ou volants d'inertie, et des équipements électriques, comme ici à Marble Bar, dans l'ouest de l'Australie. Mais comment piloter et coordonner ce parc hétéroclite ?



mation de carburant fossile tout en maximisant la part de la production EnR :

- Marche/arrêt automatique du générateur PV ;
- Limitation de la puissance active basée sur la charge optimale du générateur ;
- Limitation de la puissance active basée sur la charge graduelle du système ;
- Pilotage du générateur PV en mode îloté ou raccordé ;
- Partage de la limitation de puissance active entre plusieurs générateurs PV.

Le calculateur MGC600-P surveille et pilote le générateur PV avec un contrôleur de centrale ou un onduleur. Son contrôle-commande indépendant du fabricant autorise la cohabitation de différentes marques d'onduleur et de contrôleur PV au sein du microréseau. Pour les systèmes peu ou moyennement intégrés (c'est-à-dire dépourvus de dispositifs de stockage et de stabilisation), il surveille la puissance utile des groupes diesel par l'intermédiaire d'un calculateur MGC600-G. MGC600-P s'appuie sur les niveaux de charge des groupes diesel pour augmenter ou baisser la consigne de limitation de puissance de la centrale PV. Les groupes peuvent ainsi fonctionner à charge optimale, tout en maximisant la production EnR.

Stratégies de régulation

Microgrid Plus a une longue liste de microréseaux en service à son actif. Deux études de cas théoriques illustreront la façon dont divers niveaux de pénétration PV appellent des régulations distinctes qui nécessitent, à leur tour, un système de contrôle-commande assez souple et fonctionnel pour s'adapter à cette diversité et intégrer des niveaux variables d'EnR.

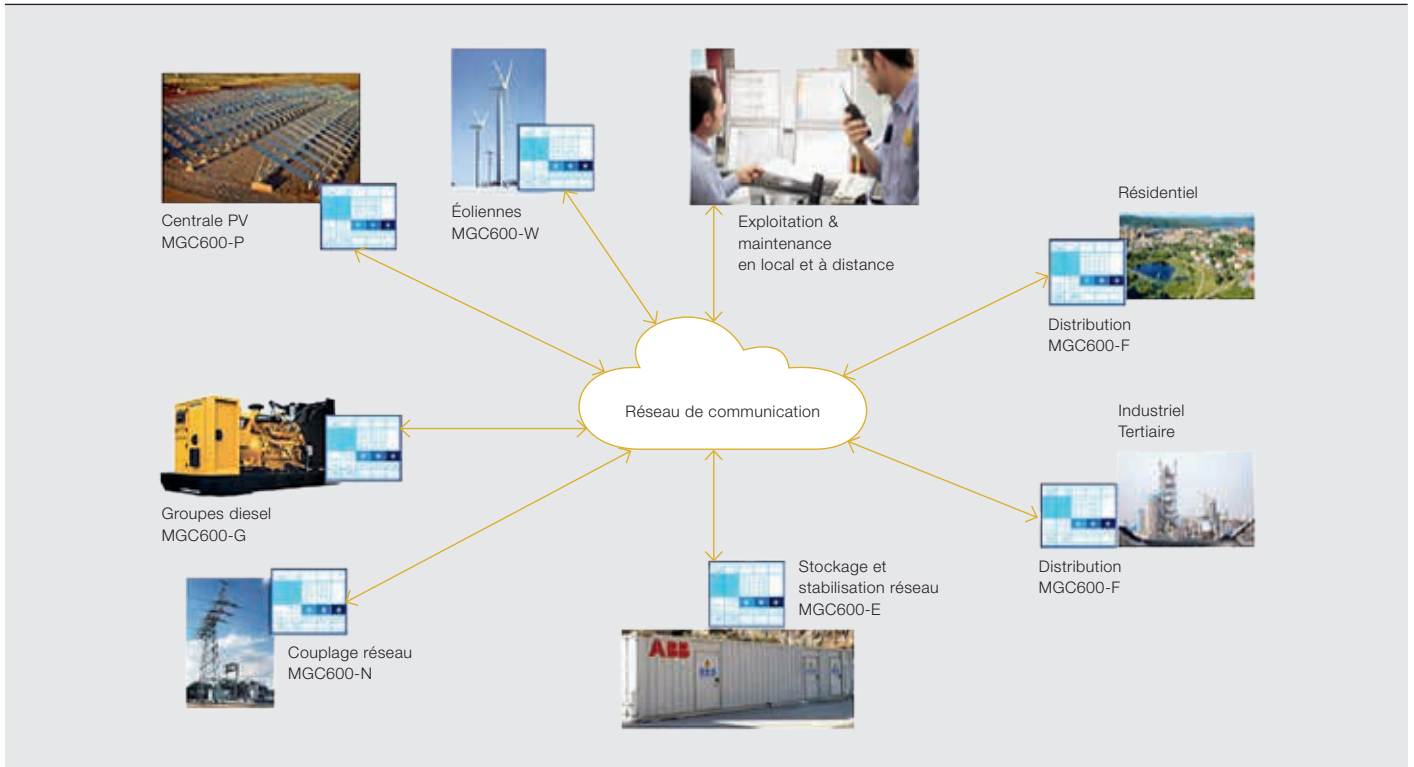
Voyons d'abord l'exemple d'un propriétaire de microréseau voulant réduire son exposition à la volatilité des prix du gazole et les coûts élevés de fonctionnement de son groupe électrogène. L'installation compte une centrale PV capable, à plein régime, de couvrir en instantané quasiment 100 % de la demande électrique. Néanmoins, l'intermittence de la production PV oblige le groupe diesel à tourner en parallèle pour maintenir la fréquence et la tension du système à leurs valeurs de référence. Dans ce cas précis, l'augmentation de la production

PV pourrait abaisser le débit de puissance du diesel à un très faible niveau. Or les constructeurs déconseillent le fonctionnement des groupes à moins de 20-30 % de leur charge nominale pendant plus de quelques heures, sous peine d'endommager le moteur. D'où l'obligation de coordonner la répartition de la charge entre PV et diesel.

Dans une solution Microgrid Plus, chaque type de générateur a son calculateur MGC600 (MGC600-P pour le photovoltaïque, MGC600-G pour le groupe

Il faut un système de pilotage élaboré, capable de connecter et de déconnecter les générateurs et les charges, de fournir des consignes aux générateurs, de charger et décharger les volants d'inertie ou batteries.

diesel), tous deux échangeant des informations en temps réel. Partant du facteur de charge de la production diesel, le



MGC600-P ajuste automatiquement la consigne et permet aux groupes de tourner à charge optimale, tout en garantissant que le microréseau utilise un maximum de production PV.

Si le microréseau est connecté à un plus grand réseau, le gestionnaire peut très bien refuser l'inversion des flux, c'est-à-dire l'injection de puissance du microréseau dans le macroréseau de transport ou de distribution. Le cas échéant, le microréseau fonctionnera probablement avec le groupe diesel arrêté et le calculateur MGC600-P, qui pilote la centrale PV, coordonnera le soutirage de puissance sur le réseau principal avec un calculateur de raccordement réseau MGC600-N, au point de couplage commun.

Notre second scénario met en œuvre une importante capacité productive de solaire PV dans le microréseau, qui peut même, en pointe, être supérieure à la demande. Pourtant, cette production PV n'est pas toujours corrélée aux pics de charge du microréseau : concrètement, le pic de consommation du soir ne coïncide pas avec la production PV de la journée. Il faut donc stocker une partie de l'énergie PV produite le jour pour la déstocker en soirée quand la centrale ne débite plus. Les batteries lithium-ion sont une solution. Leur coût a chuté ces

dernières années et de nombreuses études et prévisions des fabricants laissent augurer d'autres baisses dans un futur proche.

Seul bémol : l'ajout d'un système de stockage d'énergie au microréseau alourdit la tâche du contrôle-commande. La plate-forme distribuée Microgrid Plus s'en accommode très bien : il est facile d'installer un calculateur de stockage MGC600-E qui échange en continu des données cruciales (état du MGC600-E, charge et fonctionnement des batteries, etc.) avec les autres calculateurs dédiés PV, groupe diesel et couplage réseau.

Stabilité PowerStore

PowerStore est un dispositif de stockage inertielle compact et polyvalent qui stabilise la production PV des microréseaux ou des réseaux faibles lors de passages nuageux. Il vient en appui des grands réseaux en mode connecté ou fonctionne en générateur virtuel en mode îloté.

Le graphique → 6 illustre le principe de stabilisation de la production par une injection rapide de puissance et la capacité d'absorption des fluctuations de PowerStore. L'équilibrage est assuré par deux groupes (numérotés 2 et 4) entraînés par des moteurs diesel qui doivent encaisser les variations brutales de

Microgrid Plus™ est une plateforme d'automatisme distribuée qui gère les microréseaux associant groupes diesel et diverses sources de production renouvelable.

Microgrid Plus intègre des systèmes de stockage d'énergie et de stabilisation du réseau, ainsi que des circuits de distribution. Il peut également se connecter et échanger des données avec le réseau voisin.

4 Une expertise microréseau

ABB propose et réalise des solutions clé en main répondant à tous les types d'exigences des microréseaux : construction de centrales hybrides EnR-diesel, intégration de production renouvelable dans un microréseau alimenté par groupes diesel, optimisation des performances d'un microréseau instable associant EnR et combustibles fossiles, stabilisation du raccordement d'une centrale	EnR à un réseau fragile, stabilisation du réseau principal. Fort de 25 ans d'expérience dans le développement de ces technologies, ABB affiche un palmarès record de plus de 80 microréseaux dans le monde.
---	---

5 Les calculateurs MGC600 d'ABB s'appuient sur une plate-forme matérielle commune pour exécuter différents types de microprogramme (*firmware*) adaptés à l'équipement électrique raccordé.

Calculateur	Fonctionnalités du microprogramme
MGC600-G	Contrôle-commande et interfaçage avec des groupes diesel
MGC600-F	Contrôle-commande et interfaçage avec la distribution électrique et ses relais de protection
MGC600-P	Contrôle-commande et interfaçage avec des onduleurs solaires
MGC600-L	Contrôle-commande et interfaçage avec de grosses charges (broyeurs, chaudières, etc.)
MGC600-E	Contrôle-commande et interfaçage avec PowerStore
MGC600-N	Contrôle-commande et interfaçage avec d'autres micro ou macroréseaux
MGC600-W	Contrôle-commande et interfaçage avec des éoliennes

charge, dues aux passages nuageux, accélérant leur usure et multipliant les opérations de maintenance. C'est à ces moments précis qu'intervient PowerStore pour lisser les rampes d'accélération et de décélération des groupes en mode économie d'énergie.

La figure montre également la coordination des calculateurs MGC600. Le groupe 2, par exemple, est démarré et arrêté par MGC600-G, suivant l'état de charge de PowerStore et la puissance PV rapportée par MGC600-P. Autrement dit, sur détection d'une succession de fluctuations de la production PV et d'une baisse de charge de PowerStore (due au soutien du groupe 4), le groupe 2 démarre ; les deux groupes se partagent ensuite l'équilibrage de puissance pendant la recharge de PowerStore.

Conduite accompagnée

Les systèmes ABB d'optimisation de microréseaux disposent de plusieurs fonctions de contrôle-commande avancé.

Suivi de nuages

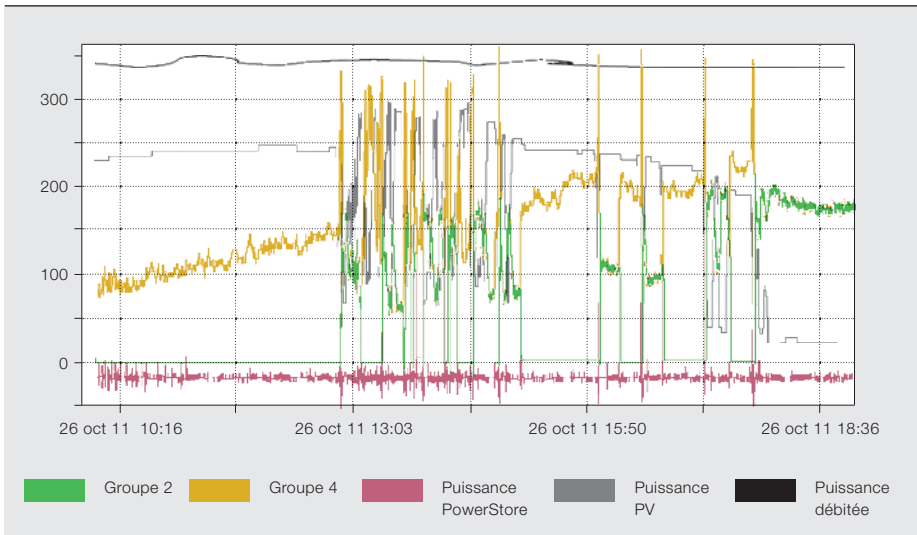
Pour garantir l'exploitation stable et économique d'un microréseau à forte pénétration PV, ABB a développé des algo-

rithmes de suivi des passages nuageux dans le voisinage du microréseau. Ils prédisent l'arrivée et la durée de la couverture nuageuse sur l'installation PV, et calculent la chute escomptée de la production, puis sa remontée ou «taux de rampe». Des taux de rampe PV très importants peuvent être sources d'instabilité s'ils sont supérieurs à la vitesse de mise en charge du groupe diesel. Une prédiction fine à court terme permet une régulation proactive de la production et atténue les effets des perturbations. Quand l'énergie stockée dans les batteries ne suffit pas à combler le déficit de production PV, il est possible de programmer le démarrage d'un ou de plusieurs groupes diesel. Si le déficit persiste, on peut même acheter en heures creuses une quantité optimale d'énergie sur le marché (cas des sites raccordés au réseau), qui sera stockée dans les batteries, puis déstockée en journée pour fournir la puissance souscrite.

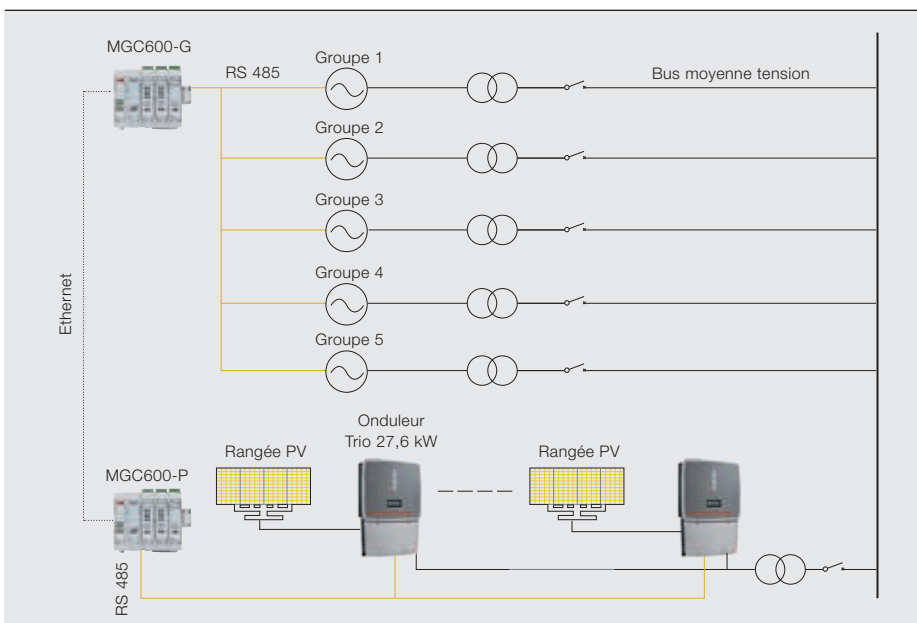
Stockage hybride

Un système hybride associant plusieurs technologies et caractéristiques différentes (cycles de charge/décharge, temps de réponse, rendement, coût, etc.) peut contribuer à l'intégration d'une grande

6 Profil de production d'un microréseau isolé sur une journée nuageuse



7 Solution de contrôle-commande ABB pour économiser le carburant des microréseaux PV-diesel



Les calculateurs MGC600 d'ABB sont la clé de voûte du contrôle-commande Microgrid Plus.

installation PV à un coût total moindre que si ces techniques étaient déployées séparément. ABB étudie les avantages et inconvénients de la solution, et en développe le contrôle-commande.

Économies

Pour économiser le carburant des microréseaux PV-diesel de quelques centaines de kilowatts à un ou deux mégawatts de puissance, ABB met au point une solution de contrôle-commande économique et simple → 7, qui se contente de deux calculateurs : un MGC600-G pour coordonner plusieurs petits groupes diesel et un MGC600-P pour gérer des micro-onduleurs PV.

PowerStore™ est un dispositif de stockage inertiel compact et polyvalent qui diminue les instabilités des microréseaux ou réseaux fragiles dues aux fluctuations de la production solaire par temps couvert.

Céline Mahieux

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

Alexandre Oudalov

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





Le plein de soleil

Une batterie de solutions de stockage ABB

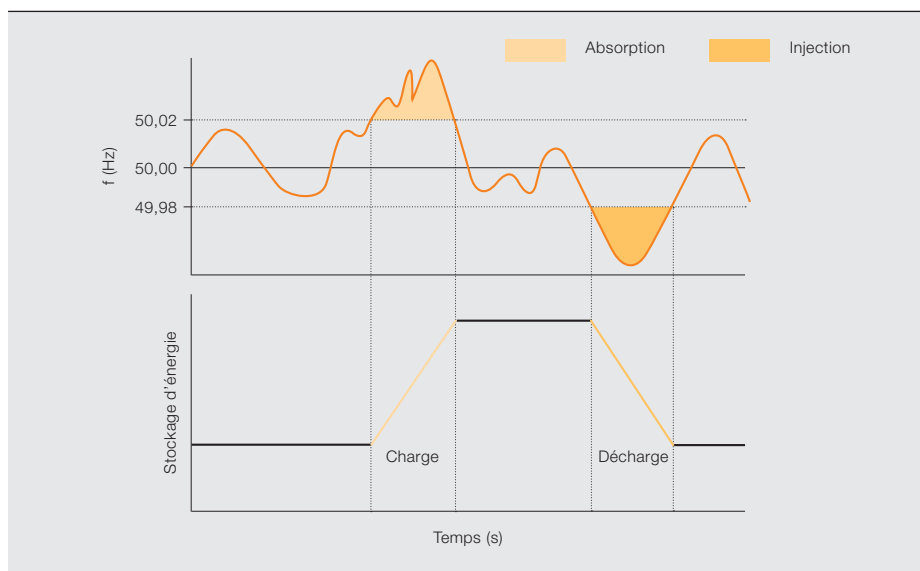
PAOLO CASINI, DARIO CICIO – Si le rayonnement solaire sur notre planète est amplement suffisant pour satisfaire nos besoins énergétiques, il produit néanmoins une électricité « en dents de scie » qu'il faut impérativement équilibrer avec la demande, surtout au petit matin et en début de soirée pour assurer les pointes de consommation. Le stockage peut y aider : couplé à la production photovoltaïque (PV), il joue le rôle de tampon pour lisser les écarts de puissance et faire de l'énergie solaire une ressource facile à mobiliser et à distribuer. Des petits systèmes essaimés sur le territoire aux imposantes « fermes » solaires, ABB possède le savoir-faire et les solutions technologiques pour assurer un pilotage et un raccordement précis des installations PV.

Photo

L'énergie lumineuse reçue sur la Terre suffit amplement à notre consommation. Mais comment la stocker pour en disposer à volonté quand le soleil ne brille pas ?

Juxtaposer le stockage à la production photovoltaïque permet de gérer très précisément l'instant et la quantité d'énergie injectée dans le réseau.

1 Régulation de fréquence



vrée, améliorant la qualité de la fourniture, et optimise l'usage de cette production distribuée.

Judicieusement placée, la production décentralisée d'électricité solaire ne se contente pas de réduire les émissions de gaz à effet de serre ; elle améliore également la fiabilité et la sécurité d'approvisionnement. Le foisonnement des petites installations de production, à proximité des usages, augmente la résilience aux coupures et aux perturbations électriques, au bénéfice du distributeur local et du consommateur final. À cela s'ajoute l'avantage économique de l'autonomie pour le producteur, qui peut directement consommer « son » électricité et en économiser l'achat au fournisseur habituel.

Néanmoins, pour pleinement concrétiser et valoriser le potentiel de l'énergie solaire, il faut compenser son intermittence. La solution tient principalement dans le stockage. Juxtaposé aux systèmes PV, il permet de savoir avec précision quand et combien d'énergie est envoyée vers le réseau public de distribution (RPD). Il sert également à lisser la puissance déli-

vrée, améliorant la qualité de la fourniture, et optimise l'usage de cette production distribuée.

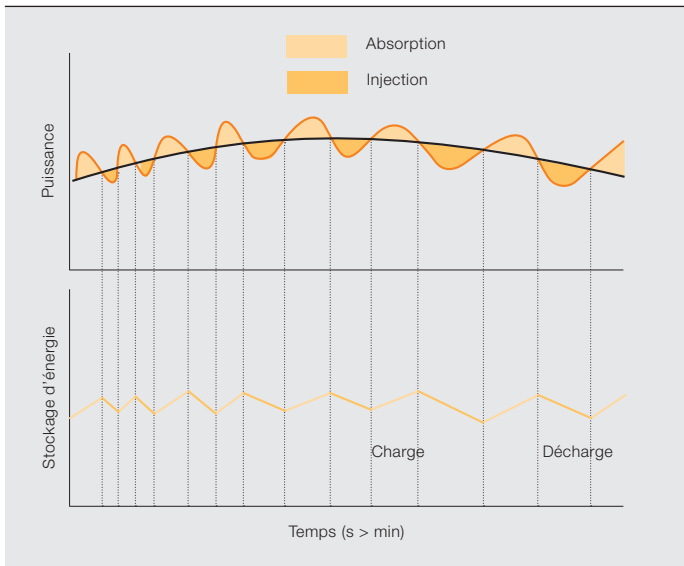
Le stockage permet de réaliser encore plus d'économies en faisant de l'installation PV une source fiable d'énergie quand la consommation électrique est au plus haut : l'énergie emmagasinée aux heures creuses peut alors être restituée, évitant la surfacturation des pointes.

Les solutions de stockage collectif d'ABB se prêtent à toutes ces situations, dans des gammes de puissance de 25 kW à plusieurs mégawatts (MW). Son module de stockage d'énergie intégré *ESM (Energy Storage Module)*, par exemple, se compose d'un transformateur, d'un appareillage basse et moyenne tension,

Grâce au couple stockage et production PV à grande échelle, l'énergéticien se dote de ressources facilement mobilisables pour réguler en temps réel la fréquence réseau, à la seconde près.

et d'automatismes tels que des onduleurs. Cette configuration inédite allie rapidité et simplicité d'installation, sécurité des équipements et des opérateurs. Le choix de la technologie de batteries

2 Contribution à l'obligation de capacité



Li-ion utilisée pour chaque ESM dépend des particularités de l'application.

Déploiement à grande échelle

La demande en énergies plus durables et moins carbonées accélère le déploiement des grandes installations PV. Pourtant, le réseau électrique a été conçu pour transporter et distribuer un courant électrique stable, à partir de centrales régies par des programmes de production. Il incombe donc aux *dispatchers* de planifier minutieusement et d'ajuster en permanence les transits de puissance pour en garantir la disponibilité à tout moment et partout. Dans ce contexte, l'ajout de sources variables, intermittentes et disséminées sur tout le parcours électrique exige beaucoup plus de régulation et de précision pour aligner à coup sûr l'offre et la demande.

Régulation de fréquence

Les énergéticiens ont souvent recours à de grandes centrales de production non seulement pour alimenter massivement les usagers mais aussi assurer les « services système » nécessaires au maintien de l'intégrité du réseau électrique. La régulation de fréquence en temps réel en fait partie. Partout dans le monde, le réseau doit fonctionner à une fréquence stabilisée autour de 50/60 Hz pour alimenter correctement les installations et les équipements industriels stratégiques ; d'où la nécessité d'équilibrer en permanence l'offre et la demande. L'exercice, déjà délicat avec les centrales classiques dont la production est pourtant prévisible et facilement mobilisable, se com-

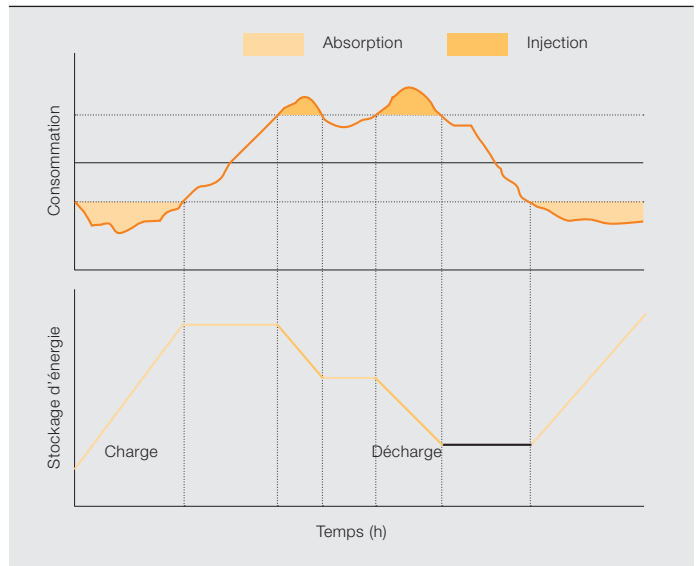
plique énormément quand on ajoute des sources PV naturellement fluctuantes au bouquet énergétique.

