



Quoi de neuf dans les protections électriques ?

Sommaire:

- Editorial, Cédric Moors, Elia
- Vers de nouvelles références en matière de protection, automatisation et surveillance du réseau, Laurent Huenaerts, Siemens
- Implementatie van IEC61850 in het Eandis distributienetwerk: van aanbesteding tot uitrol, Stijn Adam, Eandis
- Cyber Security requirements and related standards for Substation Automation Systems, Frank Hohlbaum, ABB Ltd, Baden (Switzerland), Kees van Overveld, ABB bv, Etten-Leur (The Netherlands)
- Ensuring IEC61850 multi-vendor interoperability within Transmission sector by profile introduction and interoperability testing reinforcement, Grégory Huon, ENTSO-E, Belgium, A. Apostolov, IEEE, Cigré, USA; C. Brunner, IEC, Switzerland; H. Englert, IEC, Germany; H. Falk, UCA Iug, USA; L. Guise, T&D Europe, France; R. Liposchak, IEEE, USA; A. Postma, CEN/ CENELEC, The Netherlands; G. Sanchis, ENTSO-E, France
- Testen en indienstname van HS Stations volgens IEC61850, Thomas Schossig, Omicron Electronics GmbH
- Implémentation d'un Système d'Analyse Automatique de Défauts pour améliorer la gestion du système de protection, Stéphane Moyen, Systems Europe

Prix de la SRBE:

- Invloed van netgekoppelde invertoren op de spanningskwaliteit bij decentrale productie, Jurgen Van Ryckeghem, Lemcko, Universiteit Gent – Campus Kortrijk

Editorial

Cédric Moors, Elia

En quelques années, les réseaux électriques ont connu une évolution profonde de leurs conditions de fonctionnement. A côté des unités de productions centralisées, caractérisées par la prévisibilité de leur plan de production, les unités renouvelables (principalement éolienne et photovoltaïque), plus difficilement planifiables, ont fait leur apparition et prennent une place prépondérante dans le paysage énergétique. En parallèle, les gestionnaires de réseau rencontrent des difficultés grandissantes à procéder aux renforcements nécessaires pour accueillir cette production renouvelable, en raison notamment de la problématique d'octroi des permis. Ces différents éléments amènent les réseaux à être exploités de plus en plus près de leur limites d'exploitation; ils conduisent également à une sollicitation accrue des protections, en raison de la variabilité plus importante des grandeurs à partir desquelles elles prennent leur décision. Plus que jamais, la disponibilité des Systèmes Primaires (lignes, câbles, transformateurs...), et donc la fiabilité des Systèmes Secondaires, deviennent des enjeux majeurs.

Ces mêmes Systèmes Secondaires ont connu une évolution spectaculaire au cours de la dernière décennie. L'introduction de nouvelles générations d'IEDs* numériques, aux fonctionnalités et aux performances toujours plus importantes, s'est accompagnée de l'utilisation croissante de protocoles de communication, dont le célèbre IEC 61850. Ces nouvelles technologies amènent leur lot d'avantages. Elles offrent par exemple la possibilité de simplifier de manière importante l'architecture des sous-stations, en remplaçant la filerie classique par des bus de communication, plus simples à installer. Elles favorisent également la mise à disposition et la récolte de données permettant de surveiller à tout moment les Systèmes Primaires et Secondaires, au travers d'outils de traitement permettant de croiser ces données et d'en extraire de l'information utile et pertinente pour différents métiers.

Mais en même temps, les nouvelles technologies posent toute une série de questions et sont la source de nouveaux défis. La complexité grandissante des Systèmes Secondaires, conséquence directe de la sophistication des fonctions mises à disposition, est-elle compatible avec l'impératif de fiabilité mentionné plus haut? Comment développer et maintenir dans nos organisations les connaissances et les méthodes de travail spécifiques à ces nouvelles technologies, lorsque les compétences nécessaires ne sont pas forcément présentes? Peut-on maintenir la pérennité des Systèmes Secondaires à un niveau acceptable (20 ans), alors que leur utilisation est liée à des softwares dont la durée de vie est de plus en plus incertaine? Dans le cas d'une solution 61850, peut-on garantir dans le temps la possibilité d'étendre la sous-station existante et l'interopérabilité des IEDs successifs qui y seront installés, alors que le protocole lui-même continue à évoluer?

