

Aktuell

Wechsel im Deutschlandvertrieb



Mit Wirkung vom 01. Oktober 2003 übernimmt Herr Johannes Arnold (Bild rechts) die Leitung der PTD PA 14, Business Development, Protection and Power Quality, Deutschland. Herr Meisberger (Bild links) geht zum gleichen Zeitpunkt in den Ruhestand.

Hr. Arnold begann im November 1991 in Erlangen in der Abteilung Leittechnik. Nach einer Zeit in der Projektabwicklung und dem anschließenden Projektcontrolling wechselte er 1997 in den Bereich Schutztechnik in die Vertriebsgruppe von Hr. Meisberger. Dort war er zuständig für die Vertriebseinheiten Bayern, Ost und Nordost. Viele DIGSI-Anwender kennen ihn vom 'DIGSI 4' Kurs oder dem Kurs 'Anwendung und Praxis'.



Wir wünschen Hr. Arnold viel Erfolg in seinem neuen Wirkungskreis und Hr. Meisberger alles Gute in seinem verdienten Ruhestand.

Kasachstan erhält moderne Schutz- und Leittechnik

Siemens Power Transmission and Distribution (PTD) hat vom kasachischen Netzbetreiber Kazakhstan Electricity Grid Operation Company (KEGOC) den Auftrag zur Modernisierung der Stationsleit- und Schutztechnik aller Umspannwerke des Stromübertragungsnetzes Kasachstans erhalten. Ziel ist es, die Zuverlässigkeit der Energieübertragung und die Verfügbarkeit der elektrischen Anlagen im Netz zu verbessern. So wird Siemens PTD alle 68 Umspannwerke der Hoch- und Höchstspannungsebene (110 kV bis 1150 kV) mit digitalen Schutz- und Steuergeräten sowie Stationsleitsys-



temen ausrüsten. Mit dem Auftrag in Höhe von mehr als 50 Mio. Euro ist Siemens PTD PA Marktführer in Kasachstan.

Im Rahmen des Modernisierungsprojektes wird Siemens alle bisher in den Umspannwerken vorhandenen analog arbeitenden elektronischen Schutzgeräte durch digitale Schutzsysteme der Reihe SIPROTEC ersetzen: Die Geräte werden in Schaltschränken eingebaut

auf die Baustellen geliefert, dort montiert und in Betrieb genommen. In den Schaltwarten der Umspannwerke werden zusätzlich die konventionellen Steuer- und Bedienpanels gegen moderne Bildschirmanlagen ausgetauscht. Zum Einsatz kommt hier das Stationsleitsystem SICAM SAS. Es stellt auf der Basis der Komponenten SICAM und SIPROTEC eine durchgängige Lösung für das Steuern und Überwachen

der elektrotechnischen Übertragungs- und Verteilungsanlagen dar. Auch die einfache Handhabung der Systemkomponenten, ihre Störungsempfindlichkeit, Langlebigkeit und die Möglichkeit, Betriebs- und Diagnosedaten bereitzustellen zu können, waren für den kasachischen Betreiber mit ausschlaggebende Gründe, sich für die Stationsleit- und Schutztechnik von Siemens zu entscheiden.

Neues DIGSI

Seit Februar ist das neue DIGSI – die Version 4.50 – auf dem Markt. Viele neue Geräte bzw. Geräte mit Firmware ab 4.50 bieten erweiterte Funktionalität, die mit DIGSI 4.50 genutzt werden kann:

- Weiterverarbeitung von Zählwerten und Meldungen mit Wert im CFC-Logikeditor
- Neue CFC-Bausteine wie Zählerbaustein, Vergleichsbaustein (für alle Zahlentypen), Speicherbaustein für ganzzahlige Werte, Alarmbaustein (Meldung bei Erreichen eines Zeit-Datums), Flankendetektorbaustein, Kurzzeit-Timer (analog zum Langzeit-Timer), damit Ersparnis eines zweiten Timers), Blinker
- Präzise Prüfung der CFC-Grenzen bei der Übersetzung
- Kommunikation zwischen DIGSI und Gerät über Ethernet

- Gleichzeitiger Betrieb des SIPROTEC-Web-Browsers und DIGSI Remote über eine Modemverbindung
- Steigerung der Performance bei der Kommunikation zwischen DIGSI und Gerät (Übertragen, ...)

Aber auch Nutzer der bisher verfügbaren Geräte können sich über Verbesserungen von DIGSI freuen:

- Erleichterung der Navigation in der Rangiermatrix durch eine farbige Markierung (Fadenkreuz)
- Testweise Absetzen von Meldungen jetzt auch für Doppelmeldungen möglich
- Anzeige im Gerätedisplay nach Störfall jetzt auch für SIPROTEC 4-Geräte parametrierbar
- Intergerätekommunikation: Ausfallmeldung je Teilnehmer (betrifft nur 6MD66)

Natürlich erhalten Sie als lizenzierter DIGSI 4-Anwender auch diese Version wieder kostenlos. Da in der Vergangenheit jedoch viele der Upgrade-Sendungen die Empfänger nicht erreichten, muss DIGSI 4.50 bestellt werden.

Achtung:

Für neue Geräte bzw. Geräte mit Firmware ab V4.50 benötigen Sie zwingend DIGSI 4.50. Die demnächst zu erwartenden Versionen von 7SJ61/62/63/64, 6MD63 und 7SA522/6x können nicht mit DIGSI V4.40 oder älteren Versionen bedient werden.

