

NEUE MÖGLICHKEITEN DER SCHUTZPRÜFUNG IN ANLAGEN MIT IEC 61850

Thomas Schossig, OMICRON electronics GmbH

thomas.schossig@omicronenergy.com

Zusammenfassung

IEC 61850, als der weltweit anerkannte und eingeführte Standard für die Kommunikation in Schaltanlagen, erfordert die eingehende Auseinandersetzung mit den Prüftechnologien und ihrem Einsatz. Gerade die Edition 2 der Norm bietet hierfür vielfältige und detaillierte Möglichkeiten. Die Umsetzung der Konzepte bei Routineprüfungen wird derzeit vielfältig diskutiert und erfordert entsprechend abgestimmte Prüfwerkzeuge. Schwerpunkt des Beitrages ist die Vorstellung wesentlicher Elemente des Standards und deren Implementierung in einer Prüflösung.

Eine Prüflösung für die effiziente Schutzprüfung in Anlagen mit IEC 61850 erfordert den Einsatz eines Clients. Diese erhalten Reports und können Werte in Servern (in dem Fall in Schutzgeräten) setzen. Im Artikel wird diese Vorgehensweise vorgestellt. Ihre Kombination mit klassischer Prüftechnik bietet dabei vollkommen neue Möglichkeiten in der Schutzprüfung, die ebenfalls werden beschrieben. Ein Ausblick auf neue Möglichkeiten schließt den Beitrag ab.

IEC 61850 und Testen

IEC 61850 wurde als internationaler Standard in den frühen 2000er Jahren publiziert und gilt mittlerweile als anerkannte Norm für Automatisierungsprojekte in Schaltanlagen (Substation Automation Systems- SAS) und darüber hinaus. Tausende Installationen in allen Teilen der Welt repräsentieren eine Erfolgsgeschichte. Das Thema „Testen“ stand dabei schon früh im Mittelpunkt der Betrachtung. Bereits die Urversion des Standards beschrieb entsprechende Möglichkeiten. Die Erfahrung zeigte, dass in dieser ersten Edition der Norm nicht alle Details geklärt waren und sowohl Hersteller als auch Anwender bei der Implementierung zögerten. Die Edition 2 [1] klärte diese Details und führte zusätzliche neue Möglichkeiten ein.

Prüftechnik im Einsatz

Seit es Systeme für Schutz- und Leittechnik gibt, bestehen der Wunsch und die Notwendigkeit des Testens [2]. Um Auslösekreise zu Leistungsschaltern aufzutrennen, analoge Testgrößen einzuspeisen und entsprechende Auslöse- und Anregemeldungen aufzunehmen, wurden schon früh Prüfschalter eingeführt, die bis

heute in vielen Teilen der Welt Standard sind [2]. Eine Portierung dieser Überlegungen in die Welt eines Netzwerkprotokolls ist nicht ohne weiteres möglich. Simples Herausziehen des Netzkabels unterbricht zwar die Aussendung und den Empfang der zyklisch übertragenen GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events), sollten jedoch Wandlerdaten (Sampled Values) übertragen werden, würden diese nicht mehr zur Verfügung stehen. Damit wären die Schutzfunktionen unwirksam.

Der Standard

Aus älteren Protokollen (wie IEC 60870-5-103) sind einfache Testkennungen einer spontanen Meldung, sogenannte Test-Bits, bekannt. Da IEC 61850 auf unterschiedliche Art und Weise kommuniziert, nämlich mit Echtzeitkommunikation für GOOSE und Sampled Values auf der einen Seite und Client-Server-Kommunikation zur Leittechnik auf der anderen, kann hier nicht ein einfaches Bit zur Anwendung kommen. Darüber hinaus bietet IEC 61850 ein standardisiertes Datenmodell - auch hier muss der Testzustand darstellbar sein. Trotzdem wird manchmal eine mit Edition 1 für die GOOSE eingeführte Testkennung [3] „Test-Bit“ genannt.