L'objectif de ce numéro 1/2014 de la Revue E est d'aborder plus en détails quelques-unes des thématiques précédentes au travers de l'expérience d'acteurs connus au niveau belge, afin de permettre au lecteur d'acquérir une vue d'ensemble (non exhaustive) du domaine passionnant des Systèmes Secondaires modernes. Je vous souhaite une bonne lecture!

Cédric Moors, Elia. He received a MS degree in Electrical Engineering (1998) and a Ph.D. (2002) from the Université of Liège (Belgium). Since 2003, he has been working for Elia, the Belgian TSO as a Protection and Control expert. Between 2009 and 2012, he was in charge of the Assets Performance Analysis Department, dealing with fault analysis and power quality issues on the Belgian transmission grid. He is currently responsible for the Secondary Systems Department (Technical Governance & Expertise Department), and he is active at Cigré level. Cedric.moors@elia-engineering.com

Vers de nouvelles références en matière de protection, automatisation et surveillance du réseau

Laurent Huenaearts, Siemens

Résumé:

Les besoins des systèmes actuels n'ont jamais été aussi variés : les réseaux deviennent de plus en plus complexes, la production de plus en plus décentralisée et dès lors difficile à prévoir, le système de régulation évolue lui aussi en permanence, sans parler des réseaux intelligents... Tous ces facteurs ensemble constituent autant de défis pour le réseau électrique de demain.

Dès lors, les relais de protection doivent être conçus spécifiquement afin de rencontrer les besoins d'aujourd'hui et de demain, dans un marché de l'énergie en constante évolution. Cette nouvelle génération d'équipements doit être plus modulaire, plus flexible, plus intelligente et fiable que jamais. Tant les besoins des acteurs du secteur que les derniers développements en matière de relais de protection qui rencontrent ces défis sont présentés dans cet article.

Implementatie van IEC61850 in het Eandis distributienetwerk: van aanbesteding tot uitrol

Stijn Adam, Eandis

Résumé:

Les lecteurs réguliers d'articles sur la protection et la communication dans les postes vont penser: "encore un article sur ce que le protocole IEC61850 pourrait être, devrait être ou sur ce qui ne fonctionne pas". Cet article ne sera rien de tout cela. Je voudrais discuter la façon dont cette technologie a été introduite chez Eandis et comment elle est devenue notre standard de facto pour toutes les communications liées à la protection de nos postes. Une analogie est utilisée pour vous guider à travers les différentes phases de ce processus: étude préliminaire, preuve du concept, rédaction d'un appel d'offres, évaluation des offres et déploiement des produits et des procédés. Une partie importante de cet article est également dédiée à notre expérience avec le logiciel. Pour conclure, nous listons les leçons apprises sous la forme de quatre facteurs clés de succès.

Cyber Security requirements and related standards for Substation Automation Systems

Frank Hohlbaum, ABB Ltd, Baden (Switzerland), Kees van Overveld, ABB bv, Etten-Leur (The Netherlands)

Résumé:

La cyber-sécurité pour les systèmes d'automatisation et de contrôle dans le secteur de l'électricité a attiré l'attention et pris une importance considérable au cours des deux dernières années. Alors que dans le passé, la cybersécurité n'était pas considérée comme un problème mais seulement un «nice-to-have», elle est devenue un «must-have», surtout après que plusieurs attaques ont fait l'objet d'articles dans les médias, comme par exemple l'attaque Stuxnet. Plusieurs normes telles que la NERC -CIP, IEEE 1686 et CEI 62351 ont pour sujet la cyber-sécurité pour les systèmes de contrôle. Chacune d'entre elles couvrant et se concentrant sur des domaines différents et des

