



Wat is er nieuw in de elektrische beveiligingen?

Inhoudstafel:

- Editoriaal, 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

KBVE-Prijs:

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

Editoriaal

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 Huenaerts, Siemens

Samenvatting:

De systeemvereisten zijn nooit zo divers geweest als nu: de netten worden alsmaar complexer, de productie meer en meer gedecentraliseerd en dus moeilijk voorspelbaar. Ook de regelgeving is in permanente evolutie, zonder nog te spreken over slimme netten ... Al deze factoren zijn uitdagingen voor de elektriciteitsnetten van morgen. In deze energiesector in constante evolutie moeten de beveiligingsrelais dus speciaal ontworpen worden om de noden van vandaag en morgen het hoofd te kunnen bieden. De toestellen van de nieuwe generatie moeten meer modulair, meer flexibel, intelligenter en betrouwbaarder zijn dan ooit. Zowel de behoeften van de partijen als de nieuwste ontwikkelingen op het gebied van beveiligingsrelais die deze uitdagingen beantwoorden, komen in dit artikel aan bod.

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

Stijn Adam, Eandis

Samenvatting:

Regelmatige lezers van artikelen rond beveiliging en gegevensuitwisseling in de onderstations zullen denken: "weer een artikel over wat het IEC-protocol zou kunnen zijn, zou moeten zijn of over wat niet werkt". Dit artikel beoogt niets van dit alles. Het artikel geeft enkel aan hoe deze technologie geïntroduceerd werd bij EANDIS en hoe zij er de facto de standaard werd voor alle communicatie in verband met de beveiliging van haar onderstations. Een analogie wordt gebruikt om de lezer te leiden doorheen de verschillende fasen van het proces: de voorafgaande studie, de haalbaarheidsstudie, het opmaken van een offerteaanvraag, de evaluatie van de aanbiedingen en het implementeren van de producten en processen. Een groot deel van dit artikel is ook gewijd aan onze ervaring met de software. Tot slot vertalen we de lessen die we trokken uit dit project in de vorm van vier belangrijke succesfactoren.

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)

Samenvatting:

Cyber Security voor automatisatie- en controlesystemen in de elektriciteitssector kreeg meer en meer aandacht en belangstelling gedurende de afgelopen paar jaar. Terwijl in het verleden Cyber Security niet beschouwd werd als een probleem en was het slechts een "nice-to-have", is het uitgegroeid tot een "must-have", vooral nadat verschillende aanvallen heel wat media-aandacht

kregen zoals bv de Stuxnet-aanval. Verschillende standaarden zoals NERC-CIP, IEEE 1686 en IEC 62351 adresseren de Cyber Security voor controlesystemen. Elk van hen dekken en richten zich op verschillende gebieden en delen van het totale systeem waardoor er tussenin gaten blijven bestaan. Een CIGRE werkgroep (TC57 WG15) is begonnen de veiligheid aan te pakken voor communicatieprotocollen, met name de IEC 60870-5, IEC 60870-6 en IEC 61850. Sommige onderdelen van deze technische specificatie zijn afgerond, terwijl het werk voor andere onderdelen pas opgestart is. Deel 6 “prestatie-evaluaties” van IEC 62351, uitgevoerd door ABB, toonde aan dat zowel software- als hardwareimplementaties vandaag niet kunnen voldoen aan de real-time vereisten gedefinieerd door IEC 61850 voor GOOSE en SV- gegevens. WG15 heeft deze bevindingen overgenomen en is nu op zoek naar een nieuwe aanpak, waarbij identificatie gebeurt met behulp van symmetrische cryptografie. Tevens zal het gebruik van certificaten worden geadresseerd. Deze inspanningen, die het Cyber Security vraagstuk aanpakken, . Deze inspanningen, de aanpak van Cyber Security vraagstukken, moeten verder worden uitgewerkt zodat Cyber Security een integraal onderdeel gaat zijn van de IEC 61850. Uiteindelijk mag men niet vergeten dat er nog vele andere Cyber Security mechanismen bestaan die kunnen en moeten worden gebruikt om de algemene Cyber Security architectuur te verbeteren van moderne systemen voor onderstationsautomatisering. Doordat er binnen de IEC 61850 gebruik wordt gemaakt van gestandaardiseerde communicatie technologieën, bv. Ethernet en TCP/IP, zijn er veel verschillende oplossingen beschikbaar. Er kunnen bijvoorbeeld firewalls worden toegepast om de perimeter te beschermen en om de communicatie te beveiligen met systemen op afstand kan VPN-technologie worden toegepast. Toegang tot systemen en apparaten dient te worden beveiligd door het gebruik van authenticatie en autorisatie mechanismen in combinatie met gedetailleerde registratie van alle activiteiten van de gebruikers.

