

Sensoren digitalisieren Stromnetzdaten

Die zunehmende Stromproduktion aus erneuerbaren Energien stellt Übertragungsnetze weltweit vor Herausforderungen. Im Schweizer Stromnetz werden mittelfristig die derzeit verwendeten Mess- und Kommunikationssysteme durch neue Technologien ersetzt. Einen wichtigen Beitrag leisten nichtkonventionelle Sensoren, die helfen den Netzzustand zu ermitteln. Das METAS erweitert seine Infrastruktur, um diese intelligenten Sensoren kalibrieren zu können.

MARCO AGUSTONI

Die Modernisierung des Übertragungsnetzes ist ein Schlüsselfaktor für den Energiewandel [1]. Die derzeitige Energieversorgung wird vorwiegend über traditionelle Kraftwerke sichergestellt. Der Strom aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind- oder Sonnenenergie nimmt indessen zu und dürfte, angesichts der 2011 vom Bundesrat verabschiedeten «Energiestrategie 2050», auch in Zukunft weiter zunehmen [2]. Weil dezentrale Stromerzeugung und erneuerbare Energien die Netze destabilisieren können, müssen Produzenten und Verbraucher intensiver miteinander kommunizieren. Die Netzinfrastruktur leistet mit modernen Messgeräten, die den Netzzustand ermitteln, ebenfalls ihren Beitrag für eine sichere Versorgung. Etwa in Umspannwerken, den Knotenpunkten unterschiedlicher Spannungsebenen, vereinfacht eine digitale, vernetzte Messinfrastruktur diese Aufgabe. Dort gelangen her-

kömmliche Messtransformatoren an technologische Grenzen. Insbesondere durch den verstärkten Anteil an Oberschwingungen – erzeugt durch Stromrichter, die Wechsel- in Gleichstrom (oder umgekehrt) umwandeln.

Digitale Messtechnologie im Stromnetz

Anstatt grosser und schwerer Messtransformatoren stehen vermehrt nichtkonventionelle Spannungs- und Stromsensoren im Einsatz [3]. Nichtkonventionelle Sensoren sind handlicher, haben eine höhere Messgenauigkeit, funktionieren berührungslos und sie liefern digitale Daten, die mit einem Zeitstempel rückführbar sind. Daten, die mit der koordinierten Weltzeit (UTC) «gestempelt» sind, werden somit vergleichbar. Die Sensoren benötigen keine Neuverkabelung; sie basieren beispielsweise auf dem Faraday-Effekt.



Quelle: ABB

1: In Umspannwerken, den Knotenpunkten unterschiedlicher Spannungsebenen, leisten in Zukunft vermehrt digitale und vernetzte Messgeräte einen Beitrag für eine sichere Stromversorgung.

Konventionelle Geräte können überdies mit sogenannten Stand Alone Merging Units (SAMU) nachgerüstet werden, die analoge Stromnetzparameter (Spannung, Strom) digitalisieren und übertragen. Was einfach tönt, ist in der Realität eine Herausforderung, weil veränderte Messmethoden und Kommunikationsprotokolle sowie die steigende Zahl softwarebasierter Automationsysteme zu Kompatibilitätsproblemen führen.

Abtastwerte nach Norm IEC 61850

Die Kompatibilitätsprobleme wurden durch die Annahme der Norm IEC 61850 entschärft [4]. Sie definiert die Kommunikation in Umspannwerken und wurde so konzipiert, dass sie von technologischen Veränderungen weitgehend unabhängig ist. Der Austausch von Daten erfolgt über Netzwerkprotokolle. In der Norm wird festgelegt, wie die Signale abgetastet und als Informationspakete unter Verwendung von TCP/IP über das Ethernet übertragen werden. Das bietet etwa den Vorteil, Daten via LAN-Zugang unmittelbar oder zumindest mit einer geringen zeitlichen Verzögerung «überall» verfügbar zu haben. Die Synchronisationsgenauigkeit, die für die Automatisierung von Umspannwerken durch nichtkonventionelle Sensoren erforderlich ist, beträgt rund 1 µs. Die Kalibrier-Setups für diese Instrumente benötigen somit für das Triggern und Abtasten eine mindestens drei- bis fünfmal höhere Genauigkeit.

