Der Standard IEC 61850

Autor(en): **Brand, Klaus-Peter / Wimmer, Wolfgang**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **93 (2002)**

Heft 1

PDF erstellt am: **29.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-855365

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Der Standard IEC 61850

Offene Kommunikation in Schaltanlagen im deregulierten Strommarkt

Die Deregulierung hat globale Märkte mit hohen Wettbewerbsanforderungen geschaffen. Schaltanlagenleittechnik wird weltweit eingesetzt. Neue Sensoren und Aktoren liefern neuartige Signale. Ein konkurrenzfähiges Management des elektrischen Netzes erfordert leicht zugängliche standardisierte Informationen. Die Kommunikationsentwicklung ist besonders schnell. Der Standard IEC 61850 wird 2002 weit gehend vorhanden sein.

Klaus-Peter Brand, Wolfgang Wimmer

In den letzten Jahren hat sich die Akzeptanz der Schaltanlagenleittechnik als «Substation Automation» mit den Aufgaben *Steuern*, *Schützen* und *Überwachen* weltweit durchgesetzt. Es existiert eine Vielzahl von Systemen verschiedenster Hersteller, welche aber alle mangels eines Standards proprietäre Kommunikationslösungen benutzen, die zwar funktionieren, jedoch Schwachstellen aufweisen, weil sie nicht für den Anwendungsbereich «Schaltanlage» entwickelt wurden. Sie sind untereinander nicht kompatibel.

Die Deregulierung hat globale, offene Märkte mit hohen Wettbewerbsanforderungen geschaffen. Bisher waren nur die grösseren Hersteller globale Firmen; heute haben auch EVU[1] nationale Grenzen überschritten. Ein globaler Standard ist daher nötig, der die Zusammenarbeit von Geräten verschiedenster Hersteller überall in der Welt sicherstellt (Interoperabilität[2]). Dadurch wird der Markt an geeigneten Geräten grösser und erlaubt, die gewünschte Funktionalität und die dafür notwendigen Investitionen zu optimieren. Für die Wirtschaftlichkeit zählen allerdings auch die Betriebs- und Wartungskosten, d.h. die Kosten über den gesamten Lebenszyklus des Systems. Auch hier kann ein Standard zur Kostensenkung beitragen.

Ein Standard wie der IEC 61850[3] für die offene Kommunikation in Schaltanlagen muss verschiedenen Randbedingungen Rechnung tragen:

- nicht magnetische Wandler und andere neue Sensoren und Aktoren verschieben Funktionalität in die Primärtechnik und liefern nichtelektrische Signale. Ob sie sich im Markt durchsetzen können, ist stark von dem noch fehlenden Kommunikationsstandard (Prozessbus) zwischen ihnen und der Feldleittechnik bzw. dem Schutz abhängig;
- der Standard muss die sehr schnelle Entwicklung auf dem Gebiet der Kommunikationstechnik berücksichtigen, damit er nicht bei seinem Erscheinen schon veraltet ist und Investitionen schnell obsolet werden lässt;
- ein konkurrenzfähiges Management des elektrischen Energiesystems erfordert an Stelle von wenigen Daten eine Vielzahl von leicht zugänglichen, standardisierten Informationen (offene Kommunikation).

Ausgangspunkt und Ziel des Standards

Bisher gibt es keinen internationalen Standard für die Kommunikation in Schaltanlagen, wenn auch einige Hersteller Teile von Standards aus anderen Anwendungsgebieten verwenden. Ein erster Schritt war aber schon die Informationsschnittstelle für den Schutz nach IEC 60870-5-103. Ein regionaler Schritt mit grosser Auswirkung auf die Norm IEC 61850 war ferner die Entwicklung der UCA[4]. Weitere Einflüsse kamen vom Standard IEC 60870-5-101, seiner netzwerkfähigen Variante IEC 60870-5-104 und der Standardfamilie IEC 60870-6 (Tase.2).

Ziele

- Anwendungsbereich: Der Standard muss alle Funktionen unterstützen, die in Schaltanlagen vorkommen.
- Interoperabilität: Geräte (IED[5]) von einem oder mehreren Herstellern müssen fähig sein, Informationen auszutauschen und diese Informationen in eigenen Funktionen zu nutzen.
- Konfigurationsfreiheit: Der Standard muss unterschiedliche Betriebsphilosophien unterstützen und eine freie Anordnung der Funktionen zulassen, z.B. ob sie zentral oder dezentral verteilt sind.
- Langzeitstabilität: Der Standard muss zukunftssicher sein, d.h. er muss lange Zeit stabil bleiben und trotzdem der sehr schnell sich weiter entwickelnden Kommunikationstechnologie folgen können.
- Globalität: Von den Herstellern und vielen EVU wird heute ein global akzeptierter Standard verlangt, also keine Aufteilung in eine IEC-Welt und eine Ansi-Welt[6].