parties de l'ensemble du système en laissant des lacunes entre elles. Un groupe de travail du CIGRE (TC57 WG15) a commencé à s'attaquer à la sécurité pour les protocoles de communication, en particulier la CEI 60870-5, CEI 60870-6 et la CEI 61850. Certaines parties de cette spécification technique ont été finalisées tandis que le travail sur d'autres parties vient de commencer. La partie 6 «évaluations de performance» de l'IEC 62351, rédigée par ABB, a montré que les logiciels ainsi que les implémentations matérielles d'aujourd'hui ne peuvent pas répondre aux exigences de temps réel définies dans la CEI 61850 pour GOOSE et les données SV. Le WG15 a accepté ces conclusions et recherche maintenant une nouvelle approche, dans laquelle l'identification se fera en utilisant la cryptographie symétrique et la gestion des certificats sera également prise en compte. Ces efforts, en abordant les questions de cyber-sécurité, doivent être poursuivis afin que la sécurité puisse devenir une partie intégrante de la CEI 61850. En fin de comptes, il ne faut pas oublier qu'il y a beaucoup d'autres mécanismes de sécurité qui peuvent et doivent être utilisés pour améliorer l'architecture de sécurité globale des systèmes modernes d'automatisation de sousstation. Le fait que la norme CEI 61850 utilise la technologie de communication grand public, c'est-à-dire Ethernet et TCP / IP, rend disponibles une grande variété de solutions. Les pare-feu par exemple peuvent protéger le périmètre de sécurité et la technologie VPN peut construire des canaux sécurisés vers des centres éloignés. L'accès aux systèmes et dispositifs doit être davantage protégé en utilisant l'identification de l'utilisateur et la gestion couplée avec le suivi détaillé de toutes les activités de l'utilisateur.

Ensuring IEC61850 multi-vendor interoperability within Transmission sector by profile introduction and interoperability testing reinforcement

Grégory Huon, ENTSO-E, Belgium, A. Apostolov, IEEE, Cigré, USA; C. Brunner, IEC, Switzerland; H. Englert, IEC, Germany; H. Falk, UCA Iug, USA; L. Guise, T&D Europe, France; R. Liposchak, IEEE, USA; A. Postma, CEN/ CENELEC, The Netherlands; G. Sanchis, ENTSO-E, France

Résumé:

Près de deux ans après sa publication, et soutenu par une «punch-list» et un schéma d'interopérabilité publié plus tard en Octobre 2012, la Déclaration de l'ENTSO- E sur la norme CEI 61850 a, sans aucun doute, eu un impact sur la communauté CEI 61850. L'impact de cette déclaration d'ENTSO- E a également été renforcé par la publication d'une déclaration GO15 en mai 2012. Voici quelques faits saillants sur ce qui s'est passé depuis que la déclaration a été publiée:

- reconnaissance de la déclaration ENTSO- E par la CEI et création d'un groupe d'utilisateurs au sein de la CEI TC57 WG10;
- création, en Cigré d'un nouveau groupe de travail au sein de la SC B5 (Protection & section d'automatisation): B5.50 «Systèmes d'automatisation des sous-stations basées sur IEC 61850 - Attentes des utilisateurs et interactions entre les parties prenantes»;
- l'ENTSO- E Groupe ad hoc CEI 61850 - à l'origine de la déclaration - s'est réuni régulièrement afin d'atteindre le prochain résultat concret: une spécification technique résumant les exigences de haut niveau des membres ENTSOE et des parties prenantes associées concernant les normes CEI 61850. Notamment, l'ENTSO-E Groupe ad hoc CEI 61850 utilise les résultats du groupe E3 et VDE/FNN; cette spécification technique sera la pierre angulaire dans la définition d'un profil de transmission dans la norme CEI 61850;

- en particulier, l' ENTSO-E Groupe ad hoc CEI 61850 a établi des liens avec d' autres parties prenantes:
- IEEE, en particulier à travers le projet de P2030.100; «Pratiques recommandées pour mettre en oeuvre la communications basée sur la CEI 61850 dans les sous-stations, protection, surveillance et contrôle»;
- T & D Europe qui soutient l'initiative ENTSO-E, critique constructivement sa «punch-list» et fournit des arguments pour renforcer la position de l'utilisateur lors de la réunion IEC TC57 WG10;
- Le groupe de coordination Smart Grid (CEN/CENELEC/ETSI) et son Groupe de travail d'interopérabilité qui appuient le mandat M/490 Smart Grid présenté par la Commission européenne. En outre, l'ENTSO-E Groupe ad hoc CEI 61850 a pris contact avec le groupe d'utilisateurs UCA afin de définir un test de cas d'utilisation, pour de démontrer l'interopérabilité à différents niveaux, et en particulier au niveau des outils. Tous les intervenants mentionnés ci-dessus, et bien d'autres, vont agir ensemble de façon constructive et coordonnée afin d'atteindre l'objectif commun d'efficacité, ainsi que l'interopérabilité robuste et efficace, sur le cycle de vie du système, comme indiqué par la Déclaration de l'ENTSO-E sur la norme CEI 61850. Cet article donne un aperçu des différentes actions en cours dans le but de renforcer l'interopérabilité multifournisseurs norme CEI 61850 dans le secteur de la transmission. En particulier, les thèmes suivants seront abordés:
 - l'initiative ENTSO-E, à partir de la publication de la spécification technique ENTSO-E, et les relations de l'ENTSO-E Groupe ad hoc CEI 61850 avec les différentes parties prenantes comme l'IEC, le CEN/CENELEC/ETSI, T&D en Europe, et IEEE;
 - l'introduction du profil de transmission: quoi, comment et qui doit créer un profil de transmission et l'entretenir, à travers un processus durable.