Digitalisierte Werte vereinfachen Kalibrierung

Nichtkonventionelle Sensoren sollen vorwiegend mittels entsprechend konzipierter Messgeräte (auch als Testsets bekannt) kalibriert werden, wie dies bereits bei konventionellen Spannungs- und Stromwandlern der Fall ist. Um auf die Abtastwerte zuzugreifen, müssen die TCP/IP-Pakete jedoch empfangen und decodiert werden. Dafür hat das METAS über die offene Plattform der University of Strathclyde [5] ein Programm entwickelt, das der Analyse solcher Sensoren dient. Es ist ausgerichtet auf kommerzialisierte Testsets für nichtkonventionelle Sensoren dieser Art.

Diese Software erfasst die generierten Abtastwerte aus dem LAN und liefert in «Echtzeit» die Spannungs- und Stromwellenformen und untersucht Oberschwingungen. Das Programm eignet sich für die Kalibrierungsdienstleistungen, die das METAS künftig auf diesem Gebiet anbieten möchte.



Quelle: ABB

2: Nichtkonventionelle Sensoren haben eine höhere Messgenauigkeit, funktionieren berührungslos und liefern digitale Daten, die mit einem Zeitstempel rückführbar sind.

Referenzen

- [1] SwissGrid, www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/grid/strategic_grid_2025.html.
- [2] Bundesamt für Energie BFE <http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de>.
- [3] «Fiber-Optic Current Sensor FOCS», ABB, [Online]. Available: www.abb.ch/product/seitp322/254e9171e7135890c12579bf003658fi.aspx.
- [4] IEC 61850 «Communication networks and systems for power utility automation»
- [5] S. M. Blair, F. Coffele, C. D. Booth und G. M. Burt: «An Open Platform for Rapid-Prototyping Protection and Control Schemes with IEC 61850», IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 28, no. 2, pp. 1103–1110, 2013.
- [6] I. S. 1588–2008: «IEEE Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems», IEEE Instrumentation and Measurement Society, 2008, July 24.
- [7] «Non-Conventional Voltage and Current Sensors for Future Power Grids», EMRP, www.euramet.org/research-innovation/search-research-projects/



Kontakt:

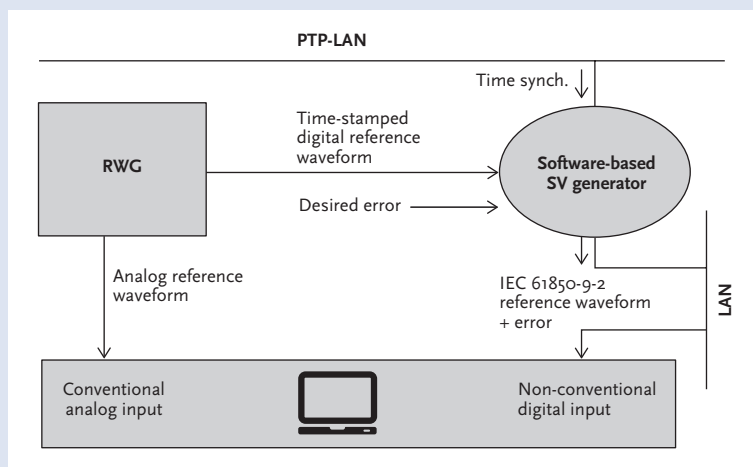
Dr. Marco Agustoni, Wissenschaftlicher Mitarbeiter
Labor Gleichstrom und Niederfrequenz
marco.agustoni@metas.ch
+41 58 387 03 29

Kalibrier-Set-up für IEC-61850-Geräte

Das METAS ist am EMRP-Projekt «Non-Conventional Voltage and Current Sensors for Future Power Grids» [7] beteiligt, das die Entwicklung von Kalibrierungsdienstleistungen für 61850-Geräte fördert.