Besondere Anforderungen der Schaltanlagen-Leittechnik

Die Funktionen, Randbedingungen und Strukturen in der Schaltanlage werden zwar nicht standardisiert, geben aber die Anforderungen an die Kommunikation vor. Harte klimatische Umweltbedingungen und grosse elektromagnetische Störungen haben keinen direkten Einfluss auf den Kommunikationsstandard, bestimmen aber, inwieweit man auch Standardkomponenten der Bürokommunikation für die Implementation ohne oder mit Zusatzmassnahmen einsetzen kann.

Beispiele wesentlicher Funktionsgruppen

- Systemfunktionen wie Zugriffskontrolle und Zeitsynchronisation

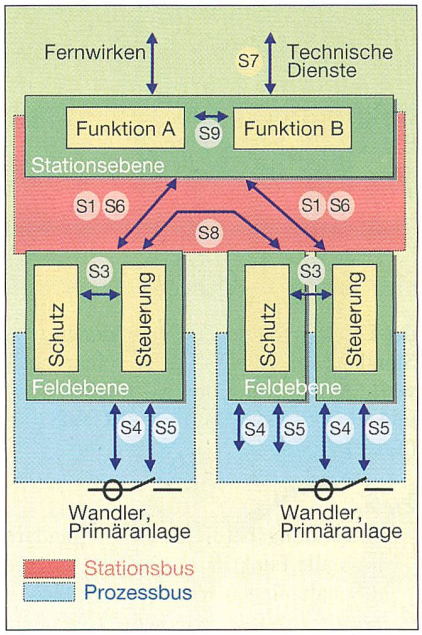


Bild 1 Struktur und Schnittstellen

Kombinierte Schutz- und Steuereinheit (linkes Feld) – getrennte Geräte für Schutz und Steuerung (rechtes Feld) – Prozessschnittstelle mit Prozessbus oder direktverdrahtet

- Parameter- und Konfigurationsmanagement
- Darstellung von Informationen (einpoliges Schema, Ereignisse, Alarme, Messwerte usw.)
- Erfassung von Änderungen, Messwerten, Grenzüberschreitungen, Fehlern, Störungen usw.
- Überwachung des Netzes (z.B. Fehler, Stromqualität), der Primärtechnik (z.B. Schaltgeräten, Transformatoren, Leitungen) und der Sekundärtechnik (z.B. Selbstüberwachung der Geräte)
- Schalten (mit Verriegelung, Synchrocheck usw.) von Schaltern und anderen schaltbaren Geräten mit Rückmeldungen
- Schützen von Leitungen, Transformatoren, Sammelschienen, Generatoren usw.
- Automatiken (Synchrocheck und Wiedereinschaltung, Schaltsequenzen, Lastabwurf und Wiederherstellung, synchronisiertes Schalten)

Beispiele spezieller Kommunikationsanforderungen

- Hoher Datendurchsatz für Abtastwerte, für Störschreiber-Aufzeichnungen und für Konfigurationsdateien.
- Gewährleistung einer kurzen Übertragungszeit für einzelne Signale wie Schalt- und Schutzbefehle in jedem Falle.
- Unterstützung der Zeitsynchronisation sowohl für Ereignisse (Genauigkeit 1 ms) als auch für Abtastwerte (Genauigkeit ≤25 µs, Phasor/Zeiger bei 50/60 Hz).

Struktur und Schnittstellen

Bild 1 zeigt die typische Struktur eines Stationsleitsystemes mit den auftretenden Schnittstellen (S_1–S_9) zwischen den Funktionen, die heute meist auf zwei LAN (Stationsbus, Prozessbus) abgebildet werden[7].

Problemlösung mittels Schichtenansatz des Standards IEC 61850

In Tabelle I sind die Lebensdauern verschiedener Geräte dargestellt. Sie beruhen auf Erfahrungen der ABB und zeigen sehr grosse Unterschiede. Bei IEDs führt der Wunsch nach einer verbesserten Funktionalität sogar zu kürzeren Austauschzyklen, PC werden bei Problemen sofort komplett ersetzt.

Um mit diesen sehr unterschiedlichen Lebensdauern umgehen zu können, müssen Daten, Funktionen und Kommunikation getrennt werden: Der Standard IEC 61850 basiert auf einem Ansatz, der das domainspezifische Modell – also Daten und Kommunikationsdienste gemäss den Bedürfnissen der Schaltanlage – von der durch den Stack beschriebenen Kommunikation trennt (Bild 2). Die Kombination des sich nur langsam ändernden Modells mit dem Kommunikationsstack geschieht über eine standardisierte Abbildung (Mapping). Dies steht im Gegensatz zur bekannten Protokollfamilie IEC 60870-5, bei der Daten und Kommunikation gemeinsam definiert sind.

Dieser neue Ansatz erlaubt es beispielsweise, bei Bedarf zu einem neuen Stack zu wechseln, indem nur das Mapping erneuert wird. Die Anwendungen, alle Datenbanken und die allgemeinen Kommunikationsfunktionen bleiben erhalten. Durch einen solchen zukunftssicheren Standard lassen sich die wesentlichsten Investitionen schützen.