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

Samenvatting:

Bijna twee jaar na zijn publicatie, en ondersteund door een punchlist en een interoperabiliteitsschema dat later verscheen in oktober 2012, heeft de ENTSO-E Statement on the IEC 61850 Standard zonder twijfel de groep van IEC 61850 belanghebbenden beïnvloed. De impact van deze ENTSO-E verklaring werd ook versterkt door het publiceren van een GO15 Statement in mei 2012. Zie hier enkele hoogtepunten van wat er is gebeurd sinds de verklaring werd gepubliceerd:

– erkenning van de ENTSO-E verklaring door de IEC en oprichting van een "Gebruikers feedback" Werkgroep binnen de IEC TC57 WG10;

– oprichting in Cigre van een nieuwe werkgroep binnen de SC B5 (Protection & automation section): B5.50 "IEC 61850 Based Substation Automation Systems - Users Expectations and Stakeholders Interactions “;

– de ENTSO-E Ad-Hoc Group IEC 61850 - aan de oorsprong van de verklaring – kwam regelmatig samen om volgend concreet resultaat te bekomen: een technische specificatie die de hoge eisen samenvat van ENTSO-E leden en bijhorende betrokkenen m.b.t. de IEC 61850-norm; met name zal de ENTSO-E Ad-Hoc Group IEC 61850 gebruik maken van de input van de E3-groep en VDE/FNN. Deze technische specificatie zal de hoeksteen zijn bij het definiëren van een transmissieprofiel binnen de IEC 61850 norm;

– in het bijzonder heeft de ENTSO-E Ad-Hoc Group IEC 61850 samenwerkingsverbanden met andere belanghebbenden tot stand gebracht:

– IEEE, met name via het P2030.100 project; “Recommended Practice for Implementing an IEC 61850 Based Substation Communications, Protection, Monitoring and Control System” ;

– T & D Europe dat het ENTSO-E initiatief ondersteunt, een constructieve kritiek levert op haar punchlist en ertoe bijdraagt de positie van de gebruiker bij de IEC TC57 WG10 vergadering te versterken;

– De Smart Grid Coordination Group (CEN/CENELEC / ETSI) en zijn WG Interoperabiliteit die de M/490 Smart Grid Mandate geïntroduceerd door de Europese Commissie ondersteunen. Ook heeft de ENTSO-E Ad-Hoc Group IEC 61850 contacten opgestart met de UCA Users Group, om een test van gebruikerscasussen nader te omschrijven, om de interoperabiliteit op verschillende niveaus aan te tonen en in het bijzonder op het niveau van de tools. Alle hierboven vermelde betrokkenen, en nog veel meer, zullen samenwerken op een constructieve en gecoördineerde wijze voor het bereiken van een gemeenschappelijk doel, namelijk een effectieve, maar ook een robuuste en efficiënte interoperabiliteit over de levenscyclus van het systeem van activa, zoals aangegeven door het ENTSO-E Statement on the IEC 61850 Standard. Dit document geeft een overzicht van de verschillende aan de gang zijnde acties om de IEC 61850 “multi-vendor interoperabiliteit”-standaard binnen de Transmissiesector te versterken. In het bijzonder zullen de volgende onderwerpen worden behandeld:

– het ENTSO-E initiatief, vanaf de publicatie van de verklaring tot het opstellen van de ENTSO-E technische specificaties, en de samenwerkingsverbanden van de ENTSO-E Ad-Hoc Group IEC 61850 met de verschillende belanghebbenden, zoals onder meer IEC, CEN/CENELEC/ETSI, T & D Europe en IEEE;

– De introductie van het transmissieprofiel: wat, hoe en wie om een Transmissie profiel aan te maken en te onderhouden en dit op duurzame wijze.