So bestellen Sie DIGSI 4.50

Wenden Sie sich einfach an Ihren Ansprechpartner der Firma Siemens in Ihrer Region. Er bestellt gerne das für Sie kostenlose Upgrade (Bestellnummer C53207-A404-D903-8).

Neue Geräte

Die Prüfchaltvariante 7XV7503 für Abzweigschutz ohne aufgelösten Sternpunkt mit zwei Wandlerkernen oder separaten Erdschlusswandler ist seit Mitte Februar zur Lieferung freigegeben. DIGSI-Treiber hierfür wie auch für die hier aufgelisteten neuen Geräteversionen finden Sie wie immer unter www.siprotec.de.

6MD63x	V4.43
7SD5xx	V4.30
7SJ61x	V4.43
7SJ62x	V4.43
7SJ63x	V4.43
7SJ64x	V4.43
7UT613	V4.01
7UT633	V4.01
7UT635	V4.01

Unter www.powerquality.de finden Sie Information zu dem im Februar zur Lieferung freigegebenen Power Meter SIMEAS P mit analogen und digitalen Ein- und Ausgabemodulen (7KG7610).

Online gut beraten

Unter www.siprotec.de bzw. www.siprotec.com wird zurzeit ein Bereich „Service“ aufgebaut. Bereits jetzt finden Sie hier ein Formular, mit dem Sie Probleme erfassen und an unsere Hotline senden können. Desweiteren können Sie sich – falls noch nicht geschehen – als DIGSI-Lizenznehmer registrieren.

Schon längst etabliert ist die Download Area, in der die neuesten Gerätetreiber angeboten werden, aber auch viele Tipps und Hinweise zu CFC-Programmierung oder Kommunikationstopologien.

SIEMENS | Hilfe | PTD-Homepage | Kontakt |

Deutsch

| Download Area | Online Katalog | SICAM Download Area | Powerquality Download Area |

SIPROTEC Download Area

- Programme
 - DIGSI 4
 - SIGRA 4
 - DIGSI V3
 - DIGSI V2
 - Diverses
- Geräte
- Zubehör
- Anwendungen
- Service

DIGSI 4 Software zur Bedienung von SIPROTEC 4 Geräten

Dokumentation	DIGSI-Treiber	Service	News
Katalogblatt	Service-Informationen zum DIGSI 4 Update und SIPROTEC 4 Firmware Update	Service-Informationen Produkt Management System (PMS)	Aktuell 2002/4 (1,1 MB)

DIGSI 4 Zentrale Bedienung von SIPROTEC 1 / 2 / 3 und 4 Geräten über "Aktiven Mini-Sternkoppler"

Applikation	Einstellungen
Optische Sternstruktur oder RS485-Busstruktur	DIGSI 4 und SIPROTEC-Geräte mit 19,2 kB / 8M

Fernbedienung über Wählmodems

Hinweis: Beachten Sie bitte zur Fernbedienung auch die "Allgemeinen Hinweise" und die Dokumente unter "Zentrale Bedienung".

DIGSI 4 Fernbedienung von SIPROTEC 4 Geräten über verschiedene Modems und Sternkoppler oder RS485-Bus

Applikation	Applikation	Einstellungen
Büromodem LOGEM 928 zu Anlagenmodem LOGEM LGH 28.8D 7XV5810 (optische Sternstruktur)	Büromodem LOGEM 928 zu Anlagenmodem LOGEM LGH 28.8D 7XV5810 (RS485-Busstruktur)	DIGSI 4 SIPROTEC Geräte LOGEM Modems
Büromodem MT2834xxx zu Anlagenmodem MT2834xxx 7XV5800 (optische Sternstruktur)	Büromodem MT2834xxx zu Anlagenmodem MT2834xxx 7XV5800 (RS485-Busstruktur)	DIGSI 4 SIPROTEC Geräte MT2834 Modems
Büromodem MT5600xxx zu Anlagenmodem MT5600xxx 7XV5800 (optische Sternstruktur)	Büromodem MT5600xxx zu Anlagenmodem MT5600xxx 7XV5800 (RS485-Busstruktur)	DIGSI 4 SIPROTEC Geräte MT5600 Modems

Ein Kurs für Service- und Störungstechniker

In diesem Jahr gibt es gleich mehrere neue Kursangebote. Eines davon richtet sich an Mitarbeiter aus dem EVU- und Industriebereich, die sich mit der Inbetriebnahme, Instandhaltung und dem Betreiben von numerischen Schutzgeräten SIPROTEC 1-4 befassen.

Die Teilnehmer werden in eine systematische Störungsdiagnose von dig. Netz- und Maschinenschutzgeräten von SIPROTEC 1-4 eingeführt. Sie erhalten wertvolle Hinweise über typische Servicearbeiten, z.B. Stromwandleranpassung 1A/5A, sowie Tipps zur Durchführung einer effizienten Inbetriebsetzung oder Routineprüfung von numerischen Schutzgeräten.

Inhaltliche Schwerpunkte sind:

- Überprüfung der korrekten Verdrahtung / Messwertüberwachungsfunktionalität
- Inbetriebsetzungsunterstützungshilfen bei SIPROTEC 1-4
- Erdschluss- / Kurzschlussrichtungsprüfung
- Hard- und Softwareanpassung bei Stromwandlernennstromanpassung 1A/5A
- Tausch von Kommunikationsmodulen
- FAQ (Frequently asked questions) im Service
- Auslesen störungsrelevanter Informationen