Die zur Datenmodellierung verwendenden Klassen der logischen Knoten (Logical Nodes -LN) werden in IEC 61850-7-4 [4] beschrieben. Diese LNs sind in logischen Geräten (Logical Devices -LD) zusammengefasst. Jeder dieser einzelnen Knoten - zum Beispiel die einzelne Stufe eines Überstromschutzes PTOC - hat dabei das Attribut Mode (Mod). Dieser Mode kann fünf verschiedene Zustände einnehmen:

- on
- on-blocked (Name in Edition 1: "blocked")
- test
- test/blocked
- off

Aus der Einstellung für das gesamte LD und die darin enthaltenen LN resultiert ein Wert über das Gesamtverhalten - Behavior (Beh). Eine im Anhang A2 des Teils 7-4 [4] enthaltene Tabelle spezifiziert das zu erwartende Verhalten einer Funktion auch im Zusammenspiel mit der im Folgenden erklärten Qualitätskennung.

Die Umschaltung der einzelnen Modi erfolgt mit der Nutzung des Control-Dienstes der IEC 61850 von einem Client aus. Zusätzlich zu den Informationen in Mod und Beh ist die Qualitätskennung q definiert.

Ein Bitstring beschreibt die jeweiligen Qualitätsindikatoren, das genaue Encoding ist in Teil 8-1[3] beschrieben. In dem aus 13 Elementen bestehendem Bitstring (Bit 0...Bit 12) indiziert Bit 11 „Testing“. Wie in diesem Abschnitt bereits beschrieben, kann die GOOSE gemäß Teil 8-1 [3] mit einer Testkennung übertragen werden. Für Sampled Values gab es keine entsprechende Kennung. Mit der Einführung der Edition 2 wurde für GOOSE [3] und Sampled Values eine neue Information eingeführt, mit der einfach zwischen realen und simulierten Signalen unterschieden werden kann. Diese „S“-Kennung (S: Sim, Simulation, simulated) zeigt an, dass GOOSE oder Sampled Values von einem Prüfgerät und nicht dem konfigurierten IED (Intelligent Electronic Device) erzeugt werden. Die Umschaltung erfolgt für das gesamte physikalische Gerät (Physical Device, Knoten LPHD) und entspricht daher klassischen Prüfschaltern. Mehr dazu im folgenden Abschnitt.

Prüfaufbau

In der Literatur wird die Anwendung der jeweiligen Modi zur Schutzprüfung beschrieben [5]. Bild 1 zeigt einen generalisierten Ansatz hierfür, wobei die Darstellung den „Maximalausbau“ umfasst.

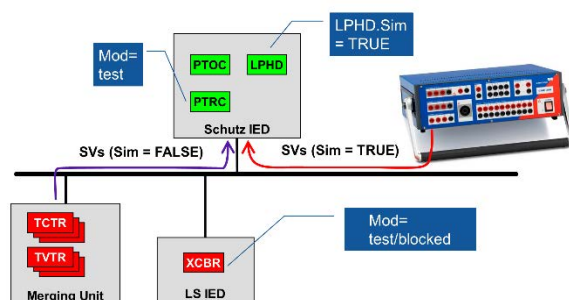


Bild 1 Das Prüfzenario zeigt den prinzipiellen Aufbau für eine Schutzprüfung nach IEC 61850 im Maximalausbau.

In einem Stationsnetzwerk kommunizieren Schutzgeräte („Schutz-IED“), Feldgeräte bzw. intelligente Leistungsschalter („LS-IED“) miteinander, wobei Schutzmeldungen übertragen und Befehle zum Schaltgerät übermittelt werden. Darüber hinaus beschreibt der Standard auch die Möglichkeit, Wandlerdaten als sogenannte „Sampled Values“ über das Netzwerk zu übertragen. Für die Umwandlung der Messwerte ist die „Merging Unit“ zuständig. Die Nutzung von Sampled Values für das hier vorgestellte Prüfverfahren ist jedoch optional und kann entfallen. Für die Schutzprüfung wird nun ein Prüfgerät temporär an das Schutzsystem angeschlossen. In konventionellen Anlagen erfolgt das Einspeisen der Fehlergrößen direkt in das Schutzgerät, im Falle der Sampled Values werden die Fehlergrößen als

Datenstrom auf dem Netzwerk direkt vom Prüfgerät zur Verfügung gestellt.