Testen en indienstname van HS Stations volgens IEC61850

Thomas Schossig, Omicron Electronics GmbH

Résumé:

La norme CEI 61850 est largement utilisée pour la communication dans les postes et réseaux électriques utilisant des messages GOOSE pour la communication en temps réel ainsi que les rapports client/serveur pour la communication avec le système de supervision (SCADA). Les tests de réception usine (FAT) et sur site (SAT) sont traités de manière générale dans la norme. Cet article décrit les expériences pratiques lors de la mise en service de postes électriques suivant la norme CEI 61850. Comme les essais fonctionnels sont décrits brièvement dans la norme, ce document met l'accent sur cette partie des essais. A partir de différents cas d'utilisation, les exigences des outils de test sont définies. Les essais des schémas de verrouillage et d'inter-déclenchement utilisant une communication en temps réel (GOOSE) sont analysés. Pour ce faire, les exigences particulières des ensembles de test ainsi que des logiciels d'analyse doivent être discutées et comparées avec des expériences pratiques. Les exigences pour la mise en service d'un système de supervision complet sont différentes que celles de la mise en service de quelques verrouillages entre relais. Comme la communication client-serveur décrit un trafic de communication de point à point, de nouvelles exigences pour les appareils d'analyse sont proposés. L'analyse de la communication tel que décrit dans la norme CEI 61850-8 sera étendue

par la présentation des services de communication et leurs interfaces (ACSI), comme décrit dans la partie 7 de la série de normes. Les exigences pour les switch Ethernet (mirroring) ou d'autres approches (TAP) seront discutés. Pour justifier le caractère pratique de cet article, des suggestions et des outils pour la mise en service seront proposés. Pour distinguer les signaux réels des signaux simulés, la norme offre dans la deuxième édition un grand nombre de possibilités. Ce document présente comment combiner ces différentes possibilités dans les outils de test. Une perspective décrivant la communication avec les valeurs échantillonnées telles que décrites dans la CEI 61850-9-2 et la combinaison avec une synchronisation de temps selon la norme IEEE 1588 (PTP) finalise ce document.

Implémentation d'un Système d'Analyse Automatique de Défauts pour améliorer la gestion du système de protection

Stéphane Moyen, Systems Europe

Résumé:

Un système expert d'analyse automatique des défauts (AFAS en anglais) est conçu pour analyser automatiquement les enregistrements provenant des réseaux de transport haute-tension, pour identifier les événements les plus critiques, localiser les défauts, et surveiller le système de protection et les disjoncteurs; la Fig. 1 illustre le résultat ainsi fourni par l'outil d'analyse FACES. L'AFAS permet ainsi aux experts en analyse de défauts de se concentrer sur leurs compétences métier, plutôt que sur la gestion des données, en collectant et resynchronisant les données d'appareils de types et technologies hétérogènes, et qui peuvent être synchronisés ou non, avec un horodatage potentiellement différent. Ceci permet aussi l'utilisation d'algorithmes de localisation de défaut double-extrémités plus précis. Un AFAS envoie des informations utiles au centre de contrôle, telles que les conditions de défaut précédant une alarme ou un mouvement de disjoncteur, afin d'améliorer la reprise de service. L'historisation des données de défaut permet également au département de Gestion des Actifs de prendre des décisions plus facilement concernant la maintenance conditionnelle, avec un accent sur les disjoncteurs et les relais de protection. Cet article se concentrera spécifiquement sur la manière dont un tel système peut, grâce à son systématisme, être utilisé pour améliorer la gestion des actifs tels que les relais de protection et les disjoncteurs, par exemple en permettant de détecter un grand nombre des défauts cachés. Il explorera également les avantages du standard IEC61850 pour l'utilisation d'un AFAS.