Qui plus est, l'augmentation du nombre de centrales solaires raccordées au réseau et de centrales à charbon déclassées a pour contrepartie une diminution des ressources rapidement mobilisables et pourvoyeuses de services système. Néanmoins, en couplant stockage et grandes installations PV, l'énergéticien se dote de ressources plus faciles à piloter et à dispatcher pour réguler la fréquence en temps réel, seconde par seconde. Associé à la production PV, le système de stockage se charge ou se décharge pour ajuster la fréquence réseau à la hausse ou à la baisse → 1. La solution séduit par sa grande réactivité et l'absence de pollution.

Soutien et obligation de capacité

Pour préserver l'intégrité du réseau électrique et garantir la qualité de la fourniture, il faut constamment maintenir la tension et la fréquence aux niveaux définis. Pourtant, la production PV est capricieuse : une nébulosité passagère, un brusque changement de météo ou une fissure dans un panneau solaire induit des variations rapides de la puissance, qui entraînent des écarts de fréquence et de tension. Un passage nuageux, ne serait-ce qu'une seconde, peut faire instantanément chuter la tension, déstabilisant le RPD. De même, une baisse brutale de la tension et de la puissance dégrade la fréquence et les grandeurs caractéristiques du réseau. En absor-

3 Déplacement de consommation



L'absorption et l'injection rapides de puissance, en réponse aux signaux de régulation du réseau, garantissent le maintien de la fréquence et de la tension aux niveaux de référence.



bant ou en injectant rapidement de la puissance → 2 en réponse aux signaux de régulation du réseau, le système de

permet en effet d'absorber un maximum d'électricité quand l'offre est supérieure à la demande pour la restituer lorsque

la consommation repart, alors que la production PV chute → 3.

En couplant production PV et stockage, il est possible d'accumuler l'énergie aux heures creuses pour la restituer lors des pointes de consommation.

Amélioration des performances

Placés en des endroits stratégiques, les systèmes de stockage d'énergie accroissent la performance opérationnelle

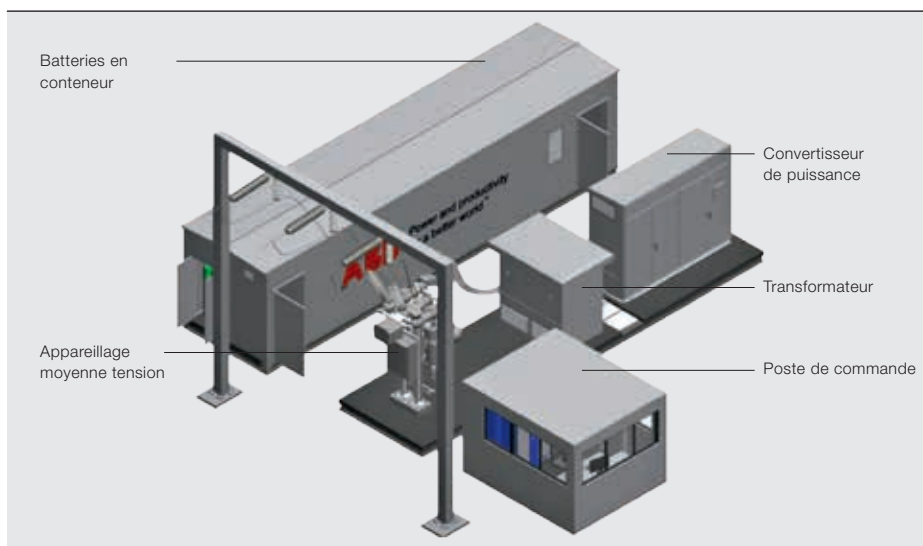
de la production PV et la fiabilité du réseau, améliorant l'intégration du photovoltaïque à grande échelle. Des convertisseurs de puissance PCS (Power Conversion Systems) → 4 aux systèmes de stockage sur batteries totalement intégrés et clés en main EssPro Grid, les solutions EssPro™ d'ABB contribuent au rendement élevé des centrales PV et au maintien de la qualité et de la performance du réseau.

Report de consommation et sécurité d'alimentation

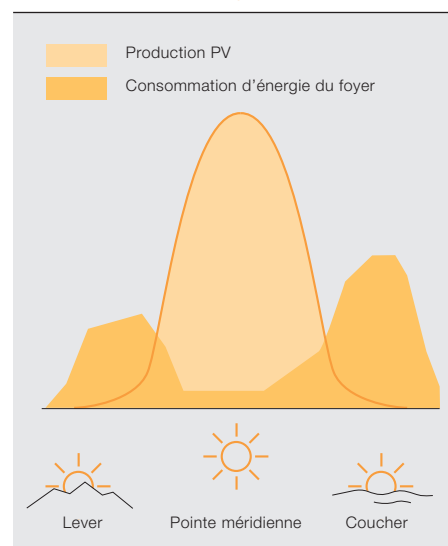
Dans les zones à fort taux de pénétration PV, le distributeur local est confronté à des problèmes d'adéquation et d'équilibre production-consommation. C'est surtout le cas en début de journée et en soirée, quand la demande commence à croître alors que le PV ne produit pas assez. Le stockage d'énergie peut aider le gestionnaire à préserver l'intégrité du réseau en déplaçant les consommations dans le temps: le couple PV-stockage

Les systèmes EssPro PCS d'ABB assurent le couplage batteries-réseau et la conversion courant continu-alternatif de l'énergie stockée pour être compatible avec la distribution électrique. Ses commandes permettent également de maximiser les performances opérationnelles de la centrale PV.

5 Exemple de configuration EssPro Grid d'ABB capable de fournir 1 MW sur 15 min



6 Décalage entre production PV et consommation domestique journalière



Proposés dans des gammes de puissance de quelques centaines de kilowatts à plusieurs dizaines de mégawatts, les systèmes EssPro Grid se raccordent directement en moyenne ou haute tension → 5. Forte de la vaste expérience ABB des réseaux électriques et de sa connaissance approfondie des technologies de batteries, l'offre EssPro Grid allie des commandes et algorithmes pointus à la technique de stockage idoine pour maximiser les performances du système.

Petit photovoltaïque : à consommer sur place

Le marché mondial du solaire PV connaît depuis 2004 une croissance fulgurante. L'Allemagne a ouvert la voie avec son système de rachat du kilowattheure solaire à un tarif bien supérieur au prix de l'électricité, sans obligation de concordance entre la puissance injectée et les besoins réels du logement, que ce soit en termes d'équilibre ou d'équivalence énergétique à un instant donné.

réseau ; le début de la « parité réseau » (à l'intersection des courbes des coûts d'autoproduction, à la baisse, et des prix de l'électricité, à la hausse) ; la diminution des aides publiques.

L'avenir du PV résidentiel tient en deux mots : « autoconsommation » (utilisation de l'électricité produite sur place) et « autosuffisance » (capacité à pourvoir de façon autonome aux besoins énergétiques du foyer). Il faut pour cela aligner au quotidien la production PV et la consommation domestique → 6 en dotant l'installation de capacités de stockage.

REACT

Par leur simplicité de mise en œuvre et leur faible coût, les batteries électrochimiques sont le meilleur moyen d'accumulation du surplus d'énergie solaire. Il n'en demeure pas moins que la rentabilité d'une installation PV équipée a posteriori de batteries, même dans l'optique de l'autosuffisance, est hypothétique. Une

solution de production PV-stockage domestique durablement rentable résulte plutôt d'un compromis entre la taille du parc de batteries et les niveaux d'autoconsommation/autosuffisance auxquels peut pré-

Pour aligner profil de production solaire et courbe de consommation domestique, il faut doter l'installation PV de capacités de stockage.

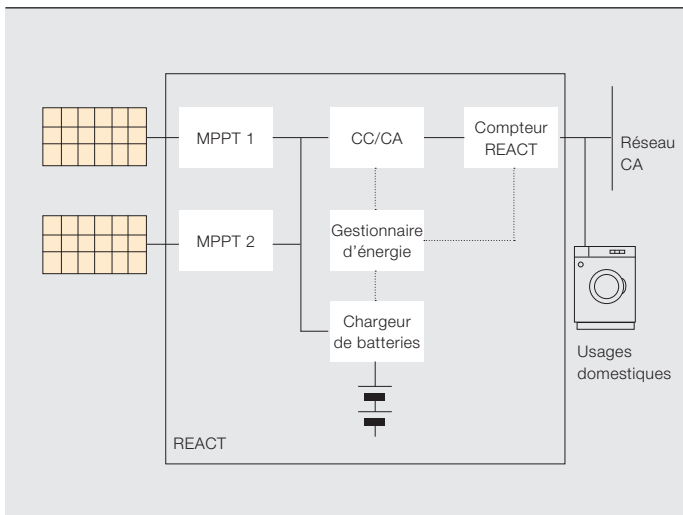
Aujourd'hui, la filière amorce un virage, sous l'effet de trois leviers : la forte pénétration de la production décentralisée, qui accentue les risques d'instabilité du

tendre le foyer avec une stratégie de gestion de l'énergie sur mesure.

7 Modularité du système REACT d'ABB : compartiment électronique (à droite), batteries (à gauche)



8 Configuration REACT type : un compteur d'énergie dédié indique en temps réel les niveaux d'autoconsommation et d'autosuffisance.



Le système de stockage d'énergie résidentiel *REACT* (*Renewable Energy Accumulator and Conversion Technology*) → 7 d'ABB vise un arbitrage optimal. Il se compose d'un onduleur PV réseau (jusqu'à 5 kW) alimenté par un bus continu (CC) auquel sont raccordés deux optimiseurs de puissance *MPPT* (*maximum power point tracking*), un par rangée de modules PV, et un chargeur de batteries bidirectionnel → 8. Si cette architecture de couplage CC est la solution la plus économique dans le neuf, elle permet également de moderniser les installations PV existantes sous forme de chargeur de batterie sur bus CA ; il suffit de ne pas raccorder la rangée PV à son entrée.

Le volet stockage d'énergie de REACT est constitué de batteries Li-ion dont la modularité permet à un technicien d'intervention de porter la capacité utile d'origine du système de 2 à 6 kWh. REACT embarque un système de gestion de charge qui interagit avec certains consommateurs et appareils du logement pour atteindre une indépendance énergétique de 60 %, en configuration de base.

Le choix du Li-ion se justifie par la baisse escomptée du coût des batteries dans les prochaines années, leur rapport taille/capacité, leur puissance de charge/décharge, leur rendement et leur durée de vie (plus de deux fois supérieure à celle des technologies concurrentes).

Beau fixe

L'ajout d'un dispositif de stockage à une installation PV, toutes tailles confondues,

permet de pallier l'intermittence du solaire et de rivaliser avec les sources d'énergie traditionnelles en termes de capacité de mobilisation et de distribution, de stabilité, de souplesse de pilotage, etc. Le développement continu des technologies de stockage est primordial pour accélérer le passage à l'autoconsommation et à l'autosuffisance, ainsi que l'intégration sans faille du solaire aux réseaux électriques du monde entier.

Les maîtres-mots de l'énergie solaire sont *autoconsommation* et *autosuffisance*.

Paolo Casini

ABB Discrete Automation and Motion,
Power Conversion
Terranuova Bracciolini (Italie)
paolo.casini@it.abb.com

Dario Cicio

ABB Battery Energy Storage Systems
Baden (Suisse)
dario.cicio@ch.abb.com

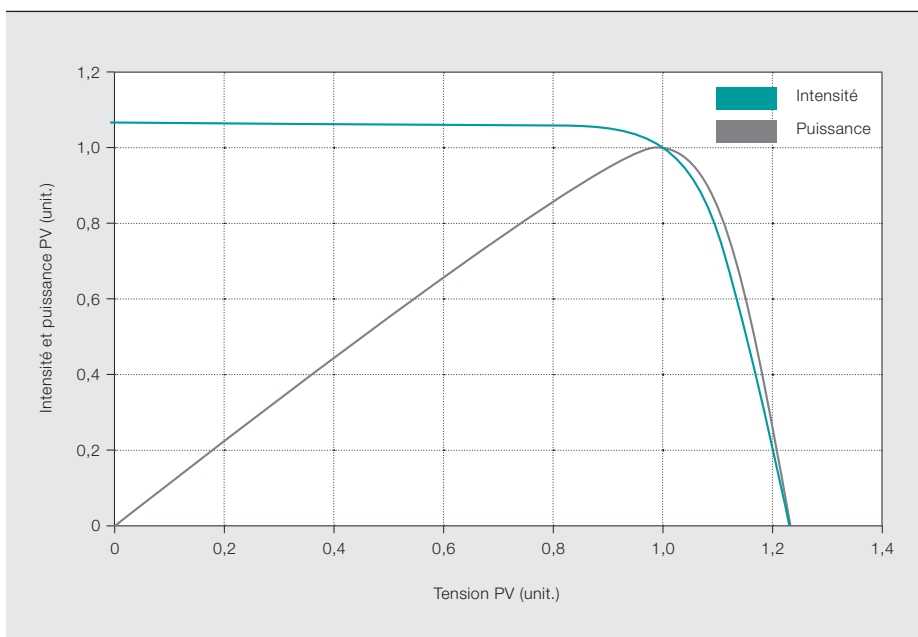


Solutions de premier plan

Évolution technologique et conceptuelle des onduleurs solaires

JUHA HUUSARI, PAOLO CASINI – La conversion photovoltaïque (PV) est un domaine d'application relativement nouveau en électronique de puissance. Les premières technologies étaient basées sur la variation électronique de vitesse pour moteurs électriques et ce n'est que récemment que des solutions développées spécialement pour la conversion PV sont apparues. Pour maintenir une forte présence sur

un marché PV en constante évolution, les entreprises doivent conjuguer adaptation et vision en misant sur les technologies porteuses d'avenir. Fort d'un savoir-faire en électronique de puissance, ABB ne se contente pas d'être un grand fournisseur de produits PV, il est également un pionnier de la conversion PV.



Les nombreux tarifs d'achat préférentiels et autres incitations financières qui ont contribué à faire baisser le prix des modules PV expliquent l'essor de la filière entre 2006 et 2011, surtout en Europe [1]. La chute brutale des subventions à la production qui a suivi a obligé le marché à s'adapter, le coût devenant un facteur décisif de lancement des nouveaux produits. Les efforts de recherche ont également dû être réorientés. ABB a consacré d'importants moyens pour développer des applications PV innovantes, en particulier dans les systèmes de conversion de l'énergie solaire.

Conversion de l'énergie PV

Il s'agit, pour l'essentiel, de garantir le transfert d'un maximum d'énergie électrique des modules PV à la charge raccordée (chauffage ou éclairage domestique) ou au réseau électrique (centrales solaires). Le rayonnement solaire terrestre est capté par la jonction semi-conductrice d'une cellule PV qui génère des porteurs de charge (courant électrique) dans le système. Contrairement à la plupart des générateurs qui

sont des sources de tension, la nature « source de courant » d'une cellule PV oblige à prendre des mesures spécifiques pour réguler de manière efficace la production d'énergie. Les premiers convertisseurs PV affichaient de piètres performances et la communauté scientifique elle-même rechignait à remettre à plat les concepts de régulation de la conversion PV [2]. Depuis, ces lacunes ont été corrigées.

Du fait de sa caractéristique semi-conductrice non linéaire, le générateur PV délivre sa pleine puissance uniquement lorsqu'on le force à fonctionner à un niveau de tension donné → 1. De plus, des facteurs environnementaux comme la température des cellules PV ainsi que l'intensité du rayonnement solaire modifient considérablement les propriétés électriques et la puissance débitée par le générateur. Celle-ci augmente à mesure que la température des cellules baisse et que le flux lumineux s'intensifie. C'est ce qui explique que dans des régions comme l'Europe du Nord, un générateur PV peut produire sa puissance crête (kWc) lors des froides matinées printanières.

Le comportement intermittent du générateur PV est supervisé par le convertisseur à électronique de puissance qui gère l'électricité produite. Une fonction spéciale *MPPT* (*maximum power point tracking*) maximise la production électrique en l'ajustant constamment au niveau désiré par variation du niveau de tension du générateur.

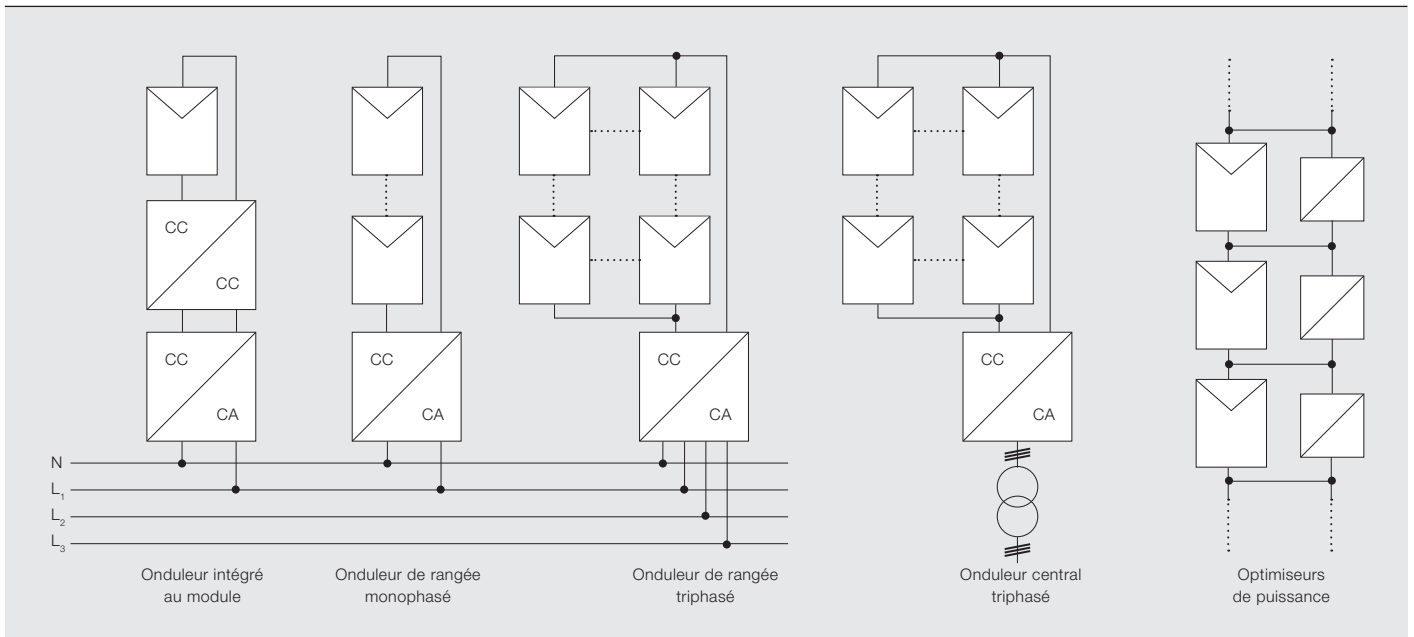
La cellule PV est le composant de base du générateur : de 15 cm de côté et 100 µm d'épaisseur, elle produit en moyenne 2 ou 3 W sous moins de 1 V, selon sa taille et sa technologie. La majorité des cellules est à base de silicium

Contrairement à la plupart des générateurs électriques qui sont des sources de tension, la nature « source de courant » d'une cellule PV impose des mesures spécifiques pour réguler la production d'énergie.

(Si), mais d'autres matériaux semi-conducteurs sont utilisés, soit traditionnels comme le nitrure de gallium (GaN), le phosphore d'indium (InP) et le diséléniure de cuivre-indium-gallium (CIGS), soit plus « exotiques » comme les matériaux organiques et sensibilisés par colorant.

Photo p. 33

Installation photovoltaïque de 181 kilowatts-crête en toiture d'une usine ABB à Helsinki (Finlande)



De 2 à 96 cellules sont montées en série pour former un module ou panneau PV, la conversion étant plus facile à des niveaux de tension élevés. La puissance des modules s'échelonne en général de 5 à 350 W, les grandes centrales solaires étant réalisées avec des modules plus puissants. Ces derniers sont eux-mêmes alignés en série pour former une rangée PV. Pour des raisons de sécurité, la tension maximale d'une rangée par rapport à la terre est limitée à 1000/1500 V au sein de l'Union européenne et à 600 V aux États-Unis, ce qui détermine la puissance maximale de la rangée. Une rangée PV de 1000 V de tension assignée produit d'ordinaire 5 kW de courant continu (CC) ; c'est pourquoi le calibre des onduleurs PV commercialisés pour les installations multirangées est généralement un multiple de 5 kW.

On distingue trois grands types de convertisseur d'énergie PV : les micro-onduleurs qui s'intercalent entre un à quatre modules PV et le réseau électrique en courant alternatif (CA), les onduleurs de rangées PV (*string*) monophasés ou triphasés qui interfacent une à vingt rangées PV et, enfin, les onduleurs centraux triphasés, souvent d'une puissance supérieure à 100 kVA. Il existe également des produits de « niche » comme les optimiseurs de puissance qui sont des convertisseurs CC-CC de faible puissance servant à maximiser la puissance produite dans les rangées PV existantes → 2. À l'exclusion des optimi-

seurs de puissance, ABB propose des convertisseurs et des solutions pour toutes ces catégories d'installation.

Valoriser au maximum l'énergie solaire

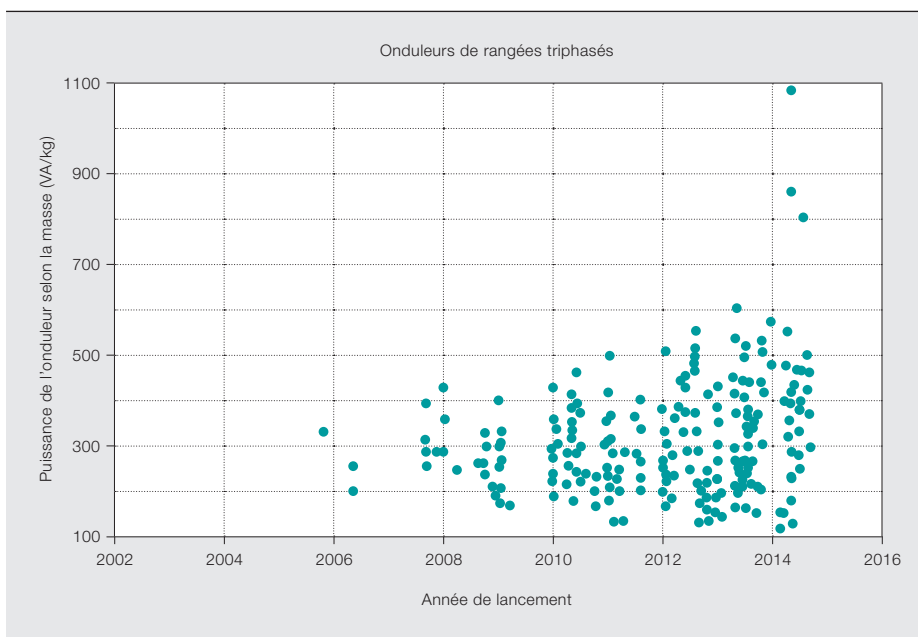
Pendant longtemps, c'était la taille des installations PV qui déterminait la puissance des onduleurs : micro-onduleurs pour les petites installations, grosses stations d'onduleurs pour les grandes centrales. Cette règle change avec la tendance à construire des systèmes de forte puissance équipés d'onduleurs de rangées. Plusieurs facteurs expliquent cette évolution : tout d'abord, une production solaire accrue avec plusieurs onduleurs qui maximisent l'extraction de puissance pour un coût d'installation moindre ; ensuite, une meilleure disponibilité avec l'arrêt d'une partie restreinte de l'installation en cas de défaillance d'un onduleur.