An diesem kleinen Beispiel eines Prüfaufbaus soll das Zusammenspiel der unterschiedlichen Möglichkeiten der Norm in der praktischen Anwendung beschrieben werden. Die dafür betrachteten Aufgabenstellungen sehen folgendermaßen aus:

- Die während der Prüfung entstehenden Schutzmeldungen sollen speziell verarbeitet oder aber im Leitsystem verworfen werden. Für diese Aufgabe wird das Schutzgerät in den Test-Modus versetzt (Mod = test). Nun abgesetzte Meldungen enthalten die Qualitätskennung „Test“ und lassen sich nun sehr einfach filtern.
- Eine Betätigung des Leistungsschalters während der Prüfung ist zu vermeiden. Würde während einer Schutzprüfung bei jedem Prüfschuss der Leistungsschalter jedes Mal betätigt, wäre nach der Prüfung eine Revision des Leistungsschalters erforderlich, einmal abgesehen von der Lärmbelastung. Deshalb wird die Funktion „Schalterbetätigung“ in den Modus „test/blocked“ versetzt.
- Während der Prüfung soll das Schutzgerät mit simulierten statt realen Messwerten arbeiten.

Die Merging Unit speist Sampled Values in das Netzwerk ein. Als Multicast versendet, stehen sie allen angeschlossenen IEDs zur Verfügung. Deshalb kann die Merging Unit während der Prüfung nicht einfach abgezogen werden, denn andere IEDs benötigen den Messwert weiterhin. Die eigentlichen Prüfgrößen stellt das angeschlossene Prüfgerät zur Verfügung. Zu Beginn der Schutzprüfung wird das Schutzgerät auf den Modus „Simulation“ umgeschaltet, die in Anlehnung an klassische Prüfschalter für das gesamte Gerät erfolgt. Nach dieser Umschaltung wartet das IED auf Messwerte mit Simulationskennung (Sim= TRUE). Erkennt es den ersten Messwert mit dieser Kennung, schaltet es seinen Betriebsmodus um. Durch diese Vorgehensweise muss nicht zeitgleich umgeschaltet und das Signal mit der Kennung ausgegeben werden.

Empfehlungen und Arbeitspapiere

Es gab verschiedene Ansätze, die oben beschriebenen Ansätze zu systematisieren [6]. In der IEC WG 10 gibt es die Task Force „Functional Testing“, die die Anwendung des Papiers untersucht. IEC 61850 als Kommunikationsstandard und sein Einfluss auf Schutz- und Leittechnik werden in deutschsprachigen Standardisierungs-Gruppen schon seit längerer Zeit diskutiert. Bereits die ersten Anwenderempfehlungen enthielten Hinweise für das Prüfen [7][8]. Eine Überarbeitung von [7] im Jahr 2013 [9] machte deutlich, dass weitere

Prüfempfehlungen nötig sind. Diese wurden bei der Deutschen Kommission für Elektrotechnik (DKE) in der Gruppe „Testing“ gemeinsam von Anwendern und Herstellern erarbeitet. Die im Sommer 2016 abgeschlossenen Arbeiten werden bis Ende 2016 bei der DKE veröffentlicht.