Stack und Mapping

Die Stackauswahl erfolgt mit Vorteil aus dem Mainstream der Kommunikationstechnologie, um auch hier eine möglichst lange Lebensdauer – z.B. durch Rückwärtskompatibilität – zu erreichen. Im Stationsbus des IEC 61850[8] ist heute ein Stack aus MMS[9], TCP/IP[10] und Ethernet[11] definiert. Der Prozessbus[12] unterscheidet sich vom Stationsbus im Wesentlichen durch die zusätzlichen Anforderungen für die Übertragung der Wandlerdaten: Für deren Übertragung wird mit einem reduzierten Stack direkt auf die Verbindungsschicht des Ethernet-Protokolls zugegriffen.

Das Mapping verbindet das Anwendungsmodell und den Stack. Die wichtigste Forderung an jedes Mapping ist die Eindeutigkeit, so dass die Implementationen der verschiedenen Hersteller wirklich interoperabel sein können.

Modell des Standards IEC 61850

Der Objektansatz

Um die Kommunikationsanforderungen mit einem flexiblen Modell standardisieren zu können, werden die Funktionen unabhängig von den Geräten in kleinste Einheiten aufgebrochen, die bei einer maximal dezentralisierten Lösung miteinander kommunizieren müssten. Diese Einheiten werden «logische Kno-

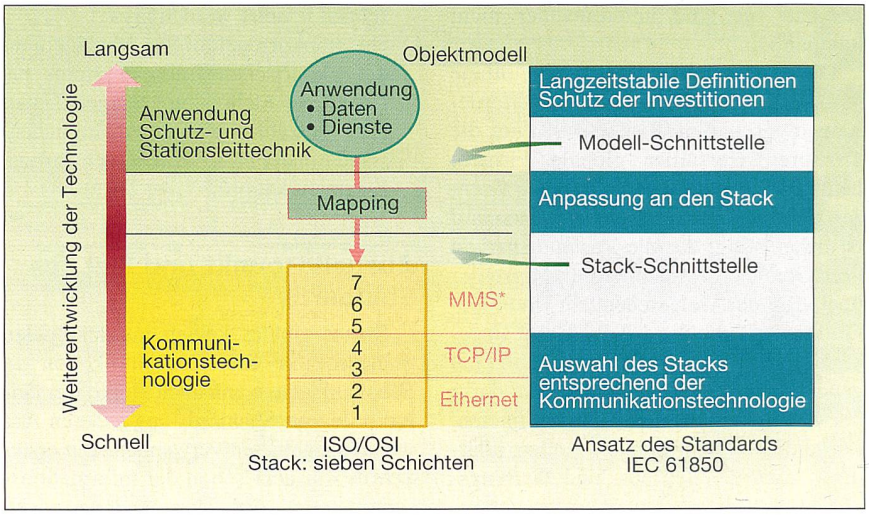


Bild 2 Schichtenansatz

Technologieverhalten (links) – Standardansatz (Mitte) – Beschreibung und Eigenschaften (rechts). Das Objektmodell wird eindeutig auf einen bestehenden Stack abgebildet. MMS: Manufacturing Message Specification.

Objekt	Lebens- und Wartungsdauer [Jahre]	MTTF* [Jahre]
Schaltanlage (Primärtechnik)	40–60	–
Feldgeräte (IEDs)	≥ 15	≤ 100
Stations-PC	≤ 5	≤ 10
Telecom-Markt	1–2	–

* MTTF (Mean Time to Failure): mittlere Zeit bis zum Ausfall

Tabelle I Lebensdauern verschiedener Objekte

ten» (LN) genannt und stellen die oberste Objektebene im Modell dar[13].

Beispiele für durch logische Knoten modellierte Funktionen sind *Bedienung*, *Distanzschutz*, *Trenner*, *Leistungsschalter*, *Strom-* und *Spannungswandler* (Bild 3). Zu beachten ist, dass die LN für die Geräte der Primärtechnik (hier *Trenner*, *Leistungsschalter*, *Strom- und Spannungswandler*) immer das Datenabbild dieses Gerätes im Automatisierungssystem sind, welches der Eingangs-/Ausgangskarte (E/A) in einem konventionellen Feldgerät (Bild 4, links) oder einem Sensor/Aktor (Bild 4, rechts) zugeordnet sind. Dort finden sich physikalisch die Datenobjekte, aus denen die LN bestehen.

Die Datenobjekte selber haben je nach Bedeutung verschiedene Attribute wie den Wert selber, die Einheit des Wertes, die Qualität, einen Zeitstempel usw. Alle LN sind in physikalischen Geräten (IED) implementiert, wobei der Standard aber offen lässt, wie sie auf Geräten gruppiert sind. Die Beschreibung der aktuellen Konfiguration muss dann aber für die Interoperabilität ebenfalls standardisiert sein (siehe unten).

Die Beschreibung der Datenobjekte basiert nicht auf Nummerncodes, sondern ist alphanumerisch und beinhaltet Syntax und Semantik. Es werden somit nicht nur Werte übertragen, sondern auch deren Bedeutung.