Autre évolution intéressante pour les grandes centrales solaires : l'exploitation de données climatiques pour affiner les prévisions à court terme et optimiser la production d'énergie. En suivant, par exemple, le mouvement des nuages à proximité de l'installation, le contrôleur central peut ajuster à l'avance le fonctionnement d'un ou de plusieurs onduleurs afin d'optimiser la puissance (MPPT). De surcroît, ces données servent à prédire la production à court terme, au bénéfice du gestionnaire du réseau.

En suivant le mouvement des nuages à proximité de l'installation, le contrôleur central peut ajuster à l'avance le fonctionnement d'un ou de plusieurs onduleurs afin d'optimiser la puissance.

Les dispositifs à semi-conducteurs rapides sont la clé de voûte de l'onduleur PV qui, avec les éléments de stockage d'énergie passifs, convertit l'énergie solaire.

3 Évolution de la densité de puissance des onduleurs PV sans transformateur en coffret mural



Citons également l'arrivée des téléser-vices et le raccordement des onduleurs PV à des réseaux de stockage et de partage de données pertinentes comme l'historique de la production d'énergie. Là encore, ces informations aident le gestionnaire du réseau à équilibrer l'offre et la demande.

Nouvelle génération de dispositifs à semi-conducteurs

Les dispositifs à semi-conducteurs rapides sont la clé de voûte de l'onduleur PV qui, avec les éléments de stockage d'énergie passifs, convertit l'énergie solaire. Si la grande majorité de ces onduleurs intègre des dispositifs au Si, des dispositifs au carbure de silicium (SiC) ont récemment fait leur apparition. Offrant une tenue à des tensions et des températures supérieures pour une commutation encore plus rapide, ils permettent de réaliser des convertisseurs moins encombrants et au rendement plus élevé [3]. Pour autant, cette technologie est onéreuse et la fiabilité à long terme des composants SiC reste à prouver. Malgré ces inconvénients, elle trouvera sa place dans les onduleurs PV au cours des prochaines années, comme en témoignent la recherche ABB [4] et les produits qui l'utilisent.

Les avantages du GaN sur le SiC font encore débat au sein de la filière. Les dispositifs au GaN autoriseraient une commutation ultrarapide avec un rendement et une densité de puissance

accrus. Aucun démonstrateur n'a, à ce jour, validé ces hypothèses.

Si la technologie SiC est arrivée à maturité, ce n'est pas le cas des dispositifs au GaN. Actuellement, seule une poignée de produits GaN existe sur le marché et aucun module de courant élevé n'est disponible, notamment du fait de la jonction semi-conductrice GaN latérale dont les propriétés rendent difficiles la mise en parallèle de nombreuses puces GaN et, donc, la fabrication de modules de courant élevé. Des GaN en boîtier permettent d'atteindre 20 à 30 kW ; pour des puissances supérieures, des modules sont obligatoires.

Densité de puissance des onduleurs de rangées PV

Ces dix dernières années, les paramètres de conception des onduleurs de rangées ont complètement changé. Les produits de première génération visaient des rendements élevés avec plusieurs optimiseurs MPPT. Si la deuxième génération de produits privilégiait un rendement de conversion maximal, la suivante mettait l'accent sur les systèmes mono-étagés. Aujourd'hui, la baisse des coûts et la hausse de la densité de puissance sont les deux objectifs prioritaires. Chaque nouvelle génération confronte les concepteurs de l'électronique de puissance à des défis différents.

L'accroissement de la densité de puissance répond à plusieurs besoins. Par souci de sécurité, les industriels ont fixé à 75 kg la masse maximale d'une armoire transportable par deux personnes. Pour un coffret mural, la capacité de charge de la structure de montage et du mur lui-même impose également des limites. Enfin, les coûts de transport par watt installé doivent être réduits.

L'évolution de la densité de puissance des onduleurs de rangées triphasés sans transformateur en coffret mural (<75 kg) → 3 reflète les efforts croissants des fabricants dans ce sens.

Pour autant, cette densité de puissance a ses limites. Si les filtres passifs pèsent lourd, il en va de même du dispositif de refroidissement, de l'enveloppe et des différentes protections. Or certaines obliga-

photovoltaïque moderne, les progrès réalisés dans les onduleurs solaires ciblent l'optimisation de leur rendement productif et la réduction du coût total de possession, soit les dépenses cumulées d'investissement et d'exploitation sur le cycle de vie de l'installation.

En une décennie, les industriels se sont efforcés d'améliorer les rendements de la conversion de puissance des onduleurs PV, qui atteignent 98 % pondérés et 99 % crête. Mais cet accroissement inévitablement asymptotique du rendement et le faible gain différentiel du retour sur investissement, au vu du surcoût des topologies et des technologies de commande améliorées, ont progressivement braqué les projecteurs sur la réduction du coût total de possession, en particulier le coût des « composants du système PV hors modules », que les anglophones appellent *BOS (balance of system)*.

Ces composants annexes constituent un intéressant terrain d'innovations pour faire baisser le coût du BOS, qui représente 60 % du coût d'une centrale, contre moins de 10 % pour l'onduleur lui-même. Il y a quelques années, le passage progressif de la tension réseau de 600 à 1000 V a permis de réduire de 25 % le coût BOS côté CC. La filière PV est aujourd'hui au seuil d'un bouleversement similaire avec l'arrivée prochaine des modules de 1500 VCC, qui vont révolutionner le marché des onduleurs industriels en obligeant les fabricants à revoir de fond en comble les topologies et les composants électroniques et électromécaniques de leurs produits.

Les dépenses annuelles d'exploitation et de maintenance d'une centrale PV équivalent environ à 1,5 % du budget d'investissement initial. La maintenance des onduleurs, traditionnellement refroidis à l'air, en absorbe à elle seule une bonne part, surtout s'ils sont installés sur des sites éloignés et contraignants. Au cours des quelque 20 années de durée de vie prévisibles, le budget d'exploitation contribue donc pour beaucoup au coût global de la centrale. Réduire les coûts de maintenance et de logistique, et simplifier l'installation constituent des leviers supplémentaires d'évolution de la conception mécanique des onduleurs industriels. L'apparition soudaine d'onduleurs pour l'extérieur au catalogue de plusieurs fabricants fut le premier pas

dans cette direction ; viendront ensuite des solutions de refroidissement innovantes à la maintenance moins coûteuse. Les onduleurs PV traditionnels refroidis à l'air (IP20), dont les filtres et l'électronique doivent être nettoyés à intervalles réguliers, seront progressivement remplacés par des appareils étanches (IP54 ou IP65) à refroidissement liquide ou diphasique.

Configurations ingénieuses et refroidissement amélioré riment avec densité de puissance en hausse et coûts logistiques et d'installation en baisse. Dans un marché qui bascule vers les pays émergents aux implantations en sites isolés, cette évolution revêt une importance particulière.

Les téléservices et le raccordement des onduleurs PV à des réseaux de stockage et de partage de données permettent d'optimiser la production d'énergie.

tions ne peuvent être contournées comme, par exemple, l'épaisseur de l'enveloppe et les protections imposées par la normalisation (CEI 62109, notamment). Plus le niveau de puissance est élevé, plus les protections sont volumineuses, augmentant la masse de l'enveloppe et son indice de protection (IP).

Ces besoins accrus obligent les concepteurs à innover et à se tourner vers la prochaine génération de composants semi-conducteurs.

Solutions pour centrales solaires

Si tous les maillons de la chaîne PV ont bénéficié de développements technologiques, ce sont les centrales solaires raccordées au réseau électrique qui ont connu le rythme d'innovation le plus impressionnant. Depuis le tout début du

Juha Huusari

ABB Corporate Research
Baden-Dättwil (Suisse)
juha.huusari@fi.abb.com

Paolo Casini

ABB Discrete Automation and Motion,
Power Conversion
Terranuova Bracciolini (Italie)
paolo.casini@it.abb.com

Bibliographie

- [1] *Global market outlook for photovoltaics 2014–2018*, European Photovoltaic Industry Association.
- [2] Nousiainen, L., *et al.*, « Photovoltaic generator as an input source for power electronic converter », *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, n° 6, p. 3028–3038, juin 2013.
- [3] Weizer, C., *et al.*, « Silicon carbide high power devices », *IEEE Transactions on Electron Devices*, vol. 43, n° 10, p. 1732–1741, octobre 1996.
- [4] Ho, C., *et al.*, « A comparative performance study of an interleaved boost converter using commercial Si and SiC diodes for PV applications », *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, n° 1, p. 289–299, mai 2012.



Pointer la performance sur toute la durée de vie

Automatisation, exploitation et maintenance des installations photovoltaïques : l'offre globale ABB

ADRIAN TIMBUS, MARC ANTOINE, LUIS DOMINGUEZ – Avec 60 à 66 gigawatts de nouvelles capacités installées prévues pour 2017, selon Bloomberg New Energy Finance, le marché mondial de l'électricité photovoltaïque (PV) est en ébullition. Très impliqué dans cette dynamique, ABB est présent à toutes les étapes du cycle de vie d'un projet PV, traditionnellement rythmé en deux temps : d'abord l'étude de la solution, le choix des équipements et la construction de la centrale, puis le suivi et la gestion optimisés des installations afin de produire au maximum tout en minimisant les coûts d'exploitation et de maintenance. Une démarche globale qui porte au zénith son expertise dans la fourniture de technologies et de services dédiés au photovoltaïque.

Acteur majeur du solaire photovoltaïque (PV), ABB accompagne et guide les exploitants et les investisseurs sur l'ensemble de la chaîne de valeur d'une installation PV : études de faisabilité et analyses de rentabilité, conception, développement et optimisation de sites, gestion de projets, fourniture de systèmes électriques et d'automatismes. Par son offre complète, englobant exploitation et maintenance mais aussi télésurveillance et télé-services, ABB garantit à chaque centrale une production maximale tout en protégeant ses actifs.

Conçues pour un déploiement rapide, les solutions ABB d'énergie et d'automatisation évolutives sont pré-assemblées, testées en usine et livrées en conteneur pour écourter et faciliter l'installation. À l'exception des panneaux solaires, de fabrication tierce, elles sont entièrement bâties sur des produits ABB dédiés PV, puis intégrées en toute transparence pour garantir les plus hauts niveaux de fiabilité, de rendement et de sobriété énergétique. Plus de 100 installations PV cumulant quelque 1000 mégawatts ont ainsi été équipées de matériels électriques et d'automatismes ABB.

grand nombre de protocoles de communication qui lui permettent de se connecter et d'échanger des données avec tous les équipements. Il s'appuie sur une base de données temps réel et des fonctions d'historisation pour acquérir et

Gestion de la puissance

Cette fonctionnalité est essentielle pour faciliter le couplage réseau des installations PV. Un puissant contrôleur Symphony Plus se connecte à tous les maillons de la chaîne PV (onduleurs, sys-

tèmes de suivi de la course du soleil et, s'il y a lieu, batteries de condensateurs, compensateurs statiques de puissance réactive ou dispositifs de stockage d'énergie) pour effectuer les calculs en temps

Symphony Plus for Solar améliore le retour sur investissement avec une offre globale de services d'exploitation et de maintenance.

L'offre ABB → 1 vise à maximiser les performances et la durée d'exploitation des centrales PV tout en assurant à leurs propriétaires un retour rapide sur investissement. De l'équipement électrique du site à la prévision et à la télésurveillance de la production en passant par le contrôle-commande et la gestion de la puissance, les technologies et services ABB ciblent une production PV maximale, à un coût minimal.

La première place au soleil

Symphony® Plus for Solar est le système d'automatisation ABB spécialement conçu pour la surveillance et le pilotage intégrés de centrales solaires. Bâti sur *Symphony Plus*, qui compte parmi les plates-formes de contrôle-commande distribué les plus répandues dans les domaines de l'énergie et de l'eau, il en a hérité la polyvalence et l'évolutivité : on dénombre aujourd'hui plus de 6 500 systèmes *Symphony Plus* en service dans le monde.

Symphony Plus for Solar surveille et collecte les données des composants clés de l'installation PV : rangées de modules, postes de conversion et de livraison (onduleurs, transformateurs, appareillage moyenne tension et tableaux basse tension), raccordements au réseau et stations météo. Le système gère un

stocker toutes les données utiles de l'installation, en local ou au centre de télé-services ABB.

Sous protocole normalisé CEI 61850, *Symphony Plus for Solar* surveille et pilote les équipements de postes, et regroupe l'outil de production et l'installation électrique dans un seul et même système d'information.

La plate-forme *Symphony Plus* a pour singularité de couvrir toute la durée d'exploitation du site. Fidèle au principe ABB « d'évolution sans obsolescence », chaque génération *Symphony Plus* se construit sur les fondements de ses prédécesseurs, ajoutant des briques technologiques et fonctionnelles pour répondre aux nouveaux objectifs de performance des utilisateurs. C'est la garantie d'un investissement en matériel et logiciel pérenne, sur la totalité du cycle de vie de l'installation.

réel d'ajustement de la production, conformément au cahier des charges de l'installation. L'accès à toutes les informations utiles du site lui permet de transmettre des consignes aux onduleurs. Le contrôleur vérifie également la conformité de la gestion et de la conduite de l'installation aux règles de couplage au réseau de distribution local, pilote la montée en charge de la production, ajuste le facteur de puissance et la tension au point de raccordement au réseau.

Prévision de la production

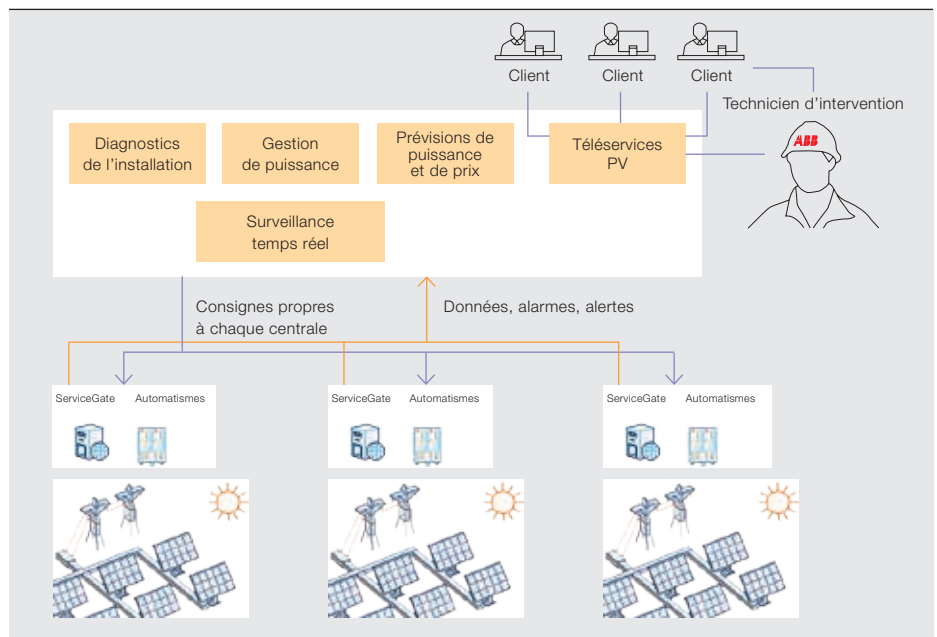
La taille des centrales PV ne cessant d'augmenter, la capacité à prévoir la production de puissance est devenue un critère déterminant de la rentabilité du photovoltaïque. La solution ABB s'appuie sur les données des modules, rangées et onduleurs PV, ainsi que sur les histo-

Photo p. 38

L'offre de services ABB dédiés au photovoltaïque permet de maximiser la production tout en minimisant les coûts de fonctionnement et de maintenance des centrales.

ABB fournit une solution flexible de prévision de la production photovoltaïque.

2 Architecture Symphony Plus for Solar d'ABB



3 Alarmes et alertes sur le portail web de la plate-forme de téléservices ABB

Plant Name	Alarm	Description	Last Alarm	Alarm	Description	Last Alarm
ABB1001	ABB1001	ABB1001	ABB1001	ABB1001	ABB1001	ABB1001
ABB1002	ABB1002	ABB1002	ABB1002	ABB1002	ABB1002	ABB1002
ABB1003	ABB1003	ABB1003	ABB1003	ABB1003	ABB1003	ABB1003
ABB1004	ABB1004	ABB1004	ABB1004	ABB1004	ABB1004	ABB1004
ABB1005	ABB1005	ABB1005	ABB1005	ABB1005	ABB1005	ABB1005
ABB1006	ABB1006	ABB1006	ABB1006	ABB1006	ABB1006	ABB1006
ABB1007	ABB1007	ABB1007	ABB1007	ABB1007	ABB1007	ABB1007
ABB1008	ABB1008	ABB1008	ABB1008	ABB1008	ABB1008	ABB1008
ABB1009	ABB1009	ABB1009	ABB1009	ABB1009	ABB1009	ABB1009
ABB1010	ABB1010	ABB1010	ABB1010	ABB1010	ABB1010	ABB1010
ABB1011	ABB1011	ABB1011	ABB1011	ABB1011	ABB1011	ABB1011
ABB1012	ABB1012	ABB1012	ABB1012	ABB1012	ABB1012	ABB1012
ABB1013	ABB1013	ABB1013	ABB1013	ABB1013	ABB1013	ABB1013
ABB1014	ABB1014	ABB1014	ABB1014	ABB1014	ABB1014	ABB1014
ABB1015	ABB1015	ABB1015	ABB1015	ABB1015	ABB1015	ABB1015
ABB1016	ABB1016	ABB1016	ABB1016	ABB1016	ABB1016	ABB1016
ABB1017	ABB1017	ABB1017	ABB1017	ABB1017	ABB1017	ABB1017
ABB1018	ABB1018	ABB1018	ABB1018	ABB1018	ABB1018	ABB1018
ABB1019	ABB1019	ABB1019	ABB1019	ABB1019	ABB1019	ABB1019
ABB1020	ABB1020	ABB1020	ABB1020	ABB1020	ABB1020	ABB1020
ABB1021	ABB1021	ABB1021	ABB1021	ABB1021	ABB1021	ABB1021
ABB1022	ABB1022	ABB1022	ABB1022	ABB1022	ABB1022	ABB1022
ABB1023	ABB1023	ABB1023	ABB1023	ABB1023	ABB1023	ABB1023
ABB1024	ABB1024	ABB1024	ABB1024	ABB1024	ABB1024	ABB1024
ABB1025	ABB1025	ABB1025	ABB1025	ABB1025	ABB1025	ABB1025
ABB1026	ABB1026	ABB1026	ABB1026	ABB1026	ABB1026	ABB1026
ABB1027	ABB1027	ABB1027	ABB1027	ABB1027	ABB1027	ABB1027
ABB1028	ABB1028	ABB1028	ABB1028	ABB1028	ABB1028	ABB1028
ABB1029	ABB1029	ABB1029	ABB1029	ABB1029	ABB1029	ABB1029
ABB1030	ABB1030	ABB1030	ABB1030	ABB1030	ABB1030	ABB1030
ABB1031	ABB1031	ABB1031	ABB1031	ABB1031	ABB1031	ABB1031
ABB1032	ABB1032	ABB1032	ABB1032	ABB1032	ABB1032	ABB1032
ABB1033	ABB1033	ABB1033	ABB1033	ABB1033	ABB1033	ABB1033
ABB1034	ABB1034	ABB1034	ABB1034	ABB1034	ABB1034	ABB1034
ABB1035	ABB1035	ABB1035	ABB1035	ABB1035	ABB1035	ABB1035
ABB1036	ABB1036	ABB1036	ABB1036	ABB1036	ABB1036	ABB1036
ABB1037	ABB1037	ABB1037	ABB1037	ABB1037	ABB1037	ABB1037
ABB1038	ABB1038	ABB1038	ABB1038	ABB1038	ABB1038	ABB1038
ABB1039	ABB1039	ABB1039	ABB1039	ABB1039	ABB1039	ABB1039
ABB1040	ABB1040	ABB1040	ABB1040	ABB1040	ABB1040	ABB1040
ABB1041	ABB1041	ABB1041	ABB1041	ABB1041	ABB1041	ABB1041
ABB1042	ABB1042	ABB1042	ABB1042	ABB1042	ABB1042	ABB1042
ABB1043	ABB1043	ABB1043	ABB1043	ABB1043	ABB1043	ABB1043
ABB1044	ABB1044	ABB1044	ABB1044	ABB1044	ABB1044	ABB1044
ABB1045	ABB1045	ABB1045	ABB1045	ABB1045	ABB1045	ABB1045
ABB1046	ABB1046	ABB1046	ABB1046	ABB1046	ABB1046	ABB1046
ABB1047	ABB1047	ABB1047	ABB1047	ABB1047	ABB1047	ABB1047
ABB1048	ABB1048	ABB1048	ABB1048	ABB1048	ABB1048	ABB1048
ABB1049	ABB1049	ABB1049	ABB1049	ABB1049	ABB1049	ABB1049
ABB1050	ABB1050	ABB1050	ABB1050	ABB1050	ABB1050	ABB1050
ABB1051	ABB1051	ABB1051	ABB1051	ABB1051	ABB1051	ABB1051
ABB1052	ABB1052	ABB1052	ABB1052	ABB1052	ABB1052	ABB1052
ABB1053	ABB1053	ABB1053	ABB1053	ABB1053	ABB1053	ABB1053
ABB1054	ABB1054	ABB1054	ABB1054	ABB1054	ABB1054	ABB1054
ABB1055	ABB1055	ABB1055	ABB1055	ABB1055	ABB1055	ABB1055
ABB1056	ABB1056	ABB1056	ABB1056	ABB1056	ABB1056	ABB1056
ABB1057	ABB1057	ABB1057	ABB1057	ABB1057	ABB1057	ABB1057
ABB1058	ABB1058	ABB1058	ABB1058	ABB1058	ABB1058	ABB1058
ABB1059	ABB1059	ABB1059	ABB1059	ABB1059	ABB1059	ABB1059
ABB1060	ABB1060	ABB1060	ABB1060	ABB1060	ABB1060	ABB1060
ABB1061	ABB1061	ABB1061	ABB1061	ABB1061	ABB1061	ABB1061
ABB1062	ABB1062	ABB1062	ABB1062	ABB1062	ABB1062	ABB1062
ABB1063	ABB1063	ABB1063	ABB1063	ABB1063	ABB1063	ABB1063
ABB1064	ABB1064	ABB1064	ABB1064	ABB1064	ABB1064	ABB1064
ABB1065	ABB1065	ABB1065	ABB1065	ABB1065	ABB1065	ABB1065
ABB1066	ABB1066	ABB1066	ABB1066	ABB1066	ABB1066	ABB1066
ABB1067	ABB1067	ABB1067	ABB1067	ABB1067	ABB1067	ABB1067
ABB1068	ABB1068	ABB1068	ABB1068	ABB1068	ABB1068	ABB1068
ABB1069	ABB1069	ABB1069	ABB1069	ABB1069	ABB1069	ABB1069
ABB1070	ABB1070	ABB1070	ABB1070	ABB1070	ABB1070	ABB1070
ABB1071	ABB1071	ABB1071	ABB1071	ABB1071	ABB1071	ABB1071
ABB1072	ABB1072	ABB1072	ABB1072	ABB1072	ABB1072	ABB1072
ABB1073	ABB1073	ABB1073	ABB1073	ABB1073	ABB1073	ABB1073
ABB1074	ABB1074	ABB1074	ABB1074	ABB1074	ABB1074	ABB1074
ABB1075	ABB1075	ABB1075	ABB1075	ABB1075	ABB1075	ABB1075
ABB1076	ABB1076	ABB1076	ABB1076	ABB1076	ABB1076	ABB1076
ABB1077	ABB1077	ABB1077	ABB1077	ABB1077	ABB1077	ABB1077
ABB1078	ABB1078	ABB1078	ABB1078	ABB1078	ABB1078	ABB1078
ABB1079	ABB1079	ABB1079	ABB1079	ABB1079	ABB1079	ABB1079
ABB1080	ABB1080	ABB1080	ABB1080	ABB1080	ABB1080	ABB1080
ABB1081	ABB1081	ABB1081	ABB1081	ABB1081	ABB1081	ABB1081
ABB1082	ABB1082	ABB1082	ABB1082	ABB1082	ABB1082	ABB1082
ABB1083	ABB1083	ABB1083	ABB1083	ABB1083	ABB1083	ABB1083
ABB1084	ABB1084	ABB1084	ABB1084	ABB1084	ABB1084	ABB1084
ABB1085	ABB1085	ABB1085	ABB1085	ABB1085	ABB1085	ABB1085
ABB1086	ABB1086	ABB1086	ABB1086	ABB1086	ABB1086	ABB1086
ABB1087	ABB1087	ABB1087	ABB1087	ABB1087	ABB1087	ABB1087
ABB1088	ABB1088	ABB1088	ABB1088	ABB1088	ABB1088	ABB1088
ABB1089	ABB1089	ABB1089	ABB1089	ABB1089	ABB1089	ABB1089
ABB1090	ABB1090	ABB1090	ABB1090	ABB1090	ABB1090	ABB1090
ABB1091	ABB1091	ABB1091	ABB1091	ABB1091	ABB1091	ABB1091
ABB1092	ABB1092	ABB1092	ABB1092	ABB1092	ABB1092	ABB1092
ABB1093	ABB1093	ABB1093	ABB1093	ABB1093	ABB1093	ABB1093
ABB1094	ABB1094	ABB1094	ABB1094	ABB1094	ABB1094	ABB1094
ABB1095	ABB1095	ABB1095	ABB1095	ABB1095	ABB1095	ABB1095
ABB1096	ABB1096	ABB1096	ABB1096	ABB1096	ABB1096	ABB1096
ABB1097	ABB1097	ABB1097	ABB1097	ABB1097	ABB1097	ABB1097
ABB1098	ABB1098	ABB1098	ABB1098	ABB1098	ABB1098	ABB1098
ABB1099	ABB1099	ABB1099	ABB1099	ABB1099	ABB1099	ABB1099
ABB1100	ABB1100	ABB1100	ABB1100	ABB1100	ABB1100	ABB1100

riques de production et la météo pour prédire la puissance débitée, sur un horizon temporel de quelques heures (le plus souvent, 6 h à l'avance, à ± 15 min) à quelques jours (une semaine à l'avance, à l'heure près).