Anforderungen an die Prüftechnik

In der Interpretation der Norm und nach umfangreichen Diskussionen mit Anwendern und Herstellern in nationalen und internationalen Arbeitsgruppen wurde eine Reihe von Anforderungen an die Prüftechnik definiert und realisiert:

- Der Client muss für die Schutzprüfung zur Verfügung stehen, um die Modi sicher und bequem umschalten zu können
- Die Bedienung des Clients muss aus der Prüfsoftware heraus möglich sein, zusätzliche Werkzeuge oder Aktivitäten aus der Leitwarte sind zu vermeiden
- Alle Umschaltungen müssen sicher ausgeführt und dokumentiert werden, nach der Durchführung der Prüfung ist der Originalzustand des Schutzgeräts wieder herzustellen
- In Anbetracht der Komplexität der Norm, speziell wegen der Kombinierbarkeit diverser Elemente, ist die Vorgabe sequentieller Abläufe unabdingbar, gegebenenfalls durch Ingenieure mit tiefgehendem Verständnis der Norm,
- Der Ablauf der Prüfung und eine Bewertung der Ergebnisse muss automatisch erfolgen können

Aus diesen Anforderungen hat OMICRON electronics ein neues Prüfmodul entwickelt, das im Folgenden vorgestellt wird. Mit ihm ergeben sich vollkommen Anwendungsmöglichkeiten bei der Schutzprüfung in IEC 61850-Umgebungen.

Der Client beim Prüfen - Das neue Prüfmodul IEC 61850 Client/Server

Wie beschrieben, erfordert der Prüfansatz den Einsatz eines Clients, zum Beispiel für das Umschalten der Modi. Damit eröffnen sich neue Möglichkeiten für die Schutzprüfung.

Der Client kommuniziert mit dem IEC 61850-Server über eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung auf IP-Ebene. Die Konfiguration erfolgt in der Prüfsoftware der Prüfeinrichtung mithilfe der Engineering-Daten der IEC 61850. Meist handelt es sich dabei um die SCD-Datei (Substation Configuration Description). In ihr ist sowohl das Datenmodell als auch die Beschreibung (zum Beispiel der Leittechnik-Kommunikation mit einem IEC 61850 Report) verfügbar. In dem Modul wird das IED zunächst in

den Modus „Test“ gesetzt und zusätzlich in den Simulationsmodus geschaltet. Um während der Schutzprüfung auch die Kommunikation zur Leittechnik testen zu können, wird der Report zur Leittechnik aktiviert (Bild 2).

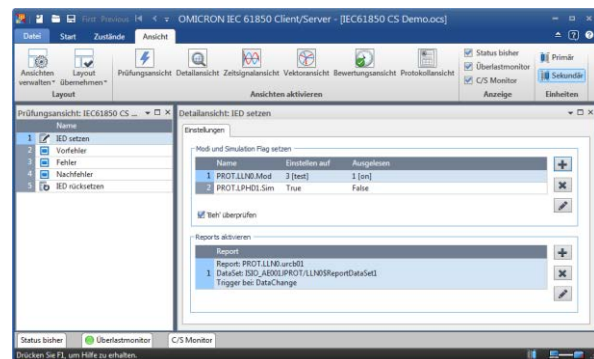


Bild 2 Bei der Vorbereitung kann der Schutzprüfer im Modul IEC 61850 Client/Server eine Vielzahl von Einstellungen vornehmen und relevante Funktionen für die Prüfung umschalten.

Nun kann die eigentliche Schutzprüfung beginnen - Vorfehler und Fehlerwerte werden dem Schutzgerät vorgegeben. Bild 3 zeigt das Ergebnis. Die Auslösung initiiert die Triggierung des Reports zur Leittechnik und seine Übertragung. Alle Informationen werden mit Zeitstempel aufgezeichnet.