Testen en indienstname van HS Stations volgens IEC61850

Thomas Schossig, Omicron Electronics GmbH

Samenvatting:

IEC 61850 is de veelgebruikte standaard voor communicatie in elektrische energienetten, die gebruik maakt van GOOSE voor real-time communicatie en Client/Server voor SCADA communicatie. Opleveringstesten in de fabriek (FAT) en op de werf (SAT) worden algemeen beschreven in de standaard. Dit artikel beschrijft enkele praktische ervaringen bij de ingebruikname van onderstations voorzien van IEC 61850 communicatie.

Aangezien functionele testen slechts beknopt beschreven worden in de norm richt dit artikel zich voornamelijk op deze functionele testen. Aan de hand van enkele toepassingsvoorbeelden worden de vereisten voor test-tools gedefinieerd. Het testen van onderlinge vergrendelingen en intertrip schema's met real-time communicatie (GOOSE) wordt geanalyseerd. Hiertoe worden speciale vereisten voor de testapparatuur evenals analyse software besproken en vergeleken met praktijkervaringen. De taken en vereisten bij inbedrijfstelling kunnen variëren afhankelijk van de toepassing (SCADA systeem of beperkte lokale vergrendelingen, ...). Aangezien client-server communicatie een punt-tot-punt trafiek beschrijft, worden nieuwe vereisten voor analyse systemen voorgesteld. Het analyseren van de communicatie zoals beschreven in IEC 61850-8, wordt uitgebreid met de presentatie van de abstracte communicatie services en hun interface (ACSI) zoals beschreven in deel 7 van de standaarden-reeks. Vereisten voor netwerk-switches (mirroring) of andere benaderingen (TAP) worden besproken. Om de praktische bruikbaarheid van dit document te onderbouwen worden voorstellen voor de inbedrijfstelling en de hiertoe noodzakelijke tools gegeven. Om een onderscheid te maken tussen reële en gesimuleerde signalen, voorziet de tweede editie van de standaard een groot aantal mogelijkheden. Dit artikel geeft een voorstel hoe deze mogelijkheden gebruikt kunnen worden in de testtools. Een blik op Sampled Values communicatie zoals beschreven in IEC 61850-9-2 en de combinatie van IEC 61850 testen met tijdsynchronisatie volgens IEEE 1588 (PTP) vervolledigen het artikel.

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

Stéphane Moyen, Systems Europe

Samenvatting:

Een expertsysteem voor automatische foutanalyse (AFAS in het Engels) is ontworpen om de metingen en signalen van hoogspanningsnetten te analyseren, de meest kritische gebeurtenissen te identificeren, fouten te lokaliseren en het beveiligingssysteem en de vermogenschakelaars te beheren. Figuur 1 illustreert het resultaat van de analysetool FACES. AFAS laat de experts in foutanalyse toe om zich te concentreren op hun vakgebied eerder dan op het beheer van gegevens. Het verzamelt en her-synchroniseert de gegevens van toestellen die vaak heterogeen zijn inzake type en technologie, en die met hun eventueel verschillende methodes voor datum- en uur bepaling ("timestamping") al dan niet kunnen gesynchroniseerd worden. Het laat eveneens toe nauwkeurige algoritmen voor foutlokalisatie te gebruiken wanneer beide lijnuiteinden getroffen zijn. Een AFAS-systeem zendt alle nuttige informatie naar de controlecentra, zoals bvb. de fouttoestanden die een alarm, of de opening van een vermogenschakelaar voorafgaan, zodat de dienstverlening zo snel mogelijk kan hersteld worden. De historiek van de foutgegevens stelt het departement Asset Management in staat optimale beslissingen te nemen i.v.m. conditioneel onderhoud, voornamelijk voor vermogenschakelaars en beveiligingsrelais. Dit artikel toont aan hoe een AFAS-systeem kan gebruikt worden om de activa zoals beveiligingsrelais en vermogenschakelaars te beheren, o.a. omdat het de mogelijkheid biedt een aantal verborgen gebreken te detecteren. Ook worden de voordelen belicht van de IEC61850-standaard voor het gebruik van een AFAS-systeem.