Die Dienste

Damit auf alle Daten in der gleichen und bekannten Weise zugegriffen werden kann, sind auch so genannte *Dienste* standardisiert:

- Lesen (read) bzw. Schreiben (write) eines Wertes oder Attributes;
- Schalten (control) eines Gerätes mit mehreren möglichen Methoden (select before operate, direct operate);
- ereignisgesteuertes Berichten (reporting, beispielsweise nach Änderungen oder Fehlern);
- lokale Zwischenspeicherung (logging);
- Auslesen von Verzeichnissen z.B. zur Selbstbeschreibung (get directory information);
- Übertragung von Dateien (file transfer) für Konfiguration, Störschreibung oder Messwerte;
- Multicast-Service (Goose/GSSE)[14] für die schnelle Übertragung von einzelnen Signalen nach einer Änderung, z.B. für die Verriegelung.

Flexibilität und klare Regeln für die Interoperabilität

Die Konfigurationssprache

Damit ein Gerät weiss, wo es die für seine Funktionen benötigten Daten findet und wie es diese holen kann, braucht es sowohl eine Beschreibung der anderen Geräte und deren Zuordnung zu Teilen bzw. Geräten der Schaltanlage als auch der verfügbaren Kommunikationswege. Hierfür bietet der Standard IEC 61850 eine XML[15]-basierte standardisierte Systembeschreibungssprache SCL[16] nach IEC 61850-6, welche idealerweise die Geräte selbst oder zumindest die zum Gerät gehörenden Konfigurationswerkzeuge und der Systemkonfigurator verstehen.

Auf Grund der Systemspezifikation und der Gerätebeschreibungen werden die benötigten Geräte ausgewählt und ihre Einzelgeräte-Konfiguration (in SCL) in den System-Konfigurator geladen. Das Resultat ergibt eine Systemkonfiguration mit der projektspezifischen Gerätekonfiguration (in SCL), welche dann – wenn noch notwendig – mit Hilfe des gerätespezifischen Projektierungswerkzeuges in das Gerät (IED) geladen werden kann.

Auswahl und Erweiterungen

Die benötigten LN sind durch die Funktionalität der Geräte gegeben. Da die Funktionen nicht standardisiert sind, lassen sich Unterschiede in der Funktionalität durch Gruppierung der Datenobjekte in solche, die in jeder Implementierung des Standards vorhanden sein müssen (mandatory), und in solche, die wahlweise benutzt werden können (optional), berücksichtigen. Spezielle oder neue Funktionen, die nicht durch die bestehenden LN und deren Datenobjekte abgedeckt sind, können nach strengen syntaktischen und semantischen Regeln hinzugefügt werden. Die Selbstbeschreibung durch die Verzeichnisse (get directory information) und die Systembeschreibung durch die SCL machen private Datenbereiche[17] wie im Standard IEC 60870-5-103 überflüssig.

Gerätemodell

Da die LN bzw. deren individuelle Kopien (Instanzen) immer in physikalischen Geräten implementiert sind, welche selber gewisse Eigenschaften wie beispiels-

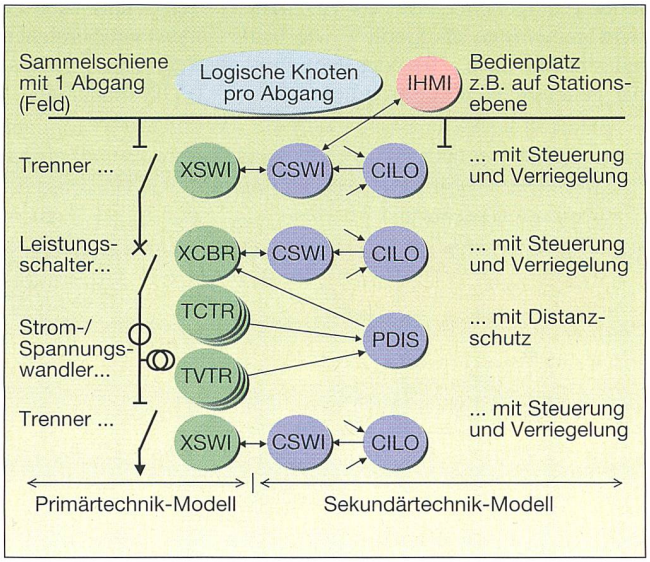


Bild 3 Vereinfachtes Beispiel für die Modellierung der Funktionen eines Abgangs durch logische Knoten

Es ist nur der Satz für einen Abgang gezeigt. Die Pfeile deuten den Kommunikationsfluss an. Für Strom- und Spannungswandler existieren je eine Instanz pro Phase.
IHMI: Bedienung; PDIS: Distanzschutz; XSWI: Trenner; XCBR: Leistungsschalter; TCTR: Stromwandler; TVTR: Spannungswandler; CSWI: Schaltersteuerung; CILO = Verriegelung