ABB a également développé des algorithmes qui suivent les mouvements des nuages près de la centrale. Des techniques pointues d'imagerie et de visionique, assorties de modèles physiques et optiques, permettent de prédire l'heure et la durée du passage nuageux sur le site, et de calculer la chute de puissance escomptée. Si la centrale est équipée d'un dispositif de stockage d'énergie, la prédiction fine à court terme des fluctuations occasionnées par le voile nuageux optimise l'équilibrage de puissance.

Téléconduite

Pour minimiser ses coûts d'exploitation et de maintenance, l'exploitant doit pouvoir cerner les équipements contre-performants mais aussi compter sur la maintenance prédictive pour réduire les temps improductifs, allonger la durée de vie des équipements et évaluer l'impact des défaillances. Il lui faut également contacter rapidement les ingénieurs de maintenance et les experts produits.

La plate-forme de télésurveillance, de télé-exploitation et de télé-services Symphony Plus for Solar → 2 agit sur tous ces fronts avec trois grandes composantes : l'interface à distance ServiceGate, le centre de télé-services ABB et un portail web dédié. Elle convient aussi bien à une installation isolée qu'à tout un

4 Cartographie et liste de centrales photovoltaïques



Symphony Plus for Solar a trois composantes : l'interface à distance *Service-Gate*, le centre de téléservices ABB et un portail web.

5 Tableau de bord et indicateurs clés de performance (KPI)



parc de production d'origine renouvelable, solaire ou autre.

ServiceGate assure une liaison haut débit sécurisée entre les automatismes de conduite et le centre de téléservices ABB aux fins de configuration du système, de suivi d'état, de diagnostic et de manœuvre à distance des équipements de la centrale.

Ses données sont reçues et stockées au centre de téléservices ABB, qui dispose pour cela d'une plate-forme matérielle dédiée et d'un logiciel configurable. Le centre exécute le logiciel de traitement et de surveillance ainsi que des applications évoluées, et stocke les résultats affichés sur le portail web. À la différence des autres systèmes de surveillance du

marché, la solution ABB permet d'exploiter en temps réel l'installation PV par le biais d'une interface homme-machine ergonomique. Qui plus est, sa fonction de gestion optimisée de la puissance à l'échelle du parc PV permet de piloter toute la production à l'optimum économique. Enfin, une astreinte est assurée 24 heures sur 24 par des ingénieurs accrédités, prêts à intervenir en toutes circonstances.

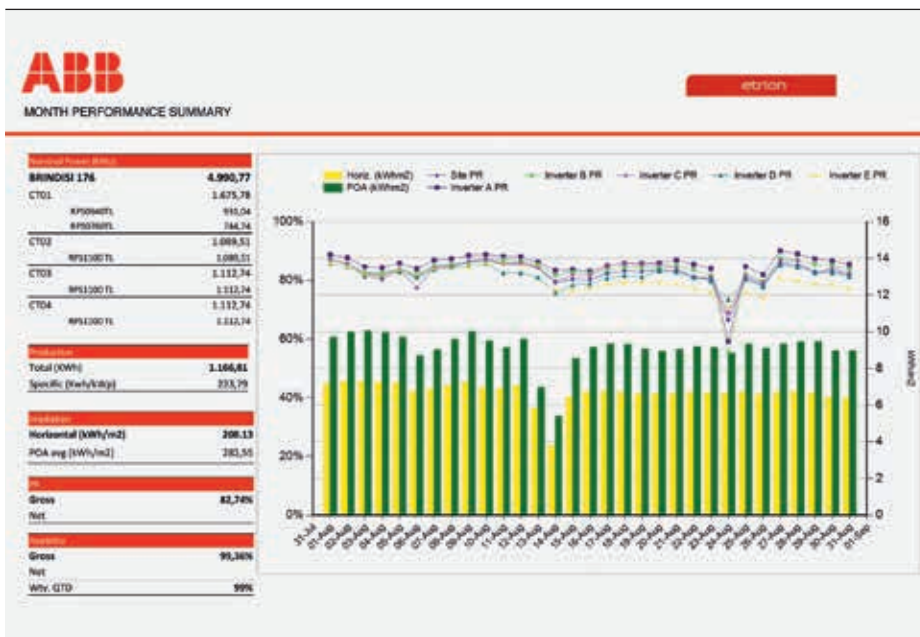
Le portail web possède une interface dédiée qui permet à l'installation PV de communiquer avec l'extérieur. Toutes les centrales du parc de production peuvent être gérées par l'intermédiaire de ce même portail, auquel accède le personnel à tout moment et partout, depuis un PC ou un terminal mobile, suivant diffé-

rents niveaux d'habilitation définis dans la norme CEI 62351 sur la sécurité des données et des communications.

Ce portail web est très riche en fonctionnalités : alarmes et alertes, affichage dynamique des données collectées, maintenance prédictive, prévision de la production, pilotage de la performance par tableaux de bord, rapports, tickets de maintenance et bilans de santé.

Alarmes et alertes

Outre la réception des alarmes classiques d'une centrale (panne d'onduleur, par exemple), il est possible de créer ses propres alertes pour signaler des événements de type « indicateur de performance faible ». Sur déclenchement d'une alarme, la plate-forme effectue un prédi-



gnostic des anomalies de fonctionnement possibles et en avise sur-le-champ les responsables par SMS ou courriel → 3.

Cartographie dynamique

Les installations du parc sont repérées sur les cartes par des pictogrammes mais aussi inventoriées dans une fenêtre selon une symbologie rouge-vert-jaune représentant en dynamique l'état des indicateurs de performance (KPI) contractuels, la présence de tickets de maintenance ouverts et l'état de la connexion à ServiceGate → 4.

Maintenance prédictive

La plate-forme de téléservices ABB dispose d'une panoplie d'outils pour détecter et corriger les causes de contre-performances les plus courantes. Le site est découpé en petites sections scrutées une à une (chaque rangée PV, en général) pour repérer le plus tôt possible les problèmes locaux avant qu'ils ne dégénèrent : encrassement, ombrage total ou partiel, vieillissement (analyse du rendement des modules PV dans le temps pour déterminer la perte de production due à leur dégradation).

Pilotage de la performance

Des tableaux de bord temps réel, basés sur l'outil analytique QlikView, permettent de contrôler la production PV et ses indicateurs KPI → 5 : rendement de conversion, courbes d'état fonctionnel et de performance des équipements critiques, données historiques d'analyse et de comparaison des performances du parc, etc.

Rapports et tickets

Les données remontées des installations PV sont stockées dans la plate-forme et récupérées par le portail web pour, par exemple, éditer automatiquement les bilans de production et de performance → 6, les rapports d'intervention et les tickets de maintenance (consignés dans un journal de bord), ainsi que des documents de synthèse compilant les informations utiles aux gestionnaires des centrales.

Bilans de santé

La plate-forme de téléservices ABB dresse un état des lieux de l'installation PV, moyennant des « diagnostics d'empreintes » qui passent en revue tous les actifs de production, y compris les automatismes (matériel et logiciel), les paramétrages de cybersécurité et les matériels électriques, et pointent les problèmes de fiabilité. Ces contrôles permettent d'engager une démarche d'optimisation continue en identifiant les améliorations nécessaires et en programmant leur mise en œuvre.

ABB utilise actuellement Symphony Plus for Solar pour surveiller et piloter plus de 50 centrales PV (isolées ou regroupées en parc) dans le monde, de moins de 1 MW à plus de 100 MW de puissance. Une clientèle très satisfaite et un grand nombre de contrats renouvelés... : tout indique que l'approche globale ABB de la production PV est source de bénéfices et de valeur ajoutée quantifiable pour ses clients.

ABB utilise sa plate-forme de téléservices pour surveiller et piloter plus de 50 centrales PV dans le monde.

Adrian Timbus

Marc Antoine

ABB Power Systems, Power Generation
Baden (Suisse)
adrian.timbus@ch.abb.com
marc.antoine@ch.abb.com

Luis Dominguez

ABB Corporate Research
Baden-Dättwil (Suisse)
luis.dominguez@ch.abb.com



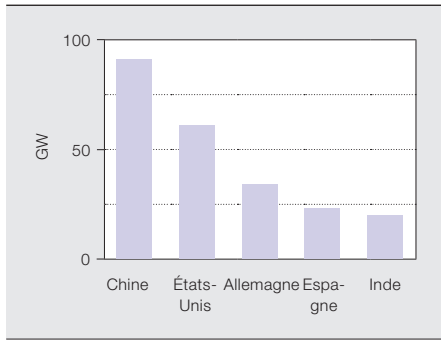
Collectif énergétique

Faciliter l'intégration des énergies renouvelables

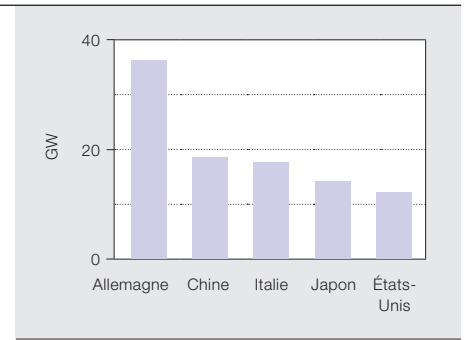
JOCHEN KREUSEL – Voilà plus de dix ans que les énergies renouvelables (EnR), solaire et éolien, font leur chemin dans le système électrique. Naguère perçues comme deux sources primaires d'appoint, que l'on pouvait raccorder aux réseaux traditionnels sans bouleverser l'ordre énergétique établi, ces «nouvelles» EnR se hissent aujourd'hui au premier rang de la production de certains pays. Leur croissance, à la faveur des importantes baisses de coût enregistrées ces dernières années, devrait encore s'accélérer. D'où le constat suivant : l'intégration massive de l'électricité d'origine renouvelable

dans les réseaux existants nécessite un vaste déploiement des systèmes électriques. Par sa dynamique d'évolution, le photovoltaïque (PV) est le premier moteur d'une mutation qui bouscule tous les maillons de la chaîne de valeur électrique. ABB met sa maîtrise des techniques de production d'origine renouvelable, des règles de raccordement au réseau et des pratiques des énergéticiens du monde entier, ainsi qu'une offre complète de produits, de systèmes, de solutions et de prestations de conseil au service des énergies renouvelables.

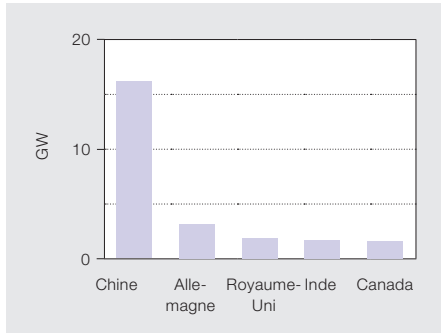
1 Éolien et photovoltaïque : cinq premiers producteurs mondiaux en termes de puissance installée et de nouvelles capacités (2013)



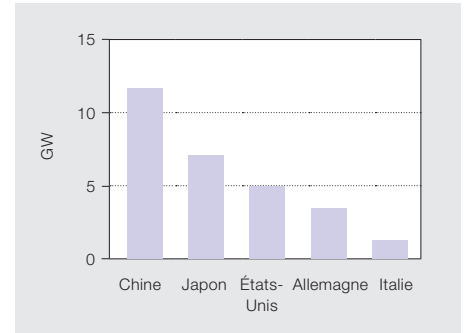
1a Éolien : puissance installée



1b PV : puissance installée



1c Éolien : nouvelles capacités



1d PV : nouvelles capacités

Sources pour l'éolien : Bundesverband Windenergie e. V. (Allemagne) ; PV : IEA-PVPS, IDAE, PV News, BSW, IWR

Depuis la fin du XX^e siècle, un nombre croissant de pays promeut le recours à l'éolien et au solaire pour subvenir aux besoins énergétiques de la planète. Le Danemark est un pionnier : depuis 2011, les EnR (d'origine éolienne pour les trois-quarts) couvrent plus de 40 % de sa consommation d'électricité. L'Allemagne, premier grand pays industriel à avoir misé sur les renouvelables pour transformer sa production et ses usages énergétiques, est également une figure de proue du secteur.

Les graphiques → 1 donnent le classement 2013 des cinq champions mondiaux de la production éolienne et PV (puissance installée et nouvelles capacités). Toutes les régions du monde sont engagées dans cette transition énergétique et certains de ses précurseurs, reconnaissables par l'importance de leurs parcs, sont désormais rejoints par d'autres pays. De nos jours, le marché des EnR est une réalité planétaire dont l'essor ne dépend plus des mécanismes de soutien de chacun.

Photo p. 43

L'exploitation massive des énergies renouvelables pose un défi sans précédent à la fiabilité de l'approvisionnement électrique. L'offre globale de produits et solutions ABB pour l'éolien et le solaire permet de relever ce défi.

Le premier moteur de développement est le photovoltaïque qui, après la chute des coûts qui a marqué la fin de la précédente décennie, a parfois atteint, voire dépassé le seuil de compétitivité ou « parité énergétique » (1 kWh solaire = 1 kWh non renouvelable) sur les réseaux basse tension (BT). La figure → 2 retrace cette évolution, en Allemagne. Le photovoltaïque est donc aujourd'hui rentable pour couvrir les besoins des ménages, à condition que le tarif d'utilisation du réseau de distribution reflète le coût de base de l'énergie. Le photovoltaïque peut alors s'affranchir des subventions directes pour un grand nombre d'usages, pour autant qu'il réduise la consommation du propriétaire de l'installation.

Caractéristiques de la production

Les nouvelles EnR présentent trois grandes caractéristiques qui modifient en profondeur le système électrique.

Une production décentralisée

Loin du modèle traditionnel des « centrales » qui privilégie, pour des raisons économiques et techniques, un équilibre régional de l'offre et de la demande, le développement de la production d'origine renouvelable est surtout guidé par des ressources éoliennes et hydrauliques

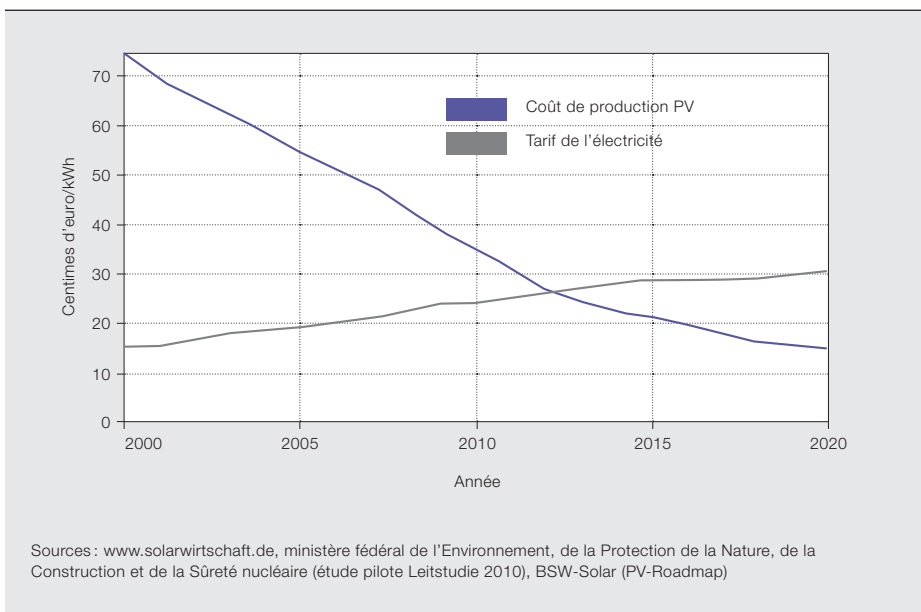
Décentralisée, diffuse et intermittente : trois caractéristiques de la production d'énergie renouvelable qui affectent tous les maillons de la chaîne électrique.

extrêmement localisées, qui peuvent constituer de gigantesques unités ou groupes de production.

Une production diffuse

Cette caractéristique est propre au foisonnement du photovoltaïque et de la production combinée de chaleur et d'électricité, ou « cogénération ». Dans le photovoltaïque, cette évolution s'explique

2 Évolution des coûts de production PV et du prix de l'électricité domestique en Allemagne



La part croissante des EnR influe sur l'exploitation des centrales classiques.

avant tout par les relativement faibles économies d'échelle que procure cette EnR, en termes de coût et de performance économique, par rapport au tarif de l'électricité domestique BT; en cogénération, elle répond à l'impératif de rapprocher la production de chaleur du consommateur.

Les installations PV de très petite taille en particulier font qu'une part considérable de la production est assurée par un essaimage de micro-unités alimentant les réseaux de distribution.

Une production intermittente

L'intermittence de l'éolien et du solaire introduit dans le système électrique des fluctuations rapides de forte amplitude qui, surtout pour l'éolien, sont difficilement prévisibles.

Ces trois caractéristiques influent sur tous les échelons de la fourniture et de la consommation d'électricité, y compris les nouveaux usages qui sont autant de leviers d'action propices au changement → 3.

Impacts sur la production classique

La part croissante des EnR a des conséquences sur l'exploitation des centrales classiques. Le recours de plus en plus fréquent aux centrales « de base », fonctionnant en mode suivi de charge avec de forts gradients de puissance, pose un grand défi technologique. L'exemple de l'Allemagne a fait l'objet d'une étude

minutieuse [1] dont il ressort que le parc de production classique devrait dès 2015 connaître des gradients horaires de 15 gigawatts.

Autre facteur d'influence: l'éolien et le solaire n'ayant pas de coûts variables puisqu'ils sont soumis à un tarif d'achat fixe, ils ont toujours la « préséance économique » sur le diagramme de charge (*merit order*) qui classe les moyens de production par coût variable croissant. Ils sont donc appelés en priorité, repoussant la production classique hors du marché. Il en résulte une diminution du taux d'utilisation des centrales traditionnelles et, partant, une plus grande difficulté à couvrir leurs coûts fixes.

Dès lors, il n'y a plus d'intérêt économique à construire et à exploiter ces centrales. Néanmoins, elles restent indispensables pour pallier les périodes de faible production renouvelable et réguler le système électrique. Pour résoudre ce dilemme, il est aujourd'hui question de réorganiser le marché de l'électricité; ABB participe activement aux débats, contribuant à la modernisation du système électrique.

Transport

La production décentralisée d'électricité (PDE) accroît les besoins capacitaires de transport et en accentue les contraintes, du fait de son intermittence et surtout du faible nombre d'heures de fonctionnement à pleine charge des EnR. Le déploie-

La multiplication des conditions d'exploitation dans les réseaux de distribution accroît le besoin d'informations.

3 Effets des principaux moteurs de changement sur les différents maillons de la chaîne de valeur électrique

Moteur de changement	Activité concernée				
	Production classique	Transport	Distribution	Exploitation du système	Application
Production décentralisée		- Grand transport - FACTS¹ - Réseau superposé/ CCHT		- Stabilisation FACTS	
Production diffuse			- Automatisation - Régulation de tension	- Communication - Conduite - Centrales virtuelles	
Production intermittente	- Charge partielle - Flexibilité	- Nivellement entre régions - Réseau superposé/ CCHT - Stockage massif	- Stockage diffus	- Gestion de la charge - Centrales virtuelles - PMU/WAMS²	- Stockage (intégré à l'application) - MDE
Nouveaux usages (électromobilité, p. ex.)			- Infrastructure de recharge	- MDE³	

¹ FACTS Systèmes flexibles de transport en courant alternatif
² PMU/WAMS Mesure de phaseurs/Surveillance de réseau étendu
³ MDE Maîtrise de la demande d'électricité

ment des interconnexions est le moyen le plus économique d'ajuster cette production fluctuante à la demande [2].

L'intérêt de la solution, du point de vue de l'intégration massive des EnR dans le système électrique, est illustré par l'exemple de l'extension des interconnexions entre l'Europe, l'Afrique du Nord et le Moyen-Orient [3].

Le graphique → 4 compare le coût moyen d'un mégawattheure (MWh) supplémentaire d'origine renouvelable, d'un côté produit en Europe (sous réserve de tenir les objectifs des politiques énergétiques européennes et de réduire encore les coûts des centrales), de l'autre importé d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient (MENA). L'avantage économique, même en tenant compte du surcoût des capacités de transit supplémentaires, va clairement à la région MENA qui dispose de bien plus d'implantations idéalement situées qu'en Europe. Il bénéficie directement aux exploitants des centrales et ne nécessite aucun soutien particulier, si ce n'est un cadre contractuel fiable. L'autre intérêt économique repose sur un meilleur équilibre entre l'offre d'EnR et la demande, qui résulte de la complémentarité des variations saisonnières de l'éolien et de la consommation en Europe et au Sud de la Méditerranée. La réduction des

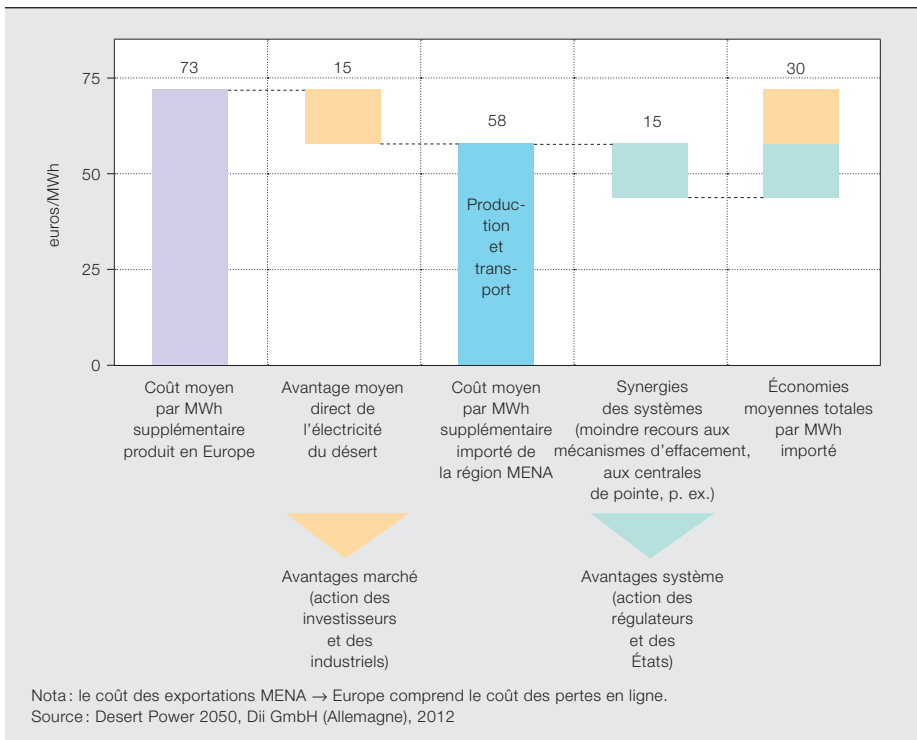
coûts doit être prise en compte dans l'organisation du marché.

Les systèmes de transport nécessaires à cette « boucle électrique euro-méditerranéenne » seront vraisemblablement différents de ceux du passé. Au vu des longues distances et des fréquentes variations de transit de puissance provoquées par les pics d'injection de la production renouvelable, il semble judicieux de superposer aux couloirs énergétiques existants des liaisons à courant continu (CCHT). Le disjoncteur CCHT d'ABB en est un composant clé [4].