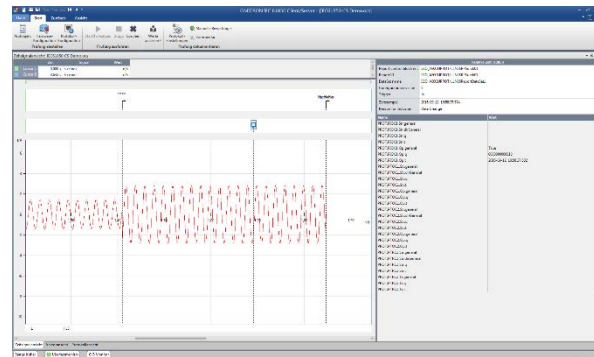


Bild 3 Das Ergebnis der Schutzprüfung zeigt das Prüfmodul mit IEC 61850 Report an.

Diese Prüfung ersetzt jedoch nicht die konventionelle Schutzprüfung. Die IEC 61850-Client/Server-Kommunikation ist eine sichere Prüfung - aber eben keine Echtzeitprüfung. Für die konkrete Messung der Auslösezeit lässt sich weiterhin ein Binärsignal oder eben die IEC 61850 GOOSE verwenden. Die Überprüfung der Leittechnik-Kommunikation ist ein zusätzlicher Testfall. Gerade dem Schutztechniker, der häufig nicht mit Kommunikationsdetails vertraut ist und oft auch nicht sein will, wird auf diese Weise aber die Sicherheit gegeben, dass die Kommunikation mit „seinem“ Schutzgerät funktioniert. Der klassische Inbetriebnahmekonflikt (Schutz- und Leittechniker sind jeweils der festen Überzeugung, „ihre“ Geräte

korrekt parametrisiert zu haben - nur funktioniert leider die Übertragung nicht) kann so gelöst werden und verschafft so die Sicherheit der korrekten Funktion.

Sicherheit bedeutet darüber hinaus auch, dass nach Beendigung der Schutzprüfung die Geräte und Funktionen wieder in den Normalbetrieb umgeschaltet werden und dies alles sicher protokolliert und dokumentiert wurde. Die an den Test anschließende automatische Bewertung ermöglicht schließlich die Einschätzung der Prüfung und ihrer Ergebnisse auf einem Blick (Bild 4).

Name	Zustand	Parameter	Erwartet	Akt.	Wert	Bewertung
Report erstellen	Fehler	PROT_ILM_start	Empfangen		2016-09-13 11:27:36	✓
Auslösung	Fehler	IS Member PROT_PROCI_Op_general	Time		2016-09-13 11:27:36	✓
Temperatur Einstellung ok	Nachfehler	PROT_LPHD_Sim_start/Timeout	20000		2016-09-13 11:27:36	✓
Testmodus gesteuert	Vorfehler	PROT_ILM_start/OK	3 send		2016-09-13 11:27:36	✓
Test als Qualität	Vorfehler	PROT_PROCI_Op_s	000000000000		2016-09-13 11:27:36	✓

Bild 4 Die automatische Bewertung ermöglicht die abschließende Einschätzung der Prüfung und ihrer Ergebnisse

Für diese Einschätzung kann der Schutzprüfer die verschiedensten Elemente heranziehen. Neben dem simplen Check, ob der Report überhaupt gesendet wurde, lassen sich auch einzelne Meldungen (zum Beispiel „Schutz ausgelöst“) prüfen. Auslesen eines Einstellwertes, Überprüfungen der Testmodus-Umschaltung bis hin zur Verifikation der oben angesprochenen Qualitätskennung „Test“ runden die Prüfung ab.

Mit dem hier vorgestellten innovativen Ansatz eröffnen sich für die Schutzprüfer neue Möglichkeiten. Da das Datenmodell alle Informationen eines IEDs enthält, können diese während der Schutzprüfung ausgelesen und bewertet werden.