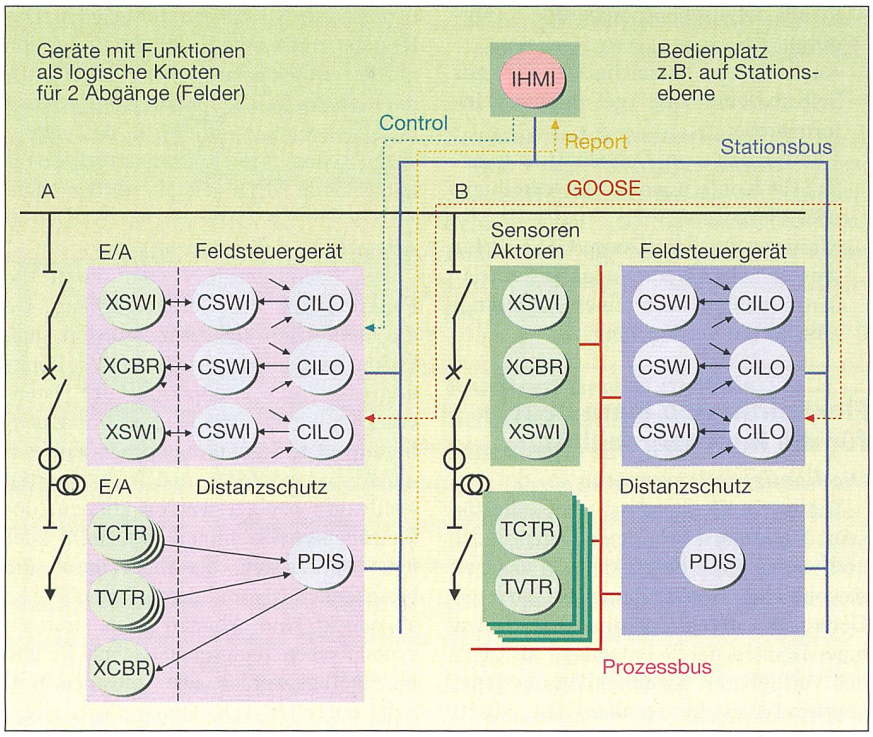


Bild 4 Beispiel einer Zuordnung der logischen Knoten zu Geräten (IED) und der logischen Verbindungen zu Bussen

A: Abgang verdrahtet auf E/A-Karte ohne Prozessbus; da sowohl im Feldsteuergerät als auch im Distanzschutz Ein- und Ausgaben für den Leistungsschalter existieren, gibt es in jedem der Geräte eine Instanz von XCBR, die beide auf denselben Leistungsschalter referenzieren. B: Abgang mit Prozessbus und Sensoren/Aktoren. Gestrichelt: Datentransportwege für verschiedene, im Text beschriebene Dienste. Für Strom- und Spannungswandler existieren je eine Instanz pro Phase.
IHMI: Bedienung; PDIS: Distanzschutz; XSWI: Trenner; XCBR: Leistungsschalter; TCTR: Stromwandler; TVTR: Spannungswandler; CSWI: Schaltersteuerung; CILO = Verriegelung

weise «normal», «blockiert» oder «fehlerhaft» besitzen, sind sie in ein Gerätemodell eingebettet. Beides zusammen wird gemeinsam als Gerät – wie heute jedes andere auch – fix oder konfigurierbar geliefert. Wenn erforderlich, können von einem LN auch mehrere Instanzen implementiert sein. Beispiel: Ein Distanzschutz kann Fehler in verschiedenen Abstandsbereichen bzw. Zonen orten. Jede Zone wird als eigene Instanz des LN PDIS modelliert.

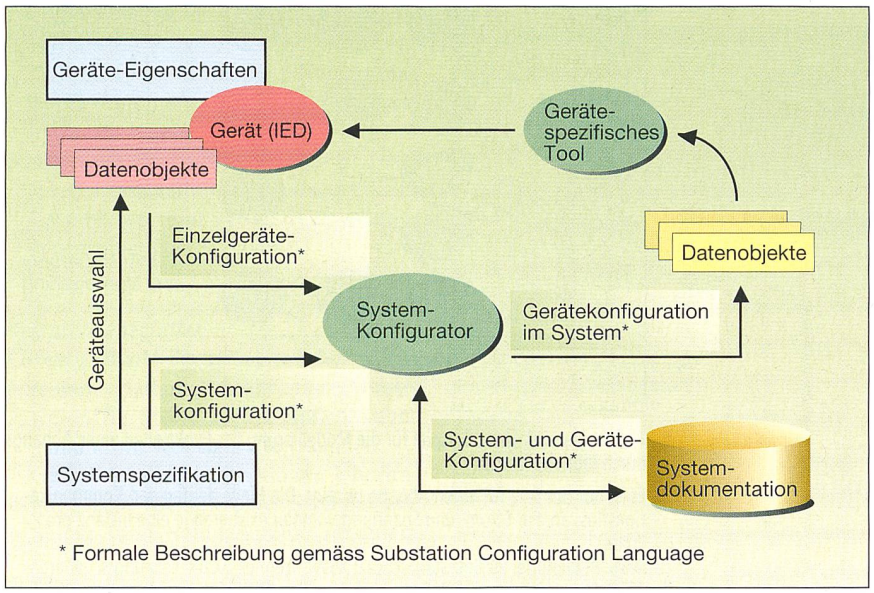


Bild 5 Die Benutzung der Substation Configuration Language

Übertragungswege

In Tabelle II sind wichtige Eigenschaften der Übertragungswege zusammengefasst.