Distribution

L'accroissement de la PDE a de multiples effets sur la distribution. Dans bien des cas, il nécessite un renforcement des réseaux. Cet objectif pose un premier problème, en particulier dans les zones rurales où les lignes sont relativement longues : la tenue de la tension. La raison n'en est pas la charge unique pour laquelle le réseau été conçu mais la multitude de conditions d'exploitation entre les injections et soutirages de puissance successifs, qui fait que la solution traditionnelle (réglage manuel du rapport du transformateur de distribution local) ne suffit plus → 5. Dans pareils cas, il est possible de différer, voire d'éviter totalement le renforcement souvent dispen-

4 Réduction des coûts des EnR par l'intégration des systèmes électriques de l'Europe et de l'Afrique du Nord et du Moyen-Orient (MENA)



Le développement des interconnexions est le moyen le plus économique d'ajuster la production intermittente à la consommation.

L'intermittence de la production d'origine renouvelable accentue l'importance de la maîtrise de la demande électrique sur le court terme.

dieux du réseau avec un régulateur de tension [6], par exemple un transformateur commandé en tension [5].

Cette multiplication des schémas d'exploitation accroît le besoin d'informations. Il faut pour cela automatiser, au moins partiellement, les postes de distribution jusque-là surveillés ou télécommandés *a minima*. La PDE et l'électromobilité croissante des usagers entraîneront dans certains cas un déficit de capacités. Mesure et conduite seront alors impératives ; sachant qu'aucun système technique, instrumentation comprise, n'est à l'abri d'une défaillance, la solution sera de transposer les méthodes bien rodées des réseaux de transport

(estimation d'état, par exemple) au niveau de la distribution et des systèmes de distribution secondaire.

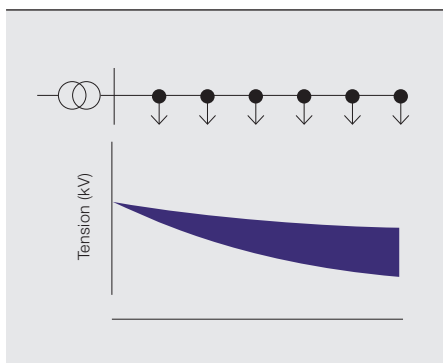
Si le réseau est incapable d'offrir des capacités suffisantes pour parer à toutes les situations, sa congestion éventuelle doit être détectée et résolue de manière proactive. La tâche n'est pas nouvelle dans le secteur électrique ; c'est même une pratique courante dans la coordination entre (grandes) centrales et gestionnaires de réseau. Il faut donc des solutions amplement standardisées et automatisées. Un premier exemple d'exploitation prédictive de la distribution, qui tient également compte des exigences du marché ouvert, a été développé et mis en service avec succès dans le cadre du projet pilote MeRegio (Bade-Wurtemberg) du programme allemand E-Energy [7].

Consommation

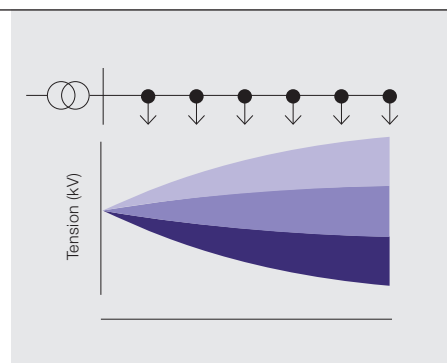
L'intermittence intrinsèque de la production renouvelable accentue l'importance de la maîtrise de la demande d'électricité (MDE) dynamique. Des mesures de gestion active et optimisée de la consommation, en particulier celles impliquant des charges équipées de dispositifs de stockage, peuvent y contribuer. Le tableau → 6 récapitule les exigences liées à l'équilibrage offre-demande suivant

Une démarche globale tenant compte de la fourniture à la fois d'électricité, de chaleur et de froid est essentielle pour tirer parti de la souplesse d'ajustement de la MDE.

5 Schémas d'évolution du soutien de la tension dans les réseaux de distribution avec l'augmentation de la production décentralisée



5a Hier, distribution seule : la tension décroît le long des lignes BT, sa plage de variation pouvant être garantie par un réglage fixe du transformateur de distribution.



5b Aujourd'hui et demain, distribution + injection EnR : la plage de variation de la tension s'élargit en bout de ligne, nécessitant éventuellement des réglages en charge.

différents horizons temporels, ainsi que les solutions employées aujourd'hui et celles envisagées demain. On constate que la MDE peut beaucoup peser dans la balance, surtout dans la période cruciale des 15 minutes qui suffisent à faire démarrer et monter rapidement en puissance les centrales pour combler un brusque déficit de production. Sa contribution, dans ce très court laps de temps où la masse tournante des centrales a un effet stabilisateur, dépend de la capacité de la charge à réagir en autonome aux déséquilibres production-consommation. Au-delà, la MDE ne vaut que pour certaines applications.

La MDE est surtout adaptée au chauffage et à la climatisation dans la mesure où, la plupart du temps, le stockage thermique de l'énergie peut être mis en œuvre à peu de frais. Par conséquent, une démarche globale tenant compte de la fourniture non seulement d'électricité, mais aussi de chaleur et de froid est essentielle pour exploiter la souplesse d'ajustement de la demande.

Stockage

Le stockage est un autre élément clé de l'intégration des EnR. La variété des applications et des solutions disponibles en fait un sujet très complexe, qui mérite un article à part dans ce numéro d'ABB review (→ p. 27).

Feuille de route énergétique

Le passage d'une électricité produite par des groupes thermiques à une électricité en grande partie d'origine renouvelable a des répercussions techniques sur tous les niveaux de l'approvisionnement et de la consommation, qui bousculeront la conception des systèmes.

La production classique du futur nécessitera des centrales exploitées à l'optimum économique, même à faible charge et dans des conditions de fluctuations fréquentes et rapides. Les réseaux de transport devront acheminer sur de plus longues distances des flux de puissance très variables. L'intermittence des nouvelles EnR peut être compensée par de vastes interconnexions comme celles

Le passage d'une électricité produite par des centrales à une électricité en grande partie d'origine renouvelable bousculera la conception des systèmes.

envisagées pour constituer l'anneau électrique méditerranéen (Europe, Afrique du Nord et Moyen-Orient), dans le cadre du projet Desertec.

L'intégration de la PDE dans les réseaux de distribution aura d'importantes retombées, tant quantitatives que qualitatives. Tout d'abord, il faudra impérativement accroître la capacité des réseaux.

6 Exigences d'équilibrage production-consommation classées par solutions et échéance de disponibilité

Échéance	Tâche	Solutions actuelles	Solutions futures
<30 s	Réserve-seconde, équilibrage des variations à court terme	- Masse tournante des centrales	- Stockage sur batteries - Contribution éventuelle des EnR et de la gestion de charge
<15 min	Réserve-minute, équilibrage des variations à court terme	- Centrales hydroélectriques - Centrales du réseau - Démarrage rapide des centrales	- Gestion de charge - Stockage sur batteries
1-3 jours	Équilibrage des variations diurnes de la charge résiduelle	- STEP ¹ - Centrales à flamme	- STEP - Gestion de charge (certaines applications)
Semaines-mois	Équilibrage des variations annuelles de la charge résiduelle	- Centrales à flamme - Réservoir d'eau (apport naturel)	- Réservoir d'eau (apport naturel) - Extension des interconnexions

¹ STEP Station de transfert d'énergie par pompage

En effet, les soutirages et injections de puissance multiplieront les schémas d'exploitation, lesquels nécessiteront souvent une surveillance et une régulation accrues de la tension. Ensuite, plus rien ne justifiera de concevoir des réseaux de distribution destinés à faire face à des situations exceptionnelles, compte tenu, d'une part, du faible nombre d'heures de fonctionnement des centrales solaires à pleine puissance et, d'autre part, de l'électromobilité. Surveillance et conduite s'imposeront jusqu'au niveau de la distribution secondaire.

L'équilibrage production-consommation sera plus délicat dans des systèmes fondés sur un approvisionnement en énergie primaire très fluctuant et non stockable. Outre l'accumulation d'énergie par pompage, technologie éprouvée mais dépendante de la géographie et de la topographie, le stockage sur batteries peut contribuer sur le court terme à de multiples services de réseau, comme la stabilisation de la fréquence et l'écèlement des pointes. À long terme, principalement pour compenser les variations saisonnières, les limites du système seront probablement repoussées par le développement des interconnexions ou du couplage avec d'autres ressources énergétiques (gaz et chaleur, par exemple).

Les évolutions les plus marquantes dans la gestion du système seront l'insertion d'une multitude d'unités diffuses, tant du côté production que du côté consommation, et un réglage de fréquence mobilisant de moins en moins de masses tournantes pour stabiliser le réseau.

Les enjeux majeurs du développement nécessaire des systèmes sont d'ordre organisationnel, avec la coordination des mesures requises à tous les niveaux de la chaîne électrique, et d'ordre technique, avec la mise au point d'un stockage adapté, l'exploitation sans masses tournantes et l'intégration de quantité de productions décentralisées dans la gestion du système global. Résolument engagé sur la voie de l'innovation, ABB continue de promouvoir la croissance des EnR, ferments du nouveau paysage énergétique.

Les évolutions marquantes dans la gestion du système seront l'intégration d'un très grand nombre d'unités décentralisées, tant du côté production que du côté consommation.

Jochen Kreusel

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

Bibliographie

- [1] VDE/ETG, *Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke*, The Power Engineering Society (ETG) in the Association for Electrical, Electronic & Information Technologies (VDE), VDE-Verlag, Francfort (Allemagne), 2012.
- [2] VDE/ETG, *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger*, The Power Engineering Society (ETG) in the Association for Electrical, Electronic & Information Technologies (VDE), VDE-Verlag, Francfort (Allemagne), 2008.
- [3] Zickfeld, F., Wieland, A., *Desert Power 2050, Agir maintenant pour l'énergie de demain*, Dii GmbH, Munich (Allemagne), 2012.
- [4] Häfner, J., Jacobson, B., « Proactive Hybrid HVDC Breakers – A key innovation for reliable HVDC grids », *CIGRE International Symposium on the Electric Power System of the Future*, Bologne (Italie), 2011.
- [5] *Smart-R-Trafo – voltage regulation solution for distribution transformers*, brochure ABB, [en ligne], disponible sur : https://library.e.abb.com/public/c4fccc05930845de8a59a10286eb710c/Smart-R-Trafo_v3_clean.pdf?file-name=Smart-R-Trafo_v3_clean.pdf, 2013.
- [6] Hammerschmidt, T., *et al.*, « Innovative concepts for efficient electrical distribution grids », *CIGRE 2011*, communication n° 0447, Francfort (Allemagne), 2011.
- [7] Franke, C., *et al.*, « On the necessary information exchange and coordination in distribution smart grids – Experience from the MeRegio pilot », *CIGRE International Symposium on the Electric Power System of the Future*, Bologne (Italie), 2011.



Pomper au fil du soleil

ABB présente son variateur pour le pompage solaire

FILIPPO PAGANI – Nul n'ignore que la consommation mondiale d'eau et d'énergie continue d'augmenter à un rythme impressionnant. Mais sait-on que la moitié de l'énergie consommée sert à faire fonctionner des pompes ? L'agriculture étant étroitement dépendante de l'irrigation, donc du pompage de l'eau, rien d'étonnant à ce que ce secteur absorbe à lui seul une telle quantité d'énergie. Or, dans de nombreuses régions

du monde, brancher une pompe sur le réseau électrique n'est pas toujours économique ou fiable. C'est pourquoi ABB a développé une solution innovante de pompage d'eau fonctionnant à l'énergie solaire. Elle met en œuvre un variateur de vitesse qui optimise le rendement de conversion de puissance grâce à une fonction *MPPT* (*maximum power point tracking*).



1a ACS355



1b ACSM1

Le pompage solaire est de plus en plus utilisé dans des applications aussi diverses que la distribution d'eau, l'arrosage de jardins publics et de sites touristiques, la pisciculture, l'agriculture et la sylviculture, le traitement des eaux usées, etc.

Dans certains pays, de nombreuses exploitations agricoles de petite et moyenne taille ne sont pas raccordées au réseau électrique ou ne sont alimentées que quelques heures par jour. Souvent, les agriculteurs n'ont d'autre choix que de faire tourner les pompes d'irrigation au moyen de groupes diesel, solution très coûteuse surtout en pleine saison quand les besoins croissants en eau font grimper le prix des carburants. Aujourd'hui, l'énergie solaire joue un rôle important dans l'irrigation agricole mondiale.

Variateur pour pompe solaire

En 2011, ABB développe une solution associant des variateurs à des panneaux solaires et une fonction MPPT. Les pompes à eau des exploitations agricoles, par exemple, peuvent débiter à

leur maximum tout au long de la journée. Contrairement aux pompes à moteur diesel, la solution ABB respecte l'environnement, allonge la durée de vie des équipements et réduit les coûts de maintenance. Elle n'est pas dépendante du réseau électrique et ne produit aucun rejet polluant ni bruit.

La plage de puissance des variateurs ABB pour pompes solaires a récemment

générateur électrique, est raccordé aux bornes courant continu (CC) d'un variateur ACS355 ou ACSM1 → 1 qui alimente le moteur d'entraînement de la pompe → 2.

Exploiter au maximum l'énergie solaire

Les variateurs ABB alimentent en continu les moteurs, même en cas de forte variation du rayonnement solaire, grâce à l'algorithme MPPT.

Cette fonction intégrée est également un facteur important de fiabilité des équipements installés sur des sites éloignés où leur maintenance doit être minimale. Les utilisateurs peuvent surveiller la pompe à distance de n'importe où. Des fonctions spéciales comme

Dans certains pays, de nombreuses exploitations agricoles de petite et moyenne taille ne sont pas raccordées au réseau électrique ou ne sont alimentées que quelques heures par jour.

été élargie de 0,37 à 18,5 kW et 45 kW maximum, permettant de les utiliser dans de grosses applications de pompage d'irrigation ou de dessalement solaire.

Le système se compose d'un panneau photovoltaïque (PV), d'un variateur, d'un moteur et d'une pompe. Le panneau PV,

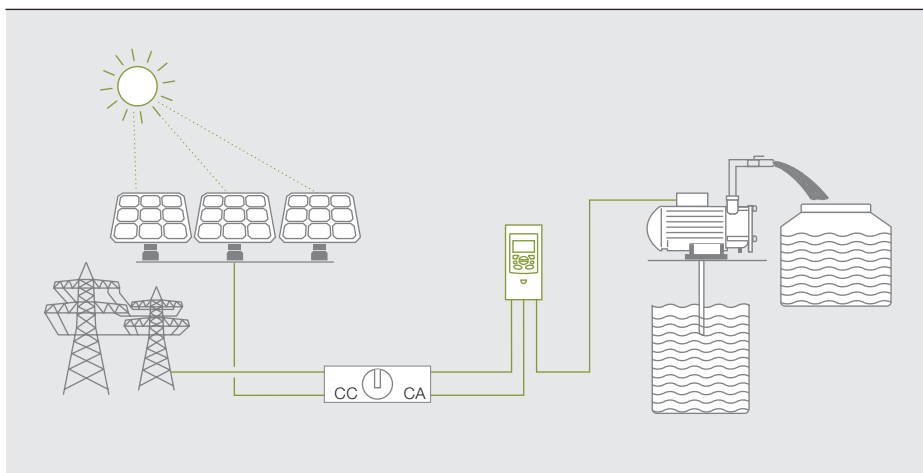
la détection de la marche à vide et le calcul des débits sans retour capteur servent à protéger et à surveiller la station de pompage: le variateur s'arrête automatiquement pour prévenir toute dégradation de l'équipement en cas de marche à vide de la pompe; le calcul des débits donne une mesure directe des

Photo p. 50

Un fournisseur indien de pompes a intégré le variateur ACS355 à sa technologie, rendant ses clients indépendants du réseau électrique et des groupes diesel.

En 2011, ABB développa une solution qui associe des variateurs à des panneaux solaires et une fonction MPPT de maximisation de la conversion du rayonnement solaire.

2 Solution ABB pour le pompage solaire



performances sans consulter les paramètres électriques.

Dès l'aube, lorsque le rayonnement solaire est suffisant pour alimenter le variateur, celui-ci démarre automatiquement le moteur et la pompe. Au coucher du soleil, le variateur arrête le moteur et l'eau n'est plus pompée. Lorsque l'installation est équipée d'un inverseur de source, le variateur peut être alimenté par le réseau électrique, la nuit par exemple ou lorsqu'un débit maximum est nécessaire et que l'énergie solaire disponible est insuffisante.

Des avantages à foison

Le variateur préconfiguré pour les applications de pompage se contente d'un minimum de paramétrages. Il offre de multiples avantages : longue durée de vie des pompes, aucun redémarrage pendant les variations de la tension CC, réarmement automatique sur défaut et démarrage automatique. La solution est également à l'abri de tout ce qui peut dégrader la productivité : délestage de charge, coupures d'électricité, hausse des prix de l'énergie et moteurs brûlés à la suite de fluctuations de tension.

Un certain nombre de composants basse tension ABB comme des relais, des borniers et des contacteurs est également utilisé dans la solution, y compris les disjoncteurs miniatures de la série PV-S conçus spécialement pour couper en toute sécurité les arcs CC dangereux dans les applications PV.

Succès mondial

La solution de pompage solaire ABB rencontre un vif succès en Inde, qui compte déjà plusieurs milliers d'installations. Dans certains États, les pouvoirs publics financent jusqu'à 86 % le coût des pompes solaires dans le cadre d'une politique d'investissement à long terme en faveur de la production agricole et du développement durable.

En Asie, en Amérique du Sud et en Afrique, par exemple, les débouchés pour la solution ABB sont nombreux. Seules 6 % des terres cultivées en Afrique subsaharienne sont actuellement irriguées. Même dans les pays où les énergies renouvelables ne sont pas subventionnées, un certain nombre de moyens de financement (location, achat en commun par des coopératives et micro-crédits) font du pompage solaire une alternative économique pour les petites exploitations agricoles à l'écart du réseau électrique.

Pour une planète assoiffée et énergivore, dont l'environnement ne cesse de se dégrader, le pompage solaire est une solution viable à court et long terme. ABB montre le chemin d'une utilisation croissante des énergies renouvelables dans le monde entier.

Filippo Pagani

ABB Discrete Automation and Motion, Solar Pumps
Sesto San Giovanni (Italie)
filippo.pagani@it.abb.com



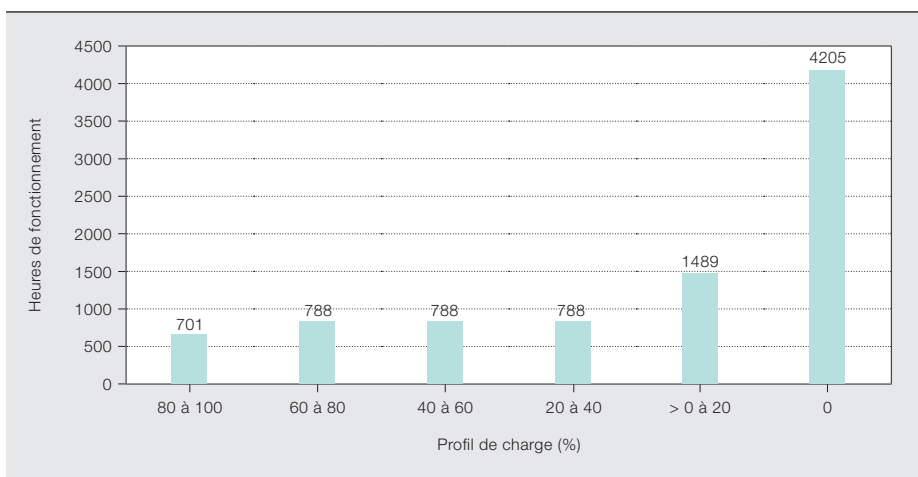
Transformer la mise

Réduire les pertes des transformateurs pour gagner plus

PATRICK ROHAN, TERO KALLIOMAA – Même si les transformateurs affichent un rendement élevé, généralement supérieur à 99 %, leurs pertes énergétiques ne sont pas négligeables à l'échelle de l'industrie, compte tenu de l'importance du parc installé. C'est l'une des raisons pour lesquelles ils sont de plus en plus encadrés par la réglementation sur la performance environnementale. Et ces pertes ont un coût, tout aussi important pour les exploi-

tants : dans une centrale solaire raccordée au réseau électrique, chaque watt perdu est un watt non vendu ! D'autant qu'il faut souvent acheter de l'électricité pendant la nuit pour maintenir l'appareil sous tension. Se pose alors une question évidente : comment réduire les pertes et maximiser le retour sur investissement d'un parc de transformateurs ?

1 Les centrales solaires fonctionnent le plus souvent bien en dessous de leur pleine puissance. Exemple de centrale implantée à 45,3° de latitude nord.



Repérer les pertes

Le rendement d'un transformateur dépend de la puissance débitée par l'onduleur : les pertes en charge du transformateur augmentent avec la charge. Il en va de même des pertes à vide, indépendantes de la charge et présentes tant que le transformateur est sous tension, puisque la magnétisation du noyau en fer consomme de l'énergie.

La directive Écoconception de juillet 2015 définit des règles harmonisées au sein de l'Espace économique européen pour améliorer la performance environnementale des produits énergétiques. Les transformateurs mis sur le marché en font partie ; la directive leur impose de nouvelles caractéristiques constructives pour minimiser les pertes. Cette pression réglementaire oblige les propriétaires et concepteurs de centrales solaires à être de plus en plus attentifs au coût global d'un transformateur. De fait, si le coût d'acquisition d'un transformateur à faibles pertes, conforme aux nouvelles exigences d'écoconception, est légèrement plus élevé que celui d'un transformateur classique, son coût total sur le cycle de vie est en revanche plus faible. Par

Le circuit de collecte d'une centrale solaire, qui intègre les transformateurs, est dimensionné en fonction de la puissance crête de l'onduleur. Or, moyennée sur une année, celle-ci ne dépasse pas en général 20 à 30 % de la valeur crête → 1. L'emplacement géographique et la technologie employée (systèmes de suivi de la course du soleil, par exemple) peuvent faire varier la production d'un site à l'autre. Il est donc essentiel de connaître cette valeur pour permettre aux constructeurs de concevoir des

Le transformateur à faibles pertes, plus coûteux à l'achat mais plus rentable sur le cycle de vie, est un choix judicieux.

Photo p. 53

Malgré leur très bon rendement, les transformateurs, en grand nombre, cumulent des pertes importantes. Comment l'exploitant peut-il réduire ces pertes et tirer le meilleur parti de son investissement ? À l'aide d'un poste moyenne tension équipé d'un transformateur à faibles pertes et d'un appareillage d'interruption.

coût « total », on entend le prix d'achat, les coûts d'installation et de maintenance, etc., mais aussi le manque à gagner imputable aux pertes, lequel sera supérieur à l'investissement initial.

appareils capables de minimiser la principale composante des pertes. Dans le cas des centrales solaires, les pertes à vide représentent une fraction importante des pertes totales en raison de la plus faible puissance moyenne débitée par l'onduleur.

2 Comparaison de deux conceptions de transformateur (prix d'achat donné à titre indicatif)

Caractéristiques du transformateur					
Conception	Puissance (kVA)	Tension (V)	Pertes à vide (W)	Pertes en charge (W)	Prix d'achat (\$)
1) Acier à grains orientés	2500	20 000/400	2782	23 682	21 600
2) Acier à haute perméabilité (Hi-B)	2500	20 000/400	1747	21 861	25 700

3 Comparaison des ventes d'énergie selon le type de transformateur

Ventes d'énergie							
Facteur de charge (%)	Heures de fonctionnement	Transformateur 1			Transformateur 2		
		Ventes (MWh)	Prix du MWh (\$)	Recettes (\$)	Ventes (MWh)	Prix du MWh (\$)	Recettes (\$)
100	701	1733	130	225 349	1735	130	225 609
80	788	1563	130	203 138	1564	130	203 363
60	788	1174	130	152 565	1175	130	152 739
40	788	783	130	101 800	784	130	101 937
20	1489	739	130	96 037	740	130	96 253
0	4205	-12	-65	-760	-7	-65	-477
Total				778 128	779 424		

Comparer les coûts

Pour maximiser le retour sur investissement, les propriétaires de centrales solaires les font fonctionner au plus près de leur capacité tout en s'efforçant de minimiser les pertes dans le circuit de collecte. La décision d'investissement visant à réduire les pertes et à accroître le rendement des transformateurs dépend du retour sur investissement calculé. Comparons, par exemple, deux appareils immergés : le premier, à pertes « normales », utilise un acier à grains orientés, alors que le second est en acier à haute qualité et haute perméabilité (Hi-B), conforme à la nouvelle directive → 2. Le calcul du coût des pertes futures, basé sur le profil de charge → 1, s'appuie sur deux hypothèses :

- Un prix de vente moyen du mégawatt-heure (MWh) de 130 dollars (\$);
- Un prix d'achat moyen du MWh (la nuit) égal à 50 % du prix de vente moyen.