KBVE-Prijs:

Invloed van netgekoppelde invertoren op de spanningskwaliteit bij decentrale productie

Jurgen Van Ryckeghem, Lemcko, Universiteit Gent – Campus Kortrijk

Samenvatting:

Decentrale energieproductie wordt steeds belangrijker in het hedendaagse leven door de uitputting van fossiele grondstoffen, sluiting van verschillende elektriciteitscentrales en verschillende andere factoren. Mensen schakelen steeds meer over op een PV-installatie of andere decentrale energieproductie eenheden. Echter is het huidige distributienet niet ontworpen om dit geheel te kunnen opvangen. Zo zijn kabeldiameters op verschillende injectiepunten onvoldoende dik voor de injectie van overtollige elektriciteit van de PV-installatie. Tevens ontstaan er elektriciteitsoverschotten op extreem zonnige dagen. Momenteel kunnen deze nog getransporteerd worden naar buurlanden, maar dit zal steeds moeilijker worden als er steeds meer decentrale productie eenheden op het distributienet aangesloten worden. De kans op een black-out op zonnige dagen zal hierdoor blijven stijgen. Hedendaags worden oplossingen gezocht om de congestieproblematiek op te lossen zoals 'demand side management', opslagsystemen die gekoppeld worden aan de PV-installatie, integratie van slimmere netten,... Maar zolang deze oplossingen niet volledig op punt staan of onvoldoende geïntegreerd worden, is het belangrijk dat het distributienet zo goed mogelijk uitgebaat wordt. Omdat de dag van vandaag hoofdzakelijk netgekoppelde PV-installaties gebruikt worden, is er in deze thesis, uitgevoerd in Lemcko aan de Universiteit van Gent – Campus Kortrijk, onderzocht wat de invloed is van deze netgekoppelde invertoren op de spanningskwaliteit bij decentrale productie. Dit is een belangrijk aspect omdat de hedendaagse distributienetten steeds meer belast worden met niet-lineaire verbruikers met als gevolg dat er een steeds grotere achtergrondvervorming op het distributienet ontstaat. In deze samenvatting wordt zowel de invloed van een vervormd distributienet op de inverter onderzocht, evenals wat de invloed is van de inverter op de netkwaliteit. Uit metingen is gebleken dat de invloed van de inverter op het distributienet relatief beperkt blijft. Zonder rekening te houden met de netimpedantie is de invloed van de spanningsvervorming heel beperkt. Als de netimpedantie echter wel in rekening wordt gebracht, is er een stijging merkbaar van de spanningsvervorming naarmate het vermogen van de inverter stijgt. Voor de stroomvervorming was de impact van de netimpedantie zeer beperkt. Hier kan besloten worden dat de vervorming het grootst was bij lage vermogens en daalde naarmate het vermogen van de invertoren toenam. Voor het tweede aspect waren verschillende achtergrondvervormingen op een simulatienet geprogrammeerd om te bestuderen wat de invloed van deze vervormingen was op de werking van de invertoren. Hieruit kon besloten worden dat de spanningsvervorming van de inverter grotendeels de vervorming volgt die aanwezig is in het distributienet. Enkel wanneer de netimpedantie in rekening werd gebracht, was een stijging merkbaar naarmate het vermogen steeg. Deze stijging is echter wel lager dan de stijging bij een inverter op een distributienet zonder achtergrondvervorming. Voor de stroomvervorming kunnen grotendeels dezelfde conclusies gemaakt worden als voordien. Bij laag vermogen is de totale harmonische vervorming (THD) groot, maar naarmate het vermogen stijgt, daalt de harmonische vervorming. Hoe hoger de achtergrondvervorming op het distributienet, hoe groter de totale harmonische stroomvervorming zal zijn en de kans dat de PV-inverter niet meer correct functioneert, zal eveneens stijgen. De resultaten worden bekeken volgens de EN 50160 standaard (spanningskarakteristieken in openbare elektriciteitsnetten) en de IEC 61000-3-12 standaard (Limieten van harmonische stromen geïnjecteerd in het publieke voedingssysteem met ingangsstromen groter dan 16A en kleiner of gelijk aan 75A). In dit artikel wordt eerst de probleemstelling grondig geschetst,

gevolgd door de doestellingen om daarna de bereikte resultaten iets diepgaander te gaan analyseren. Wie meer info wenst over dit werk, kan contact opnemen met de auteur (contactgegevens onderaan in het artikel vermeld).