Wirtschaftlichkeit für den Benutzer

Ein Ziel der Standardisierung ist die Steigerung der Wirtschaftlichkeit. Dies gilt auch für den Standard IEC 61850. Er erlaubt dem Anwender die Zukunftssicherung seiner Investitionen in die Schaltanlagenautomatisierung und die Senkung der Betriebs- und Instandhaltungskosten. Wichtig dafür ist, dass

- Geräte unterschiedlicher Hersteller miteinander kombinierbar sind;
- ein vorhandenes System schrittweise «aufgerüstet» werden kann;
- ein vorhandenes Kommunikationssystem an den Stand der Technik angepasst werden kann.

Der Standard IEC 61850 standardisiert nicht nur das Kommunikationsprotokoll, sondern auch die Systembeschreibungen für Projektierungswerkzeuge, das Konfigurationsmanagement von Produkten und Produktfamilien und Massnahmen zur Qualitätssicherung. Seine Nutzung vermeidet Protokollumsetzungen in der Schaltanlage, reduziert den Projektierungsaufwand und erlaubt – unter Berücksichtigung der Funktionsanforderungen und Umgebungsbedingungen – die Verwendung von Mainstream-Technologien aus dem Massenmarkt der Bürokommunikation.

Stand und Ausblick

Die wesentlichen Teile des Standards IEC 61850 sind heute zumindest im Zustand eines mit *ja* abgestimmten CDV[18]. Sie werden im Laufe des Jahres 2002 unter Berücksichtigung der letzten Kommentare zum FDIS[19] werden und dann nur noch editoriellen Änderungen offen sein. Damit ist der Standard bereits heute bekannt und Ende 2002 weit gehend verfügbar. Interessanterweise werden heute auch Überlegungen angestellt, inwieweit der Standard IEC 61850 auch ausserhalb der Stationsleittechnik benutzt werden kann.

Mit dem Ocis-Projekt[20] in Deutschland wurde mit einer sehr einfachen Konfiguration mit Geräten von ABB, Siemens und Alstom die Machbarkeit der Vertikalkommunikation bewiesen. Auf dem Utility Initiative Meeting im April 2001 in Vancouver wurde von ABB, Siemens und Omicron die Horizontalkommunikation gezeigt. Erste Versuche innerhalb der

Firmen und zwischen ABB und Siemens haben auch die erfolgreiche interoperable Übertragung von Messwerten (Samples) über den Prozessbus gezeigt.

Zusammenfassung

Der Standard IEC 61850 ist ein leistungsfähiger, zukunftssicherer Kommunikationsstandard mit einer Modellierung auf semantischer Ebene. Mit seinen heute 14 Teilen (Teile mit Kurzbeschreibung sind z.B. in [1] aufgelistet) ist er vor seiner Publikation über die Nationalen Komitees (TK57), die Arbeitsgruppenmitglieder des TC57 oder durch die beteiligten Firmen zugänglich. Er wird in Kürze offene Schaltanlagen-Automatisierungssysteme ermöglichen und mit allen seinen Eigenschaften (siehe auch [2]) die Konkurrenzfähigkeit der Benutzer im deregulierten Markt deutlich erhöhen.

Dr. Klaus-Peter Brand ist Editor IEC 61850-5 sowie Co-Editor IEC 61850-7-4.
Dr. Wolfgang Wimmer ist Editor IEC 61850-6.

Übertragung vertikal auf dem Stationsbus zwischen den Ebenen
• Befehls- und Überwachungskommunikation mit Rückmeldungen
• Anwendungsbezogene, konfigurierbare Reports mit ereignisorientierter oder zyklischer Übertragung
• Grundlage **bildet die** Client-Server-Beziehung
Übertragung horizontal auf dem Stationsbus zwischen den Feldgeräten
• Echtzeitübertragung mit Anforderungen etwa zwischen 4–10 ms
• Benutzung für Verriegelung, Automatiken, Schalterversagerschutz u.ä.
• Grundlage **bildet die** Punkt-Punkt- oder Multicast-Beziehung
Übertragung auf dem Prozessbus
• Zeitkritischer, grosser Datenstrom von den Wandlern (Samples) in einem ersten Schritt als Punkt-Punkt-Verbindung mit dem Ziel eines vollständigen Busses zur Vielfachnutzung der Daten
• Prozessnahe schnelle Befehle wie Auslösung von Schaltern **durch Schutzvorrichtungen**
• Grundlage **bildet die** Punkt-Punkt- oder Multicast-Beziehung

Tabelle II Wichtige Eigenschaften der Übertragungswege

Referenzen

[1] *R. Dinges:* Standardisierung in der Schutz- und Stationsleittechnik. ETG Fachtagung «Schutz- und Stationsleittechnik», Nürnberg, 23./24.10. 2001.

[2] *L. Andersson, K. P. Brand:* The Benefits ot the Coming Standard IEC 61850 for Communication in Substations. Paper presented at the Southern African Conference on Power System Protection (SACPSP), Johannesburg, 8./9.11.2000.