Le tableau → 3 compare les ventes nettes d'énergie des deux types d'appareil : le transformateur en tôles à grains orientés cumule 5960 MWh disponibles à la vente, générant 778 128 \$ de recettes, et le transformateur à faibles pertes en tôles

Hi-B, 5992 MWh, totalisant 779 424 \$. Le gain est donc de 1296 \$ par an. L'exemple vaut pour une centrale de 2,5 mégawatts (MW), les économies étant proportionnelles à la taille de l'installation.

Notons que les ventes d'énergie sont négatives quand l'onduleur ne débite pas : la centrale achète alors de l'électricité au réseau pour maintenir le transformateur et le circuit de collecte sous tension. Ce sont les pertes à vide, ou « pertes fer », caractéristiques d'un transformateur sous tension.

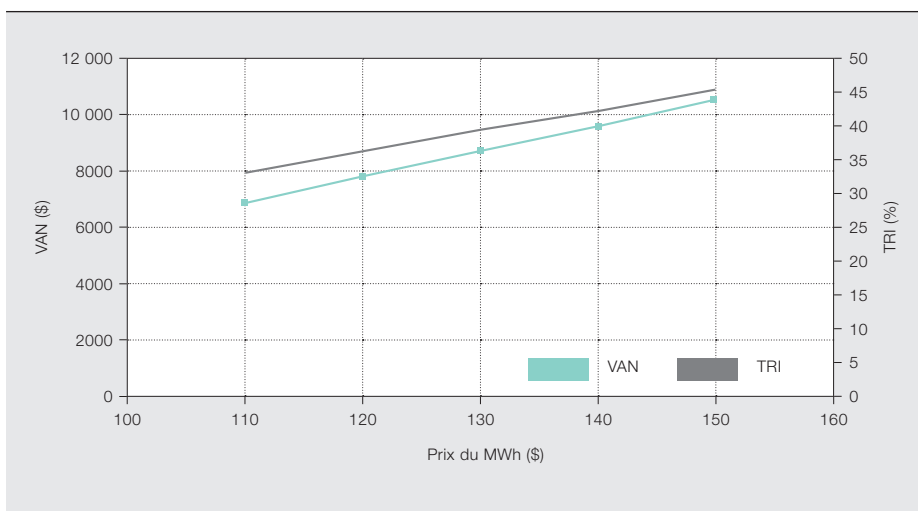
Une fois ces calculs établis, reste à savoir si le surcoût d'un transformateur à faibles pertes se justifie. Pour cela, on tient compte du coût d'achat initial de l'appareil et des recettes annuelles supplémentaires procurées par son meilleur rendement, sur toute sa durée de fonctionnement (estimée à 20 ans).

L'argument financier favorable au transformateur à faibles pertes peut être précisé en calculant la valeur actualisée nette (VAN) et le taux de rendement interne (TRI) de la solution, au taux d'intérêt de 8 %. Le graphique → 4 illustre le TRI et la

Même à vide, un transformateur consomme de l'énergie et accuse des pertes !

En fonction du lieu d'implantation et du coût de l'énergie achetée la nuit, il peut être avantageux de mettre le transformateur hors tension.

4 Sensibilité au tarif d'achat de l'énergie du taux de rendement interne (TRI) et de la valeur actualisée nette (VAN) de l'investissement dans un transformateur à faibles pertes



VAN de l'investissement supplémentaire, suivant différents contrats d'achat de l'énergie : au tarif de 130 \$/MWh, par exemple, correspondent un TRI de 39 % et une VAN de 8726 \$. Résultat : malgré son surcoût, le transformateur à faibles pertes est à coup sûr un bon investissement.

Couper pour économiser

En fonction du lieu d'implantation et du prix de l'énergie la nuit, il peut être

réseau MT à des fins de protection. Selon la taille et l'architecture de la centrale, il est placé à proximité immédiate du transformateur ou à distance, dans un poste de collecte ou de couplage réseau. Pour interrompre le courant, l'appareillage est équipé d'un interrupteur à fusibles ou d'un disjoncteur. Un interrupteur à fusibles à commande motorisée peut effectuer jusqu'à 1000 manœuvres, contre plusieurs milliers pour un disjoncteur.

Des disjoncteurs à commande motorisée et des relais de protection télécommandés autorisent des manœuvres d'ouverture et de fermeture automatiques ou à distance.

avantageux de mettre le transformateur hors tension, à l'aide d'un appareillage d'interruption moyenne tension (MT).

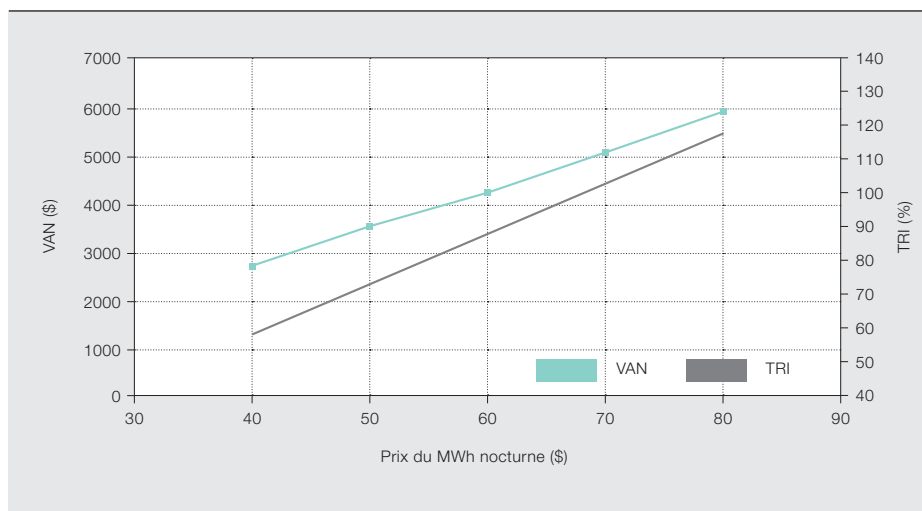
ABB propose une large gamme d'appareillages adaptés aux installations solaires, tels que ses tableaux de distribution secondaire UniSec ou SafeRing/SafePlus, et prête une attention particulière à l'écocompatibilité de ses produits pendant leur fabrication et toute leur durée d'exploitation.

Dans les grandes centrales solaires raccordées au réseau électrique, un appareillage d'interruption est installé entre la sortie de chaque transformateur et le

Les disjoncteurs à commande motorisée et les relais de protection télécommandés permettent des manœuvres d'ouverture et de fermeture automatiques ou à distance pour mettre les transformateurs hors tension. L'in-

vestissement supplémentaire dépend de la conception de la centrale : cela va du simple remplacement des fusibles par des disjoncteurs, à la motorisation des disjoncteurs existants ou à l'ajout de disjoncteurs à commande motorisée. Il peut aussi s'avérer nécessaire de modifier les relais de protection ou de leur adjoindre des équipements de communication pour télécommander le disjoncteur.

Les économies ainsi réalisées dépendent de la durée quotidienne de non-production des panneaux et du nombre de manœuvres mécaniques que peuvent endurer les disjoncteurs. Il va de soi qu'une centrale solaire ne produit pas la



nuits. Sur les 20 ans d'exploitation d'un transformateur, le mettre chaque soir hors tension pour le remettre chaque matin sous tension équivaut à 14 600 manœuvres de disjoncteur. Le problème est que les disjoncteurs d'appareillage secondaire sont généralement limités à 10 000 manœuvres !

Dans les petites centrales de moins de 10 MW, on peut soit remplacer le disjoncteur quand on atteint ce plafond, soit s'efforcer de ne pas le dépasser pendant toute la durée de vie du transformateur. Dans les grandes centrales, où les postes de collecte ou de couplage réseau sont équipés d'un appareillage primaire, il peut être rentable d'investir dans des disjoncteurs à commande motorisée autorisant 30 000 manœuvres. Cette solution est certes plus coûteuse mais elle limite le nombre de disjoncteurs nécessaires puisque l'appareillage primaire est relié à plusieurs postes MT dans l'installation.

Par exemple, il est possible d'équiper un tableau UniSec d'un disjoncteur capable d'effectuer 10 000 manœuvres sous 24 kV maximum. Ce même tableau doté d'un disjoncteur à vide motorisé ne représenterait qu'un surcoût de 600 \$ par rapport à la version non motorisée. Toutefois, les économies d'énergie réalisées en mettant les transformateurs hors tension la nuit atteindraient 580 \$ par an, en supposant un tarif de l'énergie de 65 \$/MWh et une mise hors tension des transformateurs en hiver, où les nuits sont les plus longues et le rayonnement solaire le plus faible. Au total, cela représenterait une économie de 3226 h et de

9 MWh pour le premier transformateur du tableau → 3. Le retour sur l'investissement supplémentaire se chiffrerait par un TRI de 97 % et une VAN de 4750 \$. Le choix de disjoncteurs à commande motorisée serait donc rentable → 5.

Les économies tiennent beaucoup à la configuration de la centrale : si les disjoncteurs sont prévus dès le début, il suffit à l'exploitant d'ajouter une commande motorisée pour mettre les transformateurs hors tension. Dans les sites équipés de plus petits transformateurs et d'interrupteurs-fusibles, le remplacement de ces derniers par un disjoncteur motorisé peut aussi s'avérer un bon investissement, en fonction des coûts de l'énergie.

ABB apporte sa double expertise dans la conception du réseau interne de la centrale et dans la sélection de l'appareillage adéquat pour élaborer une solution optimale du point de vue tant de l'investissement initial que du coût total de possession.

Les économies dépendent beaucoup de la configuration de la centrale : si les disjoncteurs sont prévus dès le début, l'ajout d'une commande motorisée permet de mettre les transformateurs hors tension.

Patrick Rohan

ABB Power Products, Transformers
Waterford (Irlande)
patrick.rohan@ie.abb.com

Tero Kalliomaa

ABB Power Products, Medium Voltage Products
Vaasa (Finlande)
tero.kalliomaa@fi.abb.com

Génération PV

Catalogue de composants basse tension ABB pour la prochaine génération de centrales solaires 1500 VCC

ALLEN AUSTIN, FEDERICO MAI – Le solaire photovoltaïque (PV) est la source d'énergie renouvelable qui connaît la croissance la plus rapide au monde. ABB, fournisseur majeur de la filière, veut couvrir les besoins applicatifs de ce marché en plein essor avec un éventail complet de produits, de systèmes et de solutions. Le Groupe est en avance d'une génération avec sa nouvelle gamme de composants basse tension (BT) conçue pour gérer en toute sécurité des tensions continues de 1500 V. Ces produits à nombre de pôles réduit et lames visibles offrent d'excellentes performances en termes de réduction des pertes de puissance, de dissipation thermique et d'extinction d'arc.

L'énergie solaire PV comptant pour une part toujours plus importante du mix énergétique, la technologie des équipements hors modules PV ne cesse de progresser pour faire baisser le coût de la production d'énergie. Ces dernières années, la filière a fait un formidable bond en avant en passant du 600 V au 1000 V côté continu (CC), niveau de tension aujourd'hui adopté par la majorité des installations PV. Prochaine étape : le 1500 VCC, qui permettrait d'accroître jusqu'à 50 % la production et de diminuer ainsi les pertes du système et les coûts des équipements annexes.

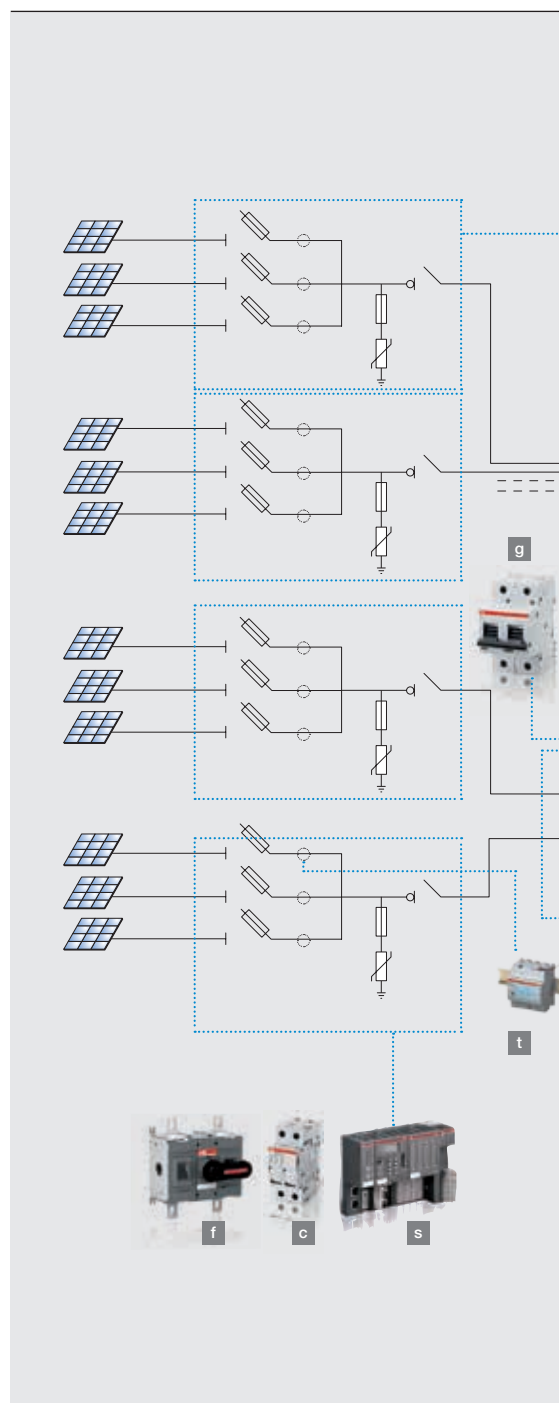
ABB a développé toute une gamme de composants → 1 qui répondent aux besoins évolutifs de la filière : interrupteurs, disjoncteurs en boîtier moulé, contacteurs, parafoudres et capteurs de tension/courant. Certains de ces

composants sont calibrés jusqu'à 3000 A/1500 VCC et portent différents marquages de certification et de normalisation (UL et CEI, entre autres).

Adaptation au marché solaire

Certes, le 1500 VCC est déjà utilisé dans d'autres domaines (ferroviaire, par exemple), mais son adaptation au marché PV pose un certain nombre de défis, surtout liés à la conception des systèmes PV et aux contraintes d'isolation. De plus, les composants pour centrales PV de 1500 VCC doivent pouvoir fonctionner à des températures qui atteignent souvent 70 °C et autoriser une circulation bidirectionnelle du courant.

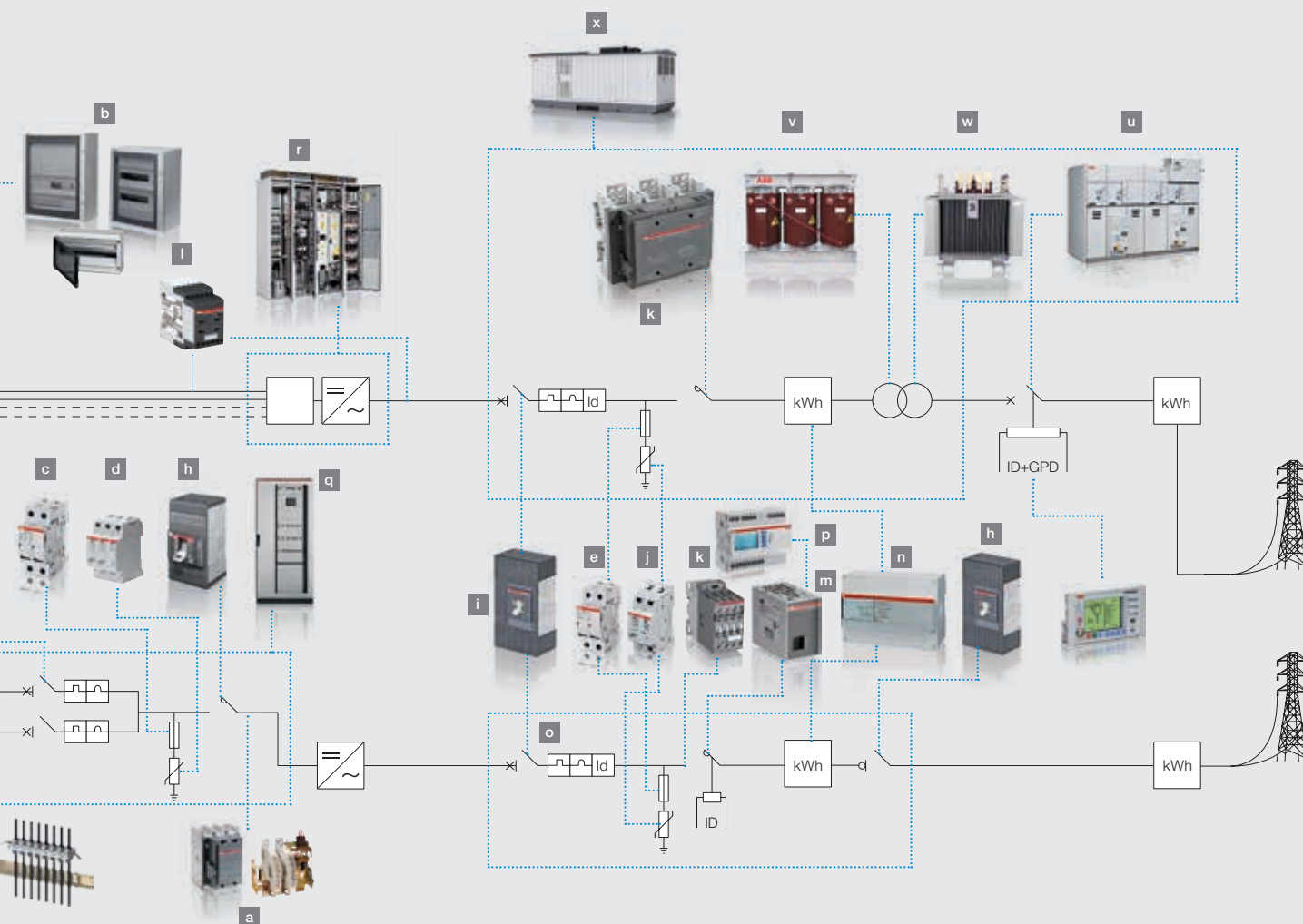
Les nouveaux produits gèrent en toute sécurité cette tension accrue avec de faibles pertes. Ils bénéficient d'un nombre réduit de pôles, de lames visibles, d'une dissipation thermique



intégrée et de technologies d'extinction d'arc dernier cri.

La nouvelle gamme peut également gérer des courants plus élevés (6000 A maxi, selon le modèle), permettant aux coffrets de regroupement et aux onduleurs solaires de convertir plus de puissance. Quelques-uns des nouveaux produits peuvent prendre simultanément en charge deux entrées 1500 VCC.

ABB conforte sa position de grand fournisseur du marché PV en proposant dès aujourd'hui à ses clients des compo-



Produits basse tension

- a - Contacteurs : série GAF, contacteurs sur barreaux IOR
- b - Coffrets pour rangées de modules PV : coffrets IP66 série Gemini coffrets modulaires étanches série Europa
- c - Sectionneurs à fusibles E 90 PV ; fusibles E 9F PV
- d - Parafoudres OVR PV
- e - Sectionneurs à fusibles E 90
- f - Interrupteurs série OTDC
- g - Disjoncteurs miniatures S200 M UC Z
- h - Interrupteurs-sectionneurs Tmax PV

- i - Disjoncteurs en boîtier moulé Tmax
- j - Parafoudres OVR T1/T2
- k - Contacteurs séries A et AF
- l - Dispositifs de mesure d'isolement CM-IWN
- m - Alimentations
- n - Compteurs d'énergie EQ
- o - Blocs de dispositifs de protection contre les courants résiduels DDA 200 B
- p - Contrôleur d'alimentation réseau CM-UFD.M22
- q - Tableaux électriques ArTu

Onduleurs solaires

- r - Onduleurs centraux PVS 800
- s - Portail de télésurveillance

Surveillance des rangées de modules PV (string)

- s - Automate programmable AC500
- t - Système de mesure du courant

Produits moyenne tension

- u - Appareillage secondaire
- v - Transformateurs de type sec
- w - Transformateurs immergés dans l'huile
- x - Poste secondaire compact

sants destinés aux centrales solaires 1500 VCC de prochaine génération au rendement amélioré et aux coûts réduits.

Allen Austin

ABB Low Voltage Products
Houston (Texas, États-Unis)
allen.austin@us.abb.com

Federico Mai

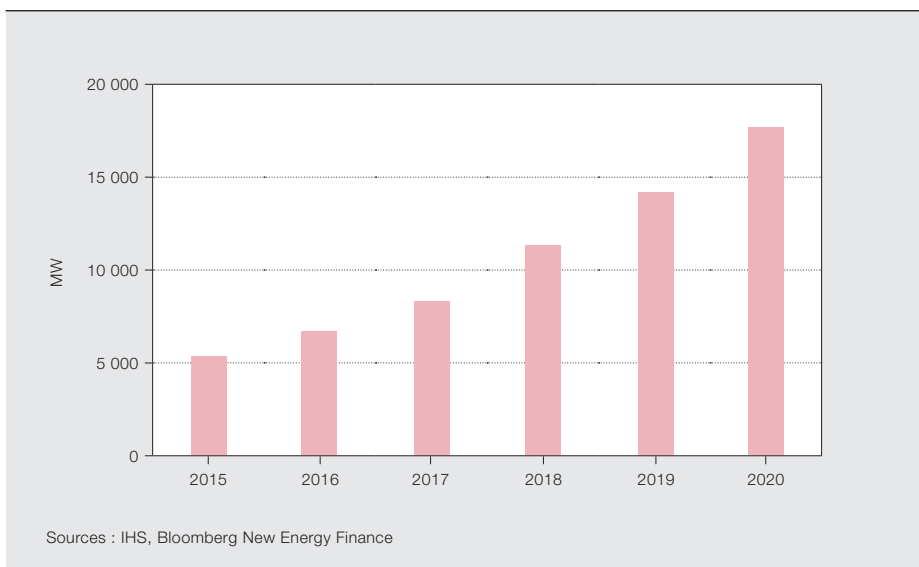
ABB Low Voltage Products
Sesto San Giovanni (Italie)
federico.mai@it.abb.com



Autoproduction

Le photovoltaïque, au faîte de la technologie *Active Site* d'ABB

LEONARDO BOTTI, PHILIP JUNEAU – Le photovoltaïque a connu une transformation rapide, tant au plan des performances que des coûts, qui lui permet d'atteindre aujourd'hui le seuil de compétitivité face aux productions d'électricité traditionnelles. Son installation est désormais viable, sans avoir recours à des subventions et des mécanismes de soutien, qui sont d'ailleurs diminués ou arrêtés dans nombre de pays. Malgré le tarissement de la manne publique, la filière poursuit sa forte croissance. Pour autant, cette transition ne se réduit pas au remplacement d'une source d'énergie par une autre ; elle s'accompagne d'une décentralisation de la production. Les bâtiments tertiaires et industriels qui produisent, consomment et, éventuellement, stockent sur place leur électricité forment de plus en plus des « micro-réseaux » locaux d'énergie. L'enjeu est aujourd'hui de les gérer et de les raccorder au mieux au « macroréseau » national. La technologie *Active Site* d'ABB [1] et son offre fournie de produits dédiés (dont les onduleurs de rangées triphasés en boîtier compact d'extérieur, dotés d'optimiseurs *MPPT*) sont tout désignés pour répondre aux besoins émergents du marché.