KBVE-Prijs:

Invloed van netgekoppelde invertoren op de spanningskwaliteit bij decentrale productie

Jurgen Van Ryckeghem, Lemcko, Universiteit Gent – Campus Kortrijk

Résumé:

L'Énergie décentralisée prend une part de plus en plus importante dans la vie actuelle de par l'épuisement des ressources fossiles, la fermeture de plusieurs centrales électriques et de plusieurs autres facteurs. Les gens se tournent de plus en plus vers une installation photovoltaïque (PV) ou d'autres unités d'énergie décentralisées. Cependant, le réseau de distribution n'est pas conçu pour être en mesure d'accueillir ces nouvelles productions. Par exemple, les diamètres des câbles ne sont pas toujours suffisamment grands pour permettre l'injection de l'électricité produite en excès par les installations photovoltaïques. De plus, lors de journées fortement ensoleillées, des surplus d'électricité sont générés. Actuellement, il est encore possible de transporter ces surplus vers les pays voisins, mais cela va devenir de plus en plus difficile avec l'accroissement des unités de production décentralisées raccordées au réseau de distribution. Le risque d'un black-out pendant les journées ensoleillées continuera donc d'augmenter. Actuellement, des solutions sont recherchées pour résoudre les problèmes de congestion tels que la gestion de la demande, les systèmes de stockage d'énergie connectés à l'installation photovoltaïque, l'intégration des réseaux plus intelligents, Mais tant que ces solutions ne sont pas complètement au point ou ne sont pas suffisamment intégrées, il est important que le système de distribution soit géré aussi bien que possible. Du fait qu'aujourd'hui ce sont principalement des systèmes PV qui sont connectés au réseau, cette thèse, menée au Lemcko Université de Gand – Campus de Courtrai, a étudié l'influence des onduleurs connectés au réseau sur la qualité de la tension en cas de production décentralisée. C'est un aspect important parce que les réseaux de distribution sont de plus en plus chargés par des charges non-linéaires, de sorte qu'il y ait une augmentation de la déformation de la forme de la tension du réseau de distribution. Dans cet article, l'influence de la distorsion de la tension sur le fonctionnement de l'onduleur est étudiée, ainsi que l'influence de l'onduleur sur la qualité du réseau. Des mesures ont montré que l'influence de l'onduleur sur le réseau de distribution reste relativement limitée. Sans tenir compte de l'impédance de ligne, l'influence de la déformation de la tension est très limitée. Toutefois, si l'impédance de la ligne est prise en compte, l'augmentation de la distorsion de la tension devient remarquable et croît avec la puissance de l'onduleur. Pour la distorsion de l'onde de courant, l'impact de l'impédance de ligne est très limité. Ici, il peut être conclu que la déformation est plus importante à faible puissance et diminue avec l'augmentation de la puissance de l'onduleur. Pour le deuxième aspect, différentes déformations ont été programmées sur un réseau de simulation dans le but d'étudier l'influence de ces déformations sur le fonctionnement de l'onduleur. On a pu conclure que la distorsion de la tension de l'onduleur suit largement la distorsion présente dans le réseau de distribution. C'est seulement lorsque l'impédance de la ligne a été prise en compte, qu'un accroissement suivant l'augmentation de la puissance a été observé. Cependant, cette augmentation est inférieure à l'augmentation pour un onduleur connecté à un réseau de distribution dont la tension ne serait pas déformée. Pour la distorsion du courant on peut tirer en grande partie les mêmes conclusions que précédemment. À faible puissance, la distorsion harmonique totale (THD) est grande, mais avec l'augmentation de la puissance, la distorsion harmonique diminue. Plus la déformation de la tension de la distribution est grande, plus la distorsion en courant harmonique totale est grande et la probabilité que l'onduleur photovoltaïque ne fonctionne plus correctement, augmente. Les résultats peuvent être visualisés selon la norme EN 50160 (caractéristiques de tension dans les réseaux publics d'électricité) et la norme CEI 61000-3-12 (Limites pour les courants harmoniques injectés dans le réseau public avec

des courants d'entrée de plus de 16A et inférieurs ou égaux à 75A). Dans cet article, le problème est d'abord décrit complètement ainsi que les objectifs. Les résultats obtenus sont ensuite analysés en détail.