Typische Beispiele sind:

- Betriebsmesswerte (Ströme, Spannungen, Leistungen, usw.)
- Binäre Ein- und Ausgänge
- LED-Zustandsmeldungen
- Anregungen
- Auslösungen
- Erdschluss-Meldungen
- Richtungsinformationen
- Zählwerte
- vieles mehr

Die Zukunft

Da IEC 61850 auch die Möglichkeit bereitstellt, Schutzparameter im Datenmodell darzustellen, eröffnet sich eine neue Welt. Was auf dem ersten Blick bedrohlich klingt („Leittechniker greifen auf Schutzparameter zu“), bietet eine Vielzahl von Chancen, die auch Inhalt aktueller und zukünftiger Veröffentlichungen sind. So werden dadurch adaptive Schutzkonzepte [10] erst möglich und prüfbar. Auch für Überwachungen, zyklisches

Prüfen, Soll-Ist-Vergleich und Parameterumschaltungen gibt es neue Möglichkeiten [11], [12].

Referenzen

- [1] IEC 61850-1 Ed. 2: 2013 Communication networks and systems for power utility automation - Part 1: Introduction and overview
- [2] Schossig, W.; Schossig, T.: Protection Testing- A Journey through Time. PACWorld Conference 2011, Dublin, Irland
- [3] IEC 61850-8-1 Ed. 2: 2011: Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3
- [4] IEC 61850-7-4 Ed. 2: 2010: Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-4: Basic communication structure - Compatible logical node classes and data object classes
- [5] Schossig, T.: IEC 61850 Testing in Edition 2- A systematization. DPSP 2012, Birmingham, England
- [6] CIGRE B5.32: FUNCTIONAL TESTING OF IEC 61850 BASED SYSTEMS. 2009
- [7] FNN: IEC 61850 - Anforderungen aus Anwendersicht. 2004
- [8] DKE AK 952.0.1: Applikationen mit Diensten der IEC 61850. 2007
- [9] FNN: IEC 61850 aus Anwendersicht. 2013
- [10] Scheerer, S.: Adaptiver Leitungsschutz.OMICRON Anwendertagung 2016; Darmstadt
- [11] Harispuru, C.: Increasing efficiency with IEC 61850 protection parameters. IPTS 2015; Feldkirch
- [12] Harispuru, C.; Albert, M.: Effizientere Prüfungen durch Verwendung von Online-Schutzparametern -OMICRONCamp.OMICRON Anwendertagung 2016; Darmstadt

Über den Autor



Thomas Schossig wurde 1970 in Gotha geboren und studierte elektrische Energietechnik an der TU Ilmenau und schloss sein Studium 1998 als Dipl.-Ing. ab. Von 1998 an war er zunächst Projekttechniker für Leittechnik, später als Gruppenleiter Schutztechnik bei der VA TECH SAT GmbH in Deutschland tätig. 2006 wechselte er zu OMICRON electronics in Österreich und ist dort als Product Manager im Bereich Power Utility Communication tätig. Er ist Autor zahlreicher Beiträge und Mitglied von Standardisierungsgruppen.

OMICRON ist ein weltweit tätiges Unternehmen, das innovative Prüf- und Diagnoselösungen für die elektrische Energieversorgung entwickelt und vertreibt. Der Einsatz von OMICRON-Produkten bietet höchste Zuverlässigkeit bei der Zustandsbeurteilung von primär- und sekundärtechnischen Betriebsmitteln. Umfassende Dienstleistungen in den Bereichen Beratung, Inbetriebnahme, Prüfung, Diagnose und Schulung runden das Leistungsangebot ab.

Kunden in mehr als 140 Ländern profitieren von der Fähigkeit des Unternehmens, neueste Technologien in Produkte mit überragender Qualität umzusetzen. Servicezentren auf allen Kontinenten bieten zudem ein breites Anwendungswissen und erstklassigen Kundensupport. All dies, zusammen mit einem starken Netz von Vertriebspartnern, ließ OMICRON zu einem Marktführer der elektrischen Energiewirtschaft werden.

Mehr Informationen, eine Übersicht der verfügbaren Literatur und detaillierte Kontaktinformationen unserer weltweiten Niederlassungen finden Sie auf unserer Website.