Zeitsynchronisation

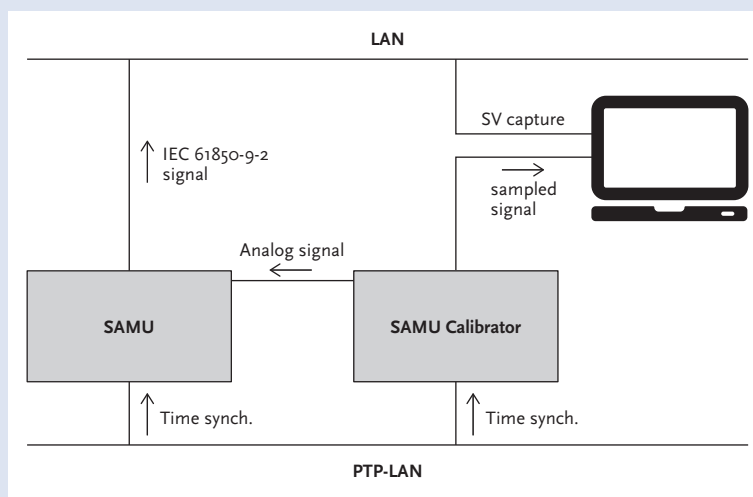
Die Norm IEC 61850 enthält mehrere Zeitsynchronisationsprotokolle, einschliesslich des Precision Time Protocols (PTP), das in der vom METAS angewendeten Norm IEEE 1588 [6] definiert wird. PTP bietet eine Genauigkeit von 100 Nanosekunden und erfordert eine dedizierte LAN-Konfiguration. Die PTP-Struktur wird synchronisiert, indem Zeitinformationen im Netzwerk versendet und so Systemverzögerungen festgestellt werden. Die Pfadverzögerung wird mittels eines Messprinzips bestimmt, das auf einer Serie von Nachrichtenmeldungen zwischen verschiedenen im Netz verteilten Uhren basiert.



1: Die Kalibrierung eines IEC-61850-basierten Testsets erfordert die synchrone Erzeugung einer analogen Wellenform und eine dazugehörigen digitalen Version mit einem bekannten Fehler. Das Testset empfängt die Signale eines Reference Waveform Generators (RWG), der die Sekundärseite des Referenz-Wandlers simuliert. Die Sekundärseite eines digitalen Wandlers, der unter Prüfung steht, wird simuliert, indem die durch den RWG digitalisierte und zeitgestempelte Referenz-Wellenform verglichen wird. Zusammen mit dem gewünschten Fehler wird diese mittels eines Software-based IEC-61850-Abtastwert-Generators abgetastet und durch das Netzwerk geschickt.

Das Testset holt die Abtastwerte aus einer gewöhnlichen LAN-Verbindung. In den meisten Fällen nimmt das Prüfgerät eine Analog- zu Digitalumwandlung der analogen Referenz-Wellenform vor. Die digitalisierte Referenz-Wellenform wird, gemäss einem gerätespezifischen Algorithmus, mit der Wellenform aus dem LAN verglichen.

Die Messeinrichtung für einen SAMU-Kalibrator



2: Der SAMU-Kalibrator liefert ein analoges Ausgangssignal und gleichzeitig eine digitale Version desselben Signals. Das analoge Signal muss auf nachvollziehbare Weise umgewandelt werden, um mit den Eingangsspeichern des Referenz-Digitalisierers kompatibel zu sein. Die SAMU digitalisiert das analoge Signal nach der Norm IEC-61850-9-2. Dieses Signal wird dann verglichen mit dem digitalen Teil, der während des Tests vom Kalibrator produziert wurde.