Dans les grands pays européens, les aides accordées à la filière photovoltaïque (PV) ne sont plus rentables et sont régulièrement revues à la baisse ; d'autres marchés établis subiront bientôt le même sort. Cette conjoncture ne devrait pourtant pas faire de l'ombre au solaire PV : la chute des coûts de production et la hausse des prix de l'électricité ont fait de cette technologie marginale et sous perfusion une source d'énergie de premier plan et concurrentielle. Au point que les professionnels, mais aussi les particuliers s'équipent aujourd'hui de toits solaires pour réduire leur facture électrique. Consommer sur place sa production tout en ayant la possibilité de revendre l'excédent au réseau ou, au besoin, de s'y approvisionner : tel est le principe de l'autoconsommation qui fait de l'utilisateur

un « prosommateur », à la fois producteur et consommateur de sa propre énergie. À l'heure actuelle, ces installations peuvent être réalisées sans subvention, afficher un taux de rendement interne (TRI) supérieur à 6 % et s'amortir en moins de 10 ans, avec des équipements prévus pour une durée d'exploitation de 20 ans. Ces perspectives sont encore plus encourageantes dans le tertiaire et l'industrie où le TRI peut dépasser 10 % et le temps de retour sur investissement descendre en dessous de 7 ans. Voilà des candidats privilégiés à la technologie Active Site d'ABB qui, par un pilotage fin du microréseau et de son interaction avec le réseau principal, optimise les usages et coûts de l'énergie tout en participant pleinement à la construction du réseau de l'intelligence électrique de demain.

Sur les marchés traditionnels de l'Europe et des États-Unis, par exemple, le modèle de l'autoconsommation semble viable, rentable et pérenne. De nombreuses études prévoient qu'à l'horizon 2020 plus de 20 % des besoins en électricité dans ces pays seront assurés par plus de 60 gigawatts (GW) solaires en toiture, non subventionnés → 1.

Dans ce scénario, qui verra les besoins des clients atteindre un niveau de complexité sans précédent, tous les énergé-

ticiens, opérateurs historiques compris, devront relever le défi de la compétitivité et passer d'une logique de fourniture d'énergie à celle de prestation de ser-

De nos jours, on peut bâtir des installations photovoltaïques sans subvention et afficher un taux de rendement interne de plus de 6 %.

vices énergétiques → 2. De leur aptitude à bien négocier ce virage dépend leur succès commercial.

Cette mutation sera favorisée par

- l'aptitude de la distribution électrique à maîtriser la complexité technologique qui accompagne l'évolution du réseau ;
- l'expertise en management de l'énergie (gestion du réseau, exploitation optimale des outils matériels et logiciels nécessaires) ;
- l'excellence technique, fondée sur l'expérience et le professionnalisme, reconnue par les clients et utilisateurs finaux.

Production décentralisée

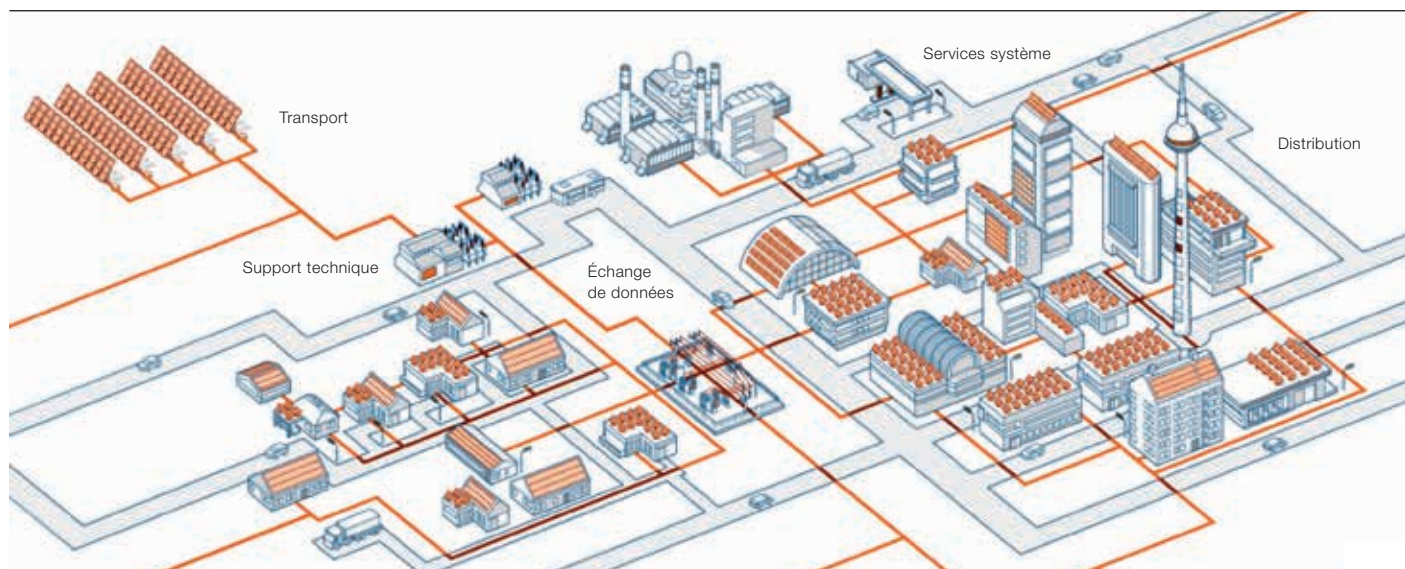
La facture d'électricité pèse lourd sur le budget de fonctionnement d'un logement individuel comme d'un complexe industriel. La capacité à gérer et à piloter la consommation d'énergie est un facteur important de maîtrise des coûts.

Photo p. 60

Hôpitaux, campus, sites industriels... ne sont plus seulement consommateurs mais aussi producteurs d'énergie, comme ici l'usine d'onduleurs solaires ABB d'Helsinki (Finlande). La technologie *Active Site* facilite la gestion et le raccordement de ces « microproductions » locales au grand réseau électrique.

Note

- 1 Acronyme anglais de *maximum power point tracking* : recherche du point de puissance maximale par rapport au flux lumineux pour optimiser le rendement de l'installation.



Une production PV constituée de petites unités modulables raccordées au réseau est cruciale pour décentraliser le système électrique.

Dans le tertiaire ou l'industrie, les courbes de charge sont multiples et propres à chaque bâtiment et chaque usage. En outre, elles dépendent étroitement de variables comme la météo, les profils d'utilisation horaire, etc. Pour gérer cette diversité, les utilisateurs doivent d'abord établir une méthode de mesurage, d'analyse et de définition des besoins et profils de consommation de chaque niveau d'équipement ou d'actif. Cela est possible en regroupant la pléthore de compteurs d'énergie, de capteurs et autres instruments de mesure au sein du système de gestion technique du bâtiment (GTB).

La compilation de ces données peut non seulement fournir un instantané précis des profils de charge, mais aussi aider à anticiper leur évolution. De ces sources détaillées, croisées avec d'autres informations pertinentes sur le site, on peut facilement déduire la meilleure capacité de production locale.

Pour illustrer notre propos, prenons l'exemple d'une petite usine italienne de fabrication de coffrets en plastique → 3, qui s'est dotée de panneaux PV en toiture pour améliorer sa performance énergétique. Une analyse minutieuse de ses besoins en électricité et de ses consommations, chiffrés à plus de 10,6 GWh/an, a permis de dresser le profil journalier du site → 3b.

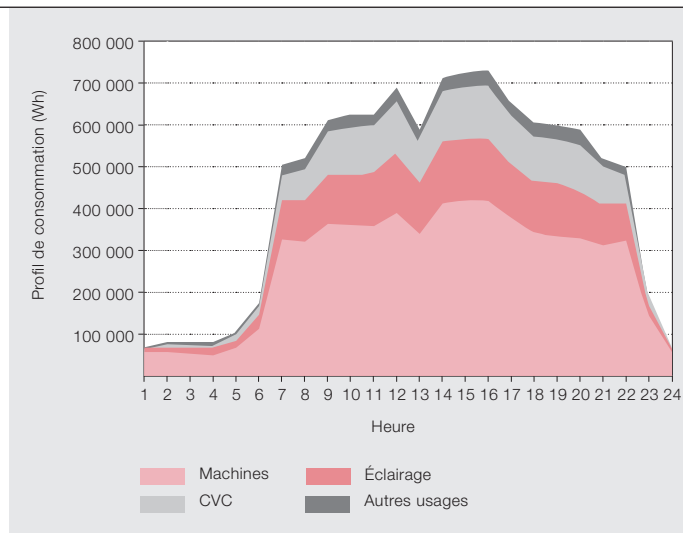
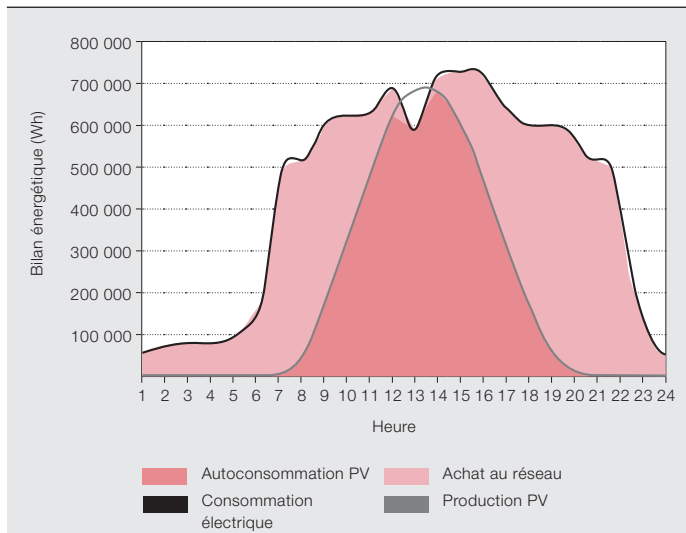
La forme de la courbe reproduit le temps de marche des différentes charges et épouse parfaitement la disponibilité de l'énergie solaire → 3a. Après avoir simulé

et analysé toutes ces variables, ABB en conclut que la solution la plus efficace était une installation PV de 700 kW. Cette solution permet au site de consommer 3,6 GWh par an et, au tarif de 0,156 euro le kilowattheure (toutes taxes comprises), de réaliser plus de 140 000 euros d'économies à l'année, avec un retour sur investissement d'à peine plus de 6 ans et un TRI de 11,5 % : un résultat obtenu avec 24 onduleurs triphasés TRIO-27.6-S2X, un système de surveillance VSN-700-05, des capteurs d'environnement, des disjoncteurs basse tension et des protections auxiliaires.

Agrégation des charges en centrales électriques virtuelles

Une production PV constituée de petites unités modulables couplées au réseau est cruciale pour accomplir une réelle décentralisation du système électrique. Un « site actif » producteur de courant solaire est le meilleur moyen d'y parvenir. Dans certains cas, ces installations peuvent être regroupées en centrales électriques virtuelles pour échanger des données en continu entre microréseaux locaux et macroréseau. Ces centrales fournissent des services système au réseau de transport et de distribution (gestion de la puissance par réserve-minute, par exemple) en combinant charges des équipements électriques en bout de ligne, groupes de secours et production décentralisée. Elles agrègent ainsi la puissance d'une multitude de ressources pour la mettre à disposition du réseau de distribution. Enfin, au moment voulu, elles ordonnent le dis-

3 Exemple d'usine équipée de panneaux photovoltaïques en toiture (Italie)



patching instantané de cette puissance agrégée vers les centrales raccordées, contribuant à la stabilité du réseau.

Les onduleurs de rangées (*string*) triphasés d'ABB, qui équipent aussi bien les sites industriels que les bâtiments tertiaires, sont un maillon essentiel de la transformation de ces sites actifs en centrales virtuelles. Leurs multiples MPPT maximisent la production locale. Pour répondre aux exigences du réseau, les gammes PVI, TRIO et PRO d'ABB assurent un large éventail de fonctions de gestion de la puissance réactive et de maintien de la production en régime perturbé. Couplés au réglage de la tension et de la fréquence, ces produits contribuent amplement à la stabilité du réseau.

Du point de vue de l'énergéticien, nombreux sont les avantages des centrales virtuelles :

- Elles permettent d'écarter les pics de consommation électrique, stabilisant d'autant la production avec, à la clé, d'importantes économies puisque l'on évite les surcoûts nécessaires à la gestion de la pointe sur de courtes périodes ;
- Elles limitent le besoin de systèmes de secours, du fait de la baisse de la demande et du meilleur pilotage des flux d'énergie ; d'où la possibilité de fermer des centrales traditionnelles (réduction des dépenses d'investissement) ;
- Elles évitent de remplacer les centrales vétustes ou déclassées par de nouveaux groupes de production : un

argument décisif pour les nombreux pays qui n'ont pas d'autres choix que d'investir massivement dans les infrastructures ;

- Elles diminuent les dépenses dans les réseaux existants en tirant parti de l'Internet des objets et de ses applications sur tablettes et mobiles qui affranchissent des lourdeurs administratives ;
- Elles offrent de remarquables capacités de diagnostic temps réel en cas de défaut et permettent d'intervenir en préemptif, allégeant le budget de maintenance (réduction des coûts d'exploitation).

Communications

L'optimisation de l'autoconsommation d'un site permet de tirer le meilleur parti de l'électricité PV. Encore faut-il que les différents participants au système électrique décentralisé (producteurs, charges et réseau) puissent dialoguer en continu et de manière fiable. L'architecture Active Site d'ABB s'appuie sur de multiples protocoles de communication pour garantir l'analyse et la gestion de toutes les données entrantes par le système de conduite du site.

Cette communication relie les charges, interrupteurs, capteurs, compteurs et générateurs PV. Les algorithmes et schémas d'exploitation fournis par les gestionnaires de réseau équilibrent le bilan énergétique du site afin de minimiser les pertes et de compenser les fluctuations du réseau. Les onduleurs solaires ABB peuvent échanger sous divers proto-

coles (Modbus, TCP/IP, RS 485, etc.) et par l'intermédiaire de passerelles ouvertes. Ils s'intègrent totalement à la GTB et dialoguent en permanence avec le système de management de l'énergie du site actif.

Le photovoltaïque est au cœur de l'offre Active Site d'ABB. Couplé aux solutions de stockage et de GTB d'une entreprise, il se pose en levier de l'indépendance énergétique et du développement durable.

Leonardo Botti

ABB Discrete Automation and Motion,
Power Conversion
Terranuova Bracciolini (Italie)
leonardo.botti@it.abb.com

Philip Juneau

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

Bibliographie

- [1] Juneau, P., Dirk, J., « Choc de connectivité : la démarche *Active Site* d'ABB optimise le couplage entre microréseaux et grand réseau électrique », *ABB review*, 4/14, p. 34–39.

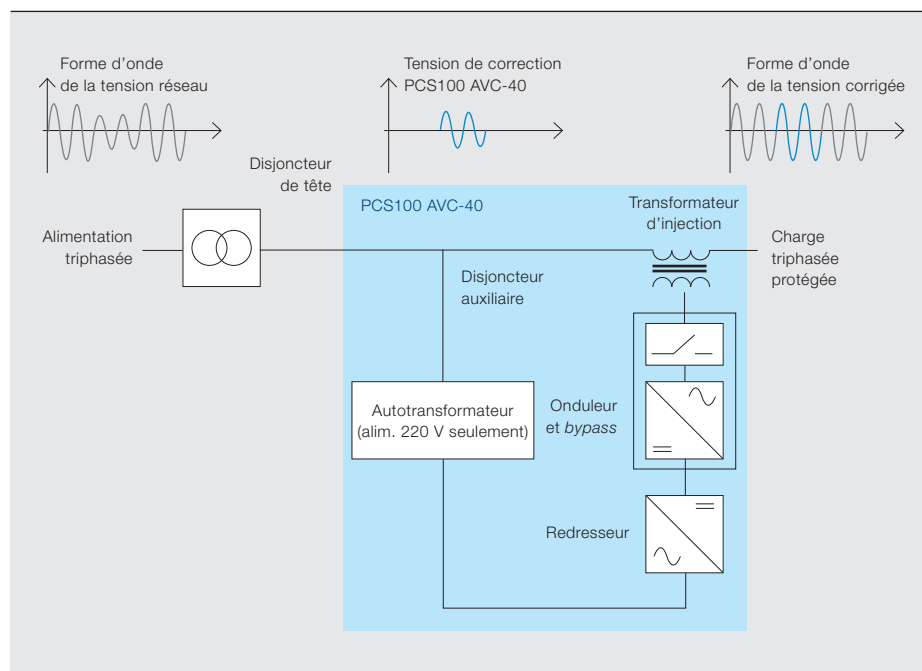


Portes ouvertes

À chaque conditionneur actif de tension PCS100 AVC d'ABB, ses applications

DARIO ROZMAN – Même équipés de réseaux électriques modernes, les pays développés ne sont pas à l'abri des problèmes de tension. Certes, les coupures se font rares mais les perturbations occasionnées par des phénomènes météorologiques, des imperfections du réseau ou des ruptures de câble sont toujours d'actualité. D'autant que l'automatisation croissante des procédés industriels augmente leur vulnérabilité aux défauts d'alimentation. Les microcoupures, d'une durée inférieure à quelques périodes, peuvent se solder par l'arrêt inopiné du process

et des préjudices technico-économiques (défauts de fabrication, pertes d'exploitation, manque à produire). Dans les pays en développement ou les régions mal desservies, le principal coupable est un mauvais réglage de la tension. Sans tension correcte, il n'y a pas de fonctionnement fiable des procédés et des machines; une tension faible ou déséquilibrée peut en effet provoquer un échauffement des moteurs triphasés, aux conséquences redoutables. Les PCS100 AVC (*Active Voltage Conditioner*) d'ABB préservent les industriels de ces défauts et les aident à tirer le meilleur de leur outil de production.



D e nos jours, les usines sont souvent regroupées dans des technoparcs ou des zones industrielles. Dans ce « circuit fermé », il suffit qu'un utilisateur commute des charges de forte puissance (un gros moteur, par exemple) pour qu'un creux ou des fluctuations de tension se propagent dans toutes les installations voisines raccordées à la même source. Les intempéries ou des défauts sur d'autres sections du réseau public de distribution sont également à l'origine de chutes de tension bien en dessous de la valeur de référence, plusieurs cycles durant.

Ces variations de tension peuvent entraîner l'arrêt des équipements de production sensibles. Or la remise en route d'une chaîne est une opération complexe qui coûte très cher à l'industriel ; la détérioration du matériel alourdit encore la note. Qui plus est, l'appareil productif peut être largement tributaire d'une alimentation électrique stable pour livrer en bout de chaîne un produit de qualité.

Les entreprises exposées à ces risques ont donc tout intérêt à investir dans un équipement qui garantisse une alimentation électrique stabilisée et de qualité

Le PCS100 AVC n'a pas besoin d'un stockage d'énergie sur batteries puisqu'il soutire au réseau le courant nécessaire à la tension de correction. Ainsi affranchi

des coûts de maintenance inhérents aux batteries, il affiche un coût global de possession très faible.

Le PCS100 AVC-40 corrige en quelques millisecondes creux et surtensions jusqu'à 40 % de la valeur de référence.

Autre atout : un circuit « *bypass* » intégré qui, en cas de

irrécusable : le conditionneur actif de tension PCS100 AVC d'ABB.

défaillance du PCS AVC, assure la continuité de l'alimentation de la charge par le réseau.

Désensibilisation

Parmi les nombreuses protections électriques ABB, le PCS100 AVC, spécialement conçu pour l'industrie et le grand tertiaire, se distingue par sa réponse instantanée aux creux et aux surtensions, et sa remarquable aptitude à corriger les déséquilibres et à supprimer les fluctuations rapides ou « papillotement » (*flicker*).

Il comporte deux étages de conversion situés en dehors du trajet du courant entre la charge et le réseau ; c'est en fait un enroulement de transformateur, intercalé entre le réseau et la charge sensible → 1, 3, qui injecte la tension de correction. Une configuration qui s'avère très efficace !

Conçu pour des applications de 150 kVA à 3,6 MVA, le PCS100 AVC se loge dans une armoire basse tension → 2. Ses points forts sont une régulation directe précise de la tension, une plate-forme de conversion éprouvée et fiable, un logiciel de commande pointu et un rendement de 99 %. La gamme PCS100 AVC d'ABB se décline en deux produits destinés à différents usages :

- Le PCS100 AVC-40 s'adresse aux industriels disposant d'un réseau stable mais vulnérable aux creux de tension d'origine externe (perturbations météorologiques, par exemple) ;
- Le PCS100 AVC-20 corrige en continu la tension des réseaux fragiles et instables.

Photo p. 64

En corrigeant les creux et fluctuations de tension, le PCS100 AVC d'ABB garantit la qualité de l'alimentation électrique des charges sensibles.

Le PCS100 AVC n'a besoin d'aucune réserve d'énergie puisqu'il prélève sur le réseau le courant nécessaire à la tension de correction.



Chaque produit remédie spécifiquement aux différents types de défauts d'alimentation réseau rencontrés dans l'industrie.

Correction des creux de tension : PCS100 AVC-40

Le PCS100 AVC-40 corrige en quelques millisecondes les creux ou les surtensions jusqu'à 40 % de la tension de référence. Si la tension d'une installation triphasée chute, par exemple, à 60 % de sa valeur nominale, le PCS100 AVC-40 la rétablit à 100 %, sans aucun effet perceptible sur le procédé (pas de papillote-

Pour des creux à 50 % de la valeur nominale en triphasé, le PCS100 AVC-40 peut ramener la tension à 90 %, assurant la continuité de fonctionnement de l'installation. La correction est entretenue pendant 10 secondes, ce qui suffit amplement pour agir sur les deux paramètres caractéristiques des creux de tension, profondeur et durée, dont on veut protéger l'outil industriel.

En monophasé, le PCS100 AVC-40 ramène à 90 % les creux pouvant atteindre 30 % de la tension résiduelle, garantissant là encore la continuité de service. Le PCS100 AVC-40 maintient ce niveau pendant 10 secondes, ce qui est plus que suffisant pour pallier la durée des creux observés par nos clients.

Il est également capable de corriger en continu les fluctuations de $\pm 10\%$ de la tension réseau et même de supprimer ses déséquilibres.

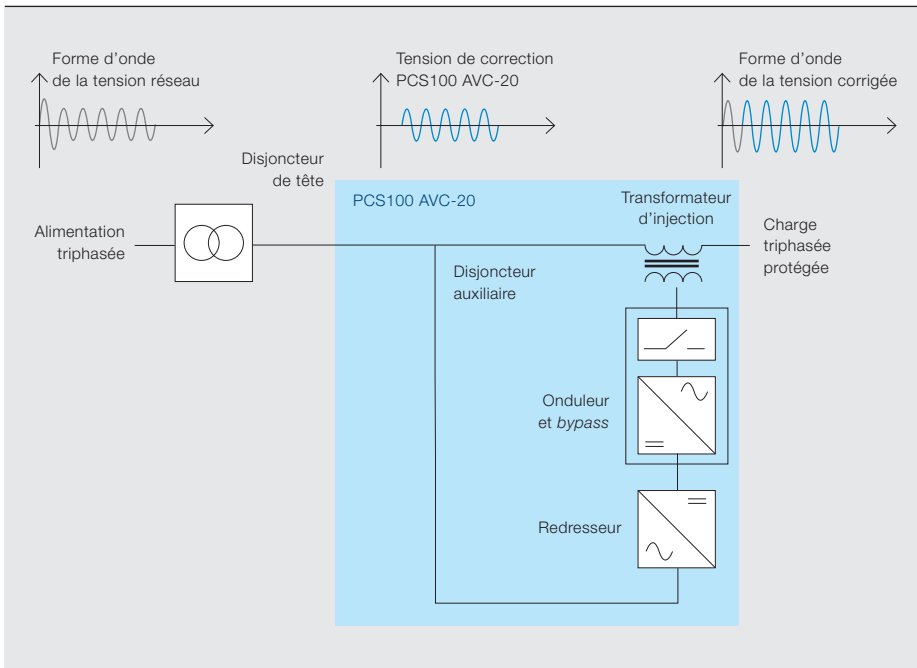
Le PCS100 AVC-40 convient à des puissances de 150 kVA à 3,6 MVA et des tensions de 220 V, 400 V et 480 V. Des exécutions spéciales permettent d'élargir la plage de tension et de porter la puissance à plusieurs MVA.

Régulation de la tension : PCS100 AVC-20

Calibré jusqu'à 3 MVA, le PCS100 AVC-20 corrige en continu jusqu'à 100 % les

En cas de défaut du PCS100 AVC, un *bypass* assure la continuité de l'alimentation de la charge par le réseau.

ment des lampes) ni préjudiciable au cycle de production (pas de déclenchement des appareils). Il fait encore mieux pour les creux de tension monophasés, défauts les plus courants, jusqu'à 45 % de la tension de référence. En triphasé comme en monophasé, la correction est totale.



Calibré jusqu'à 3 MVA, le PCS100 AVC-20 corrige en continu jusqu'à 100 % les fluctuations de $\pm 20\%$ de la tension réseau et supprime ses déséquilibres.

fluctuations de $\pm 20\%$ de la tension réseau, mais aussi ses déséquilibres → 3.