Adresse des Autors

Dr. *Klaus-Peter Brand*, ABB Schweiz AG, Utility Automation, 5401 Baden, klaus-peter.brand@ch.abb.com

Dr. *Wolfgang Wimmer*, ABB Schweiz AG, Utility Automation, 5401 Baden, wolfgang.wimmer@ch.abb.com

[1] EVU: Elektrizitätsversorgungsunternehmen

[2] Interoperabilität betrifft den Datenaustausch und bedeutet nicht Austauschbarkeit (Interchangeability) von Geräten ohne jede Auswirkung. Austauschbarkeit würde auch eine Standardisierung der Funktionen und Geräte bedeuten, was weder die Aufgabe eines Kommunikationsstandards sein kann noch im Interesse des technischen Fortschritts ist. Trotzdem soll ein Ersatz defekter Geräte durch eine Nachfolgegeneration mit vertretbarem Aufwand unter Berücksichtigung eventueller funktioneller Unterschiede innerhalb mindestens 10 bis 15 Jahren möglich sein.

[3] IEC 61850: «Communication Networks and Systems in Substations»

[4] UCA: amerikanische «Utility Communication Architecture»

[5] IED: Intelligent Electronic Device

[6] Ansi: American National Standards Institute

[7] Prozessbusse (S_4 und S_5) befinden sich erst in der Einführungsphase.

[8] Der Stationsbus des Standards ist in IEC 61850-8-1 beschrieben.

[9] MMS: Manufacturing Message Specification – wird auch bei Tase.2 benutzt

[10] TCP/IP: Transmission Control Protocol/Internet Protocol

[11] Ethernet ist heute die dominierende Kommunikationstechnologie.

[12] Der Prozessbus des Standards ist in Teil IEC 61850-9-1 (Punkt-Punkt für Samples) bzw. 61850-9-2 (Bus erweitert für alle Daten) beschrieben.

[13] Modell in Teil 61850-5 beschrieben und in Teil 61850-7-4 definiert

[14] Goose/GSSE: Generic Object Oriented Substation Event / Generic Substation Status Event

[15] XML: Extended Mark-up Language – gebräuchliche Modellierungssprache

[16] SCL: Substation Configuration Language nach IEC 61850-6

[17] Adressbereiche, generell Datenbereiche oder Datendefinitionen, die eine Firma für sich beansprucht bzw. nach Belieben erstellt.

[18] CDV: Committee Draft for Voting

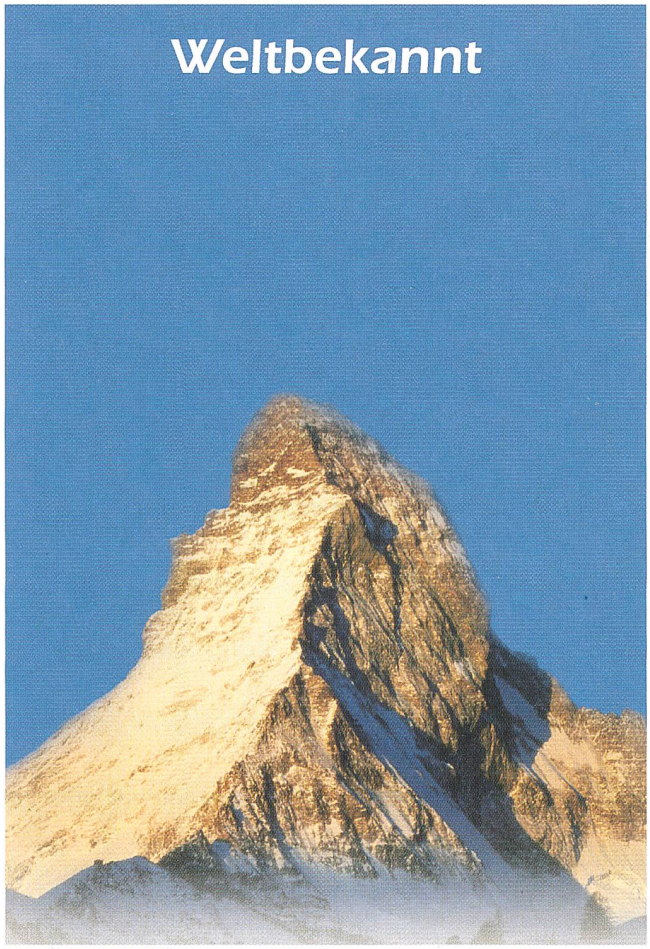
[19] FDIS: Final Draft International Standard

[20] Ocis: Open Communication in Substation Automation

La norme CEI 61850

La déréglementation a fait apparaître des marchés mondiaux posant de hautes exigences de concurrence. La technique de commande des postes de couplage est utilisée dans le monde entier. De nouveaux palpeurs et actuateurs fournissent des signaux d'un nouveau genre. La gestion concurrentielle du réseau électrique exige des informations standardisées et d'accès facile. La technique des communications se développe à un rythme particulièrement rapide. La norme CEI 61850 sera disponible dans une large mesure en 2002.