Les fluctuations plus importantes sont partiellement corrigées par une injection de tension jusqu'à 20 %. Si la tension réseau chute de 30 %, par exemple, le PCS100 AVC-20 la ramène à 90 % de sa valeur nominale, soit dans les tolérances normatives applicables à la plupart des matériels électriques.

Les outils de production modernes sont en permanence menacés par les défauts de la fourniture électrique, creux ou surtensions. La gamme PCS100 AVC d'ABB les dote d'une protection évoluée qui améliore les opérations en réduisant notablement les arrêts de production et de maintenance, mais aussi les rebuts et la non-qualité.

Front commun

L'offre PCS100 AVC se distingue de la concurrence par

- un faible encombrement, remédiant ainsi au problème de place en milieu industriel ;
- une grande fiabilité, par son bypass intégré et sa capacité à remédier aux surcharges et défauts électriques industriels ;
- un faible coût de possession, du fait de l'absence de réserve d'énergie (batteries), d'une maintenance réduite et d'un rendement élevé qui diminuent d'autant les coûts de fonctionnement.

Les PCS100 AVC-40 et AVC-20 sont tous deux équipés d'un grand écran opérateur à cristaux liquides tactile qui permet de visualiser le détail des journaux d'événements. Ils embarquent un serveur web autorisant l'accès distant et l'avertissement par courriel des personnes concernées par l'incident électrique.

Dario Rozman

ABB Discrete Automation and Motion
Napier (Nouvelle-Zélande)
dario.rozman@nz.abb.com

Sûrs, performants, écologiques

Transformateurs secs pour lignes
de distribution jusqu'à 72,5 kV

MARTIN CARLEN, MARIANO BERROGAIN – Le dernier-né des transformateurs de puissance ABB est un appareil de type sec destiné aux réseaux de répartition en haute tension, ce qui lui vaut l'appellation *HiDry*⁷² (pour *High-voltage Dry* et 72,5 kV). Libéré des contraintes de l'immersion dans l'huile, *HiDry*⁷² équipe aujourd'hui un grand nombre de postes électriques dont il facilite et sécurise l'installation dans n'importe quel bâtiment, notamment en ville et dans les espaces publics très fréquentés.

Photo

La nouvelle « arène » du football brésilien, en plein centre de Salvador de Bahia, abrite un poste de 69 kV équipé de transformateurs secs d'une puissance de 25 MVA.
Photo : World Cup Portal





Les responsables du projet furent surpris d'apprendre que les transformateurs secs résistants au feu et antidéflagrants, traditionnellement employés en moyenne tension (MT), convenaient désormais aussi à la haute tension (HT) : la solution simplifiait la conception et la configuration du poste, réduisait les coûts et, sécurité oblige, levait tout souci d'implantation d'un poste électrique dans un stade fréquenté par des dizaines de milliers de spectateurs !

Principes de construction

Les transformateurs secs ne sont pas isolés dans l'huile, mais dans l'air. Cet isolant a ses avantages et ses inconvénients : la rigidité diélectrique de l'huile étant environ 8 fois celle de l'air, les enroulements et le noyau d'un transformateur immergé sont plus petits. Par contre, nul besoin de traversées dans un transformateur sec, ni risque de pollution froide (épandage du diélectrique). Son point fort est en effet l'absence d'huile inflammable et autres matières combustibles : quand un transformateur de puissance type contient des milliers de litres d'huile, un transformateur sec offrant des propriétés au feu de classe F1 renferme des isolants auto-extinguibles. Il peut également remplacer les appareils à isolation gazeuse, tout en étant plus facile à manier.

Les transformateurs secs et leurs principaux constituants → 1 se déclinent en plusieurs technologies aux caractéristiques propres : enroulements moulés sous vide, enrobage de résine époxy renforcée de fibre de verre RESIBLOC® et tore ouvert.

Dans un transformateur à enroulements moulés sous vide, un conduit d'air est inséré entre le primaire et le secondaire. La constante

Parmi les stades construits pour la Coupe du monde Brésil 2014 figure l'*Arena Fonte Nova*, à Salvador de Bahia, ville de 2,7 millions d'habitants bordant l'océan Atlantique, au nord-est du pays. Capable d'accueillir 55 000 spectateurs, ce nouveau temple du football se dresse en lieu et place de l'ancienne enceinte démolie en 2010, au cœur de la cité → photo p. 69.

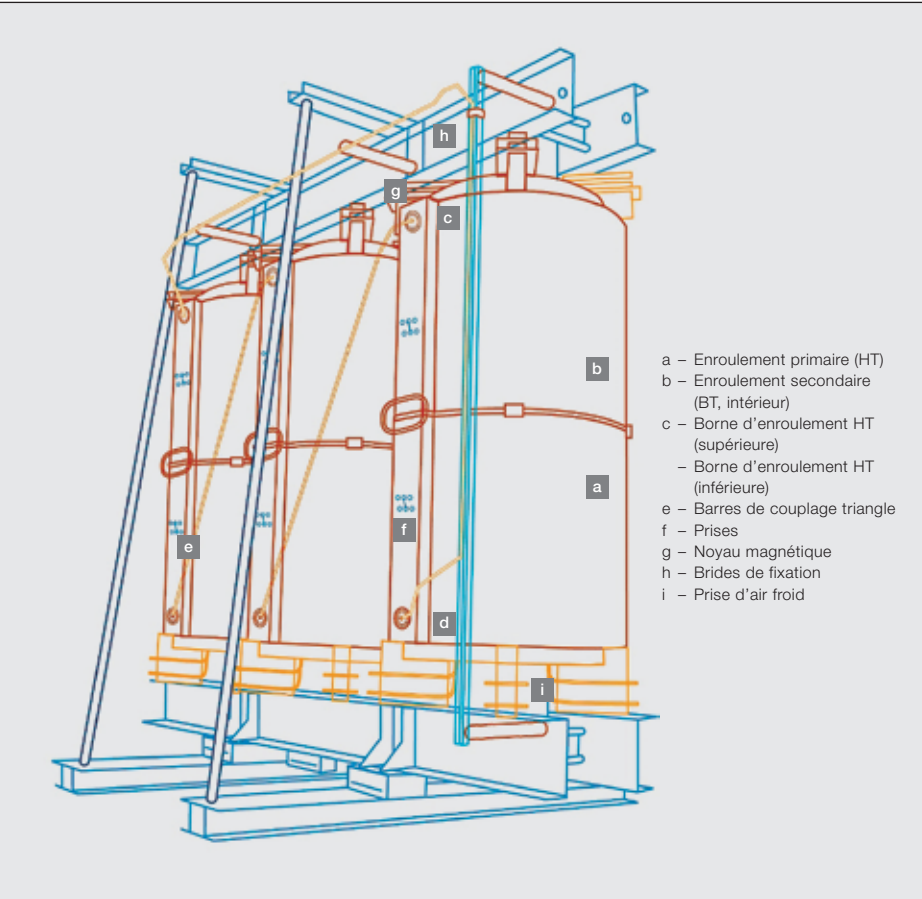
Le quartier était jusqu'ici alimenté en 69 kV par un poste électrique d'exté-

Les transformateurs secs évitent les traversées, les risques de pollution froide, l'huile inflammable et autres matières combustibles.

rieur, situé tout près du stade, dans une zone appelée à devenir un parc de loisirs. Profitant du chantier de démolition et de reconstruction, le distributeur d'énergie local décida d'intégrer un nouveau poste au stade. Par une heureuse coïncidence, ABB annonçait au même moment le lancement de son transformateur sec HiDry⁷² [1] pour lignes de distribution de 72,5 kV.

diélectrique de l'isolant solide autour de l'enroulement étant supérieure à celle de l'air, le champ électrique est confiné dans le conduit, lequel doit être de section suffisante pour tenir à l'essai de choc de foudre. Chaque appareil ABB est soumis à des mesures de décharges partielles, obligatoirement inférieures à la limite normalisée de 10 pC qui garantit la qualité de la résine solide et l'absence de vacuoles.

1 Transformateur sec



Ce conduit sert également à canaliser le flux d'air isolant qui, aspiré en partie basse de l'appareil et auto-entretenu par effet cheminée, se renouvelle automatiquement. D'autres canaux de refroidissement sont placés entre les enroulements basse tension (BT) et les colonnes. Les enroulements HT sont aussi refroidis en surface. Dans les transformateurs de forte puissance, des conduits d'air supplémentaires peuvent être insérés entre les enroulements HT et BT.

Les enroulements sont en fils d'aluminium ou de cuivre, au choix du client. Les câbles d'entrée ou les jeux de barres ouverts sont directement connectés aux enroulements HT.

À l'échelle mondiale, la tendance est à l'utilisation croissante de transformateurs secs, dont le marché potentiel est immense: s'ils dominent la BT, ils sont encore devancés par les transformateurs à huile, majoritaires en MT mais aussi en HT, à côté de quelques unités isolées dans l'hexafluorure de soufre (SF₆). Les transformateurs HiDry⁷² sont les premiers appareils isolés dans l'air de série pour le palier de tension 72,5 kV.

Caractéristiques et technologie

Transformateur de puissance jusqu'à 63 MVA, en version triphasée ou monophasée, HiDry⁷² remplit les mêmes fonctions qu'un appareil immergé [2,3], y compris le réglage de tension en charge dans une plage de ±10 %, à l'aide d'un changeur de prises de type sec → 2.

Il s'appuie sur les mêmes principes technologiques que ceux mis en œuvre en MT et dans les transformateurs secs ABB à enroulements sous vide et enrobés RESIBLOC. Néanmoins, les transformateurs de puissance utilisés dans les réseaux de répartition sont soumis à des exigences bien plus grandes qu'en distribution: niveaux supérieurs de tension et de puissance, plage étendue de réglage de tension, sollicitations diélectriques, thermiques et mécaniques.

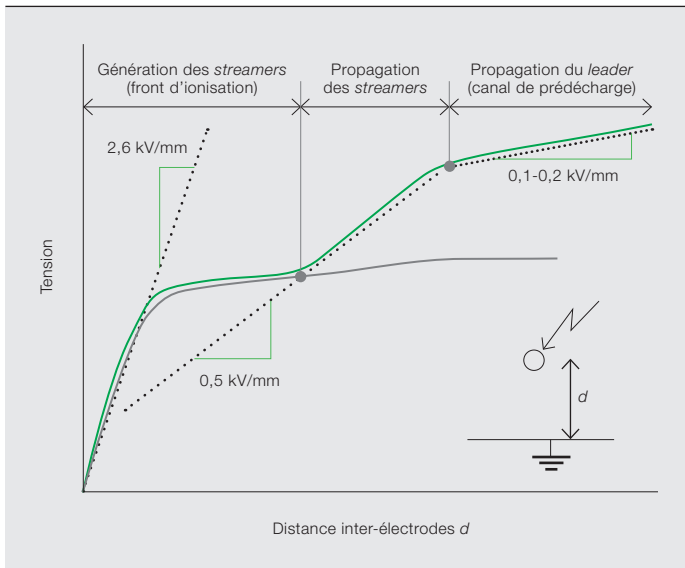
La maîtrise du domaine de tension supérieur à 36 kV, en particulier, passe par une compréhension fine des mécanismes de claquage des isolants gazeux afin de minimiser les distances diélectriques dans l'air → 3. On y parvient en introduisant des anneaux de blindage dans les enroulements, en blindant des

2 Caractéristiques HiDry⁷²

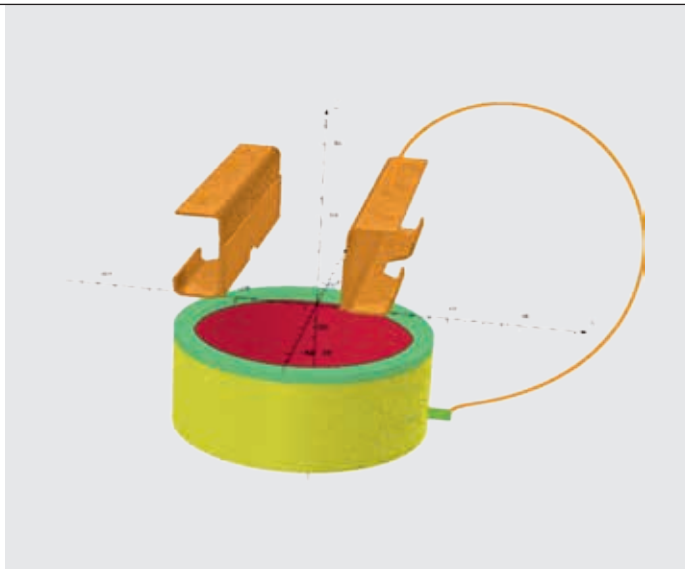
Tension primaire	Jusqu'à 72,5 kV
Puissance assignée	Jusqu'à 63 MVA
Tension de tenue au choc de foudre	CEI : 325 kV ANSI/IEEE : 350 kV
Tension de tenue alternative de courte durée	CEI : 140 kV ANSI/IEEE : 140 kV
Tension secondaire	Jusqu'à 36 kV
Couplage	Étoile ou triangle
Niveau de décharges partielles	<10 pC
Classe d'isolement	F (155 °C) ou H (180 °C)
Classe d'environnement	E2
Classe climatique	C2
Comportement au feu	F1
Refroidissement	AN : air naturel ANAF : air naturel/air forcé AFAF : air forcé/air forcé AFWF : air forcé/eau forcée
Changeur de prises en charge	17 positions (± 8 x 1,25 %)
Enveloppe de protection	Transformateur nu (IP00) ou sous enveloppe IP et NEMA pour installation à l'intérieur ou à l'extérieur

Alors qu'un transformateur de puissance type contient des milliers de litres d'huile, les transformateurs secs classés F1 renferment des isolants auto-extinguibles.

3 Comportement diélectrique de l'air

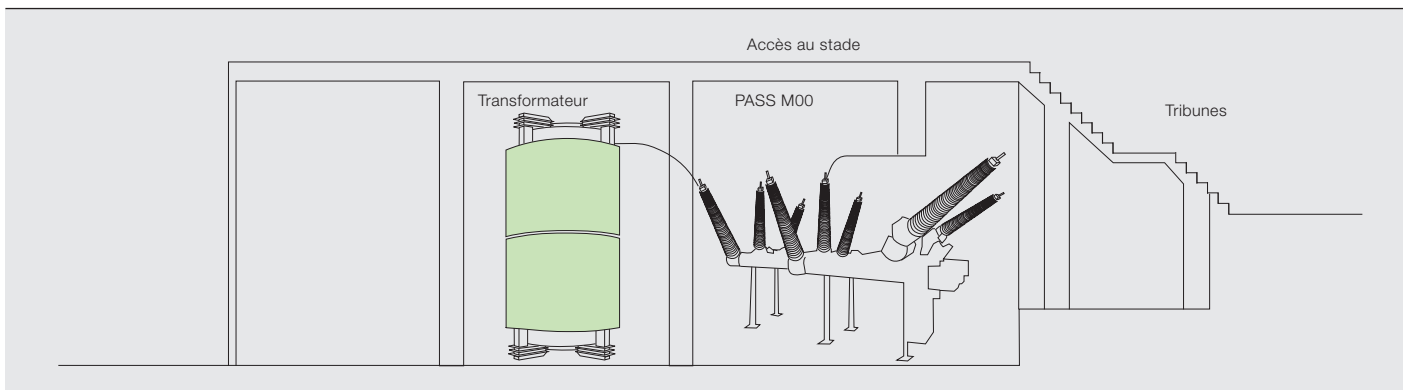


3a La courbe verte représente la tension de maintien en configuration sphère-plan [1].



3b Évaluation du chemin de décharge prospectif par simulations diélectriques

4 Poste électrique de l'Arena Fonte Nova équipé d'un transformateur HiDry⁷² de 69 kV et d'un appareillage à isolation gazeuse ABB



À l'échelle mondiale, la tendance est à l'utilisation croissante de transformateurs de type sec et le marché potentiel est immense.

parties de noyau et en multipliant les barrières isolantes et protections. Ces techniques influencent la répartition du champ électrique local et déterminent les chemins de décharge.

Postes d'intérieur souterrains : sécurité incendie

En milieu urbain, les postes HT occupent le plus souvent des bâtiments spéciaux pour parer principalement aux risques d'incendie et d'explosion. Néanmoins, l'utilisation croissante de la HT en centre-ville et le manque de place plaident en faveur de leur implantation dans les espaces publics ou privés : avec ses excellentes caractéristiques feu, le transformateur sec HiDry⁷² s'y prête parfaitement.

Les enroulements de HiDry⁷² sont moulés dans une résine époxyde. Ce polymère thermodurcissable a l'avantage de ne pas fondre à des températures élevées, contrairement aux thermoplastiques. La

résine est chargée d'une grande quantité de silice incombustible (petits grains de sable ou fines particules de fibre de verre) qui absorbe la chaleur et abaisse la température de combustion. Les hautes températures n'entraînent pas d'inflammation spontanée de la résine mais plutôt une dégradation, puis un début de dégazage et d'oxydation ; un processus qui, après interruption de l'apport de chaleur ou extinction du feu extérieur, s'arrête. Le transformateur HiDry⁷² ne risque donc jamais de s'enflammer.

Essais au feu F1

Conformément à la norme CEI 60076-11:2004, les transformateurs certifiés F1 doivent présenter une inflammabilité restreinte ainsi qu'un minimum de dégagements toxiques et de fumées opaques. L'essai de comportement au feu est réalisé sur une phase complète du transformateur (enroulements HT et BT, colonne du noyau magnétique et composants isolants). Un bac d'alcool éthylique est



5a Avec changeur de prises en charge sec (à gauche)



5b Appareillage hybride SF₆/air PASS M00 72,5 kV

HiDry⁷² remplit les mêmes fonctions qu'un transformateur immergé, y compris le réglage de tension en charge à l'aide d'un changeur de prises de type sec.

placé sous l'enroulement et l'alcool est enflammé. Un panneau radiant de 24 kW, face à l'enroulement HT, constitue une deuxième source de chaleur. L'essai se déroule dans une chambre d'essai spécifique, décrite dans la norme. La température et la densité optique des dégagements gazeux sont mesurées.

Sachant que ces gaz peuvent se propager dans d'autres parties du bâtiment ou se diffuser par le système de ventilation, menaçant la sécurité et la santé des occupants, ils ne doivent en aucun cas être toxiques ni corrosifs. De même, la transparence des fumées n'entrave pas l'intervention des secours, ni l'orientation et l'évacuation des personnes.

L'expérience ABB des transformateurs secs a montré que des défaillances internes ne provoquaient ni explosion ni projection de pièces. Les défauts normalement constatés sont une fissuration des enroulements, un arc local, une car-

bonisation et une légère fumée. Selon le cas, les protections du système déconnectent l'appareil du réseau ou la sonde thermique détecte une température de déclenchement [4].

Au Brésil...

Le poste 69 kV de l'Arena Fonte Nova présente une confi-

guration redondante de deux transformateurs et deux groupes d'appareillage HT, logés sous l'accès principal au stade, à deux pas des tribunes → 4. Les appareils sont raccordés par des jeux de barres ouverts, fixés au plafond du local électrique. Le poste a été mis en service au printemps 2013 pour accueillir à temps la Coupe des Confédérations de la FIFA.

Les transformateurs de 25 MVA sont raccordés côté secondaire à l'appareillage MT → 5; leur tension secondaire peut être réglée dans la plage de 11,95 kV à 13,8 kV. La technique du moulage sous vide garantit aux enroulements robustesse et protection contre la pollution et la condensation (classe d'environnement E2). Le transformateur est refroidi par convection naturelle. Il subit un essai de tenue au choc de foudre à 350 kV.

6 Transformateur HiDry⁷² de 66/22 kV-31,5 MVA soumis à un essai en court-circuit au CESI (Italie)



Le changeur de prises en charge sec est installé devant le transformateur, chaque phase ayant son unité. Il est configuré pour régler la tension dans une plage de $\pm 4/-12\%$, par échelon de $1,25\%$; la charge est commutée à l'aide d'interrupteurs à vide. Transformateur et changeur de prises sont clôturés pour éviter tout contact direct, mais ne nécessitent pas d'enveloppe de protection.

... mais aussi en Espagne, en Suède

De nombreux transformateurs HiDry⁷² équipent aujourd'hui les postes électriques du monde entier. À Séville, par exemple, l'énergéticien Endesa a décidé de remplacer les appareils immergés de deux postes par des HiDry⁷² pour lever tout risque d'incendie et de pollution de l'environnement direct. Chacun abrite deux transformateurs de 66/22 kV-31,5 MVA. L'un deux, équipé d'un changeur de prises $\pm 8 \times 1,25\%$, a réussi les essais de court-circuit réalisés en Italie par le laboratoire indépendant CESI (*Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano*) → 6, en conformité avec la norme CEI 60076-5. Ce fut le plus imposant transformateur de puissance sec jamais testé au CESI.

De même, à Ulricehamn, en Suède, un transformateur immergé installé en pleine forêt a fait place à un transformateur et un changeur de prises HiDry⁷² de 45/11 kV-16 MVA, supprimant totalement le risque écologique → 7. Les enroulements RESIBLOC résistent à des températures de -60°C .

7 Transformateur HiDry⁷² de 45/11 kV-16 MVA et changeur de prises en charge sous enveloppe pour poste d'extérieur (Suède)



Postes à pourvoir

L'appareillage d'interruption à isolation gazeuse peut se combiner à des transformateurs HiDry⁷² pour réaliser des postes électriques très compacts, logeables dans n'importe quel bâtiment. Les transformateurs HiDry⁷² sont ainsi capables d'alimenter les zones urbaines avec des tensions et des puissances plus élevées, sans nécessiter la construction de postes supplémentaires. Cette expérience très positive d'ABB dans le domaine des transformateurs de puissance secs de 72,5 kV est de bon augure pour passer au niveau de tension supérieur.

Martin Carlen

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

Mariano Berrogain

ABB Power Products, Transformers
Saragosse (Espagne)
mariano.berrogain@es.abb.com

Bibliographie

- [1] Carlen, M., et al., « Transformer innovation: Dry-type transformers for the 72.5 kV voltage class - safe and ecological », *Advanced Research Workshop on Transformers*, Saint-Jacques de Compostelle (Espagne), p. 8-13, 2010.
- [2] Carlen, M., Berrogain, M., « Dry-type transformers for the subtransmission voltage level », *EEA 2014 Conference*, Auckland (Nouvelle-Zélande), 2014.
- [3] Pedersen, A., et al., « Streamer inception and propagation models for designing air insulated power devices », *IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, Virginia Beach (Virginie, États-Unis), 2009.
- [4] Carlen, M., et al., « Dry-type subtransmission transformer: Compact and safe indoor substations », communication A2-304, *2014 CIGRE Session*, Paris, 2014.

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 3115

Sujets de productivité

Ce n'est pas un hasard si tous nos produits, publications, annonces... arborent la devise «*Énergie et productivité pour un monde meilleur*», à côté du logo ABB. Après cette édition d'ABB review focalisée sur l'énergie solaire, c'est par le prisme de la productivité que le prochain numéro évoquera les technologies du Groupe.

La vedette en sera notamment notre robot collaboratif à deux bras, le bien nommé YuMi (*photo*) qui entend élargir le périmètre applicatif de la robotique mais aussi redéfinir son interaction avec l'homme.

Traiter de productivité industrielle, ce n'est pas seulement égrener des nouveautés produits; c'est aussi s'assurer que l'existant fonctionne à l'optimum! Le centre de services *Asset Health Center™* est une illustration de l'accompagnement ABB de ses clients.

Centré sur l'expertise R&D du Groupe, le prochain numéro d'ABB review entamera une série d'articles consacrés à la recherche sur les oscillations, un domaine dont on néglige souvent les répercussions sur la quasi-totalité des systèmes techniques.

Dans la poche!

Retrouvez notre application mobile sur
www.abb.com/abbreview.



Flashez pour trouver

Il vous manque un numéro d'ABB review?
Abonnez-vous à la liste de diffusion sur
www.abb.com/abbreview.





Du panneau à la prise, le solaire brille sur la galaxie ABB

L'énergie solaire est capitale pour assouvir notre soif d'énergie tout en minimisant notre empreinte écologique. ABB dispose de l'offre la plus complète de produits, systèmes, solutions et services pour optimiser le rendement, la fiabilité et la rentabilité des installations solaires, aussi bien résidentielles (en toiture) que tertiaires et industrielles (au sol). Depuis 1990, son expertise de toute la chaîne photovoltaïque, des systèmes de distribution, de gestion de l'énergie et de raccordement aux solutions d'intégration dans les grands réseaux électriques du futur et les microréseaux locaux, en fait le champion mondial de la filière.

Pour faire toute la lumière : <http://new.abb.com/solar>