Cette norme de communication performante et à la hauteur des exigences futures sera accessible avant sa publication par modélisation au niveau sémantique par l'intermédiaire des Comités nationaux (CT57), des membres de groupes de travail de la CT57 ou des entreprises concernées. Elle permettra prochainement la réalisation de systèmes ouverts d'automatisation des postes de couplage et une amélioration sensible de la capacité de concurrence des utilisateurs sur le marché déréglementé.



Pfiffner-Messwandler auf allen Kontinenten

Spitzentechnik
seit 75 Jahren

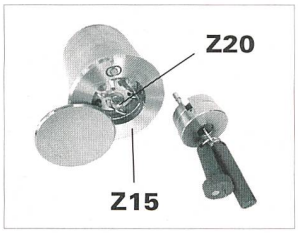
Hannover:
Halle 12
Stand A22

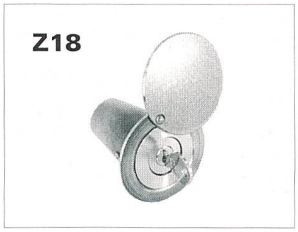
PFIFFNER

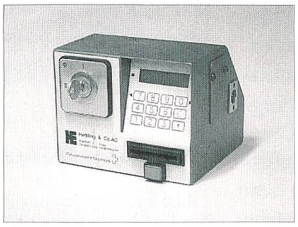
Pfiffner Messwandler AG CH-5042 Hirschthal
Tel. +41 62 739 28 28 Fax +41 62 739 28 10
E-mail: sales@pmw.ch Internet: www.pmw.ch

Notfall-Zugangssysteme
Feuerwehrtechnik

Schlüsselbüchsen Neuentwicklung von SIBOX®







Z15 / Z20 mit Zubehör

SIBOX® Panzerverschluss Z15 ENV 1627 Kl. 5 bestanden! (Kl. 1-6)

Patent angemeldet
Doppelriegel
100% Chromstahl / Dreifachverriegelung
Automatischer Schutzdeckel (Durchm. 118 mm)

Entriegelungsschlüssel

Z20
Gegenverriegelung für **mehrere** Schlüssel
In Kombination mit Z15 unschlagbar

Ihr Vorteil
Schutzdeckel öffnet sich bei Brandalarm automatisch
Der kluge Dreh: Mit dem Entriegelungsschlüssel auch manuell aufschliessbar
Vor böswilliger Beschädigung geschützt (vandalensicher)

Option: Zusätzliche Absicherung durch eingebauten Sicherheitsschalter (Alarm)

Z18
100% Chromstahl / Doppelriegel
Einfachste Montage
Geringer Platzbedarf (Durchmesser 70 mm)
Preisgünstig

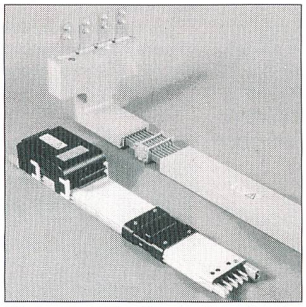
Schlüsselsafe

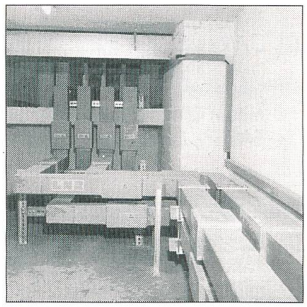
mit Code, im Einsatzfahrzeug oder bei Bedarf im Kommandopult eingebaut

Schlüssel nur nach Eingabe des **persönlichen** Codes abziehbar
Zugriffe jederzeit reproduzierbar (wer war wann der Benützer?)
Sämtliche Daten mittels Safekarte auf zusätzliche Safes übertragbar
Selbstmontage (12/24V oder 230V)

Helbling & Co. AG
Buechstrasse 2
CH-8645 Jona
Tel. 055 212 39 81, Fax 055 212 21 16, mail@helbling.net

Maschinenbau
Feuerwehrtechnik
Logistiksysteme





Ihre Sicherheit – Unsere Kernkompetenz – LANZ Stromschienen 25 A – 8'000 A

lanz oensingen ist der marktführende Stromschienenanbieter mit langjähriger Erfahrung und mit einem leistungsstarken kompletten Lieferprogramm:

- Modernste, nach internationalen EN/IEC-Normen typengeprüfte Stromschienen 25 – 6'000 A/1'000 V bzw. 630 – 8'000 A/245 kV
- Schutzarten bis IP 68 korrosionsfest giessharzvergossen
- Rationelle „Just-in-time"-Produktion ISO 9001-zertifiziert

Profitieren Sie von unserer Kernkompetenz. Verlangen Sie Beratung, Offerte, rasche und preisgünstige Lieferung und Montage von

lanz oensingen ag Tel. 062 388 21 21, Fax 062 388 24 24

☐ **LANZ Stromschienen** interessieren mich! Bitte senden Sie Unterlagen.

☐ Könnten Sie mich besuchen? Bitte tel. Voranmeldung!

SS 03

Name/Adresse/Tel. _____

lanz oensingen ag
CH-4702 Oensingen • Telefon ++41/62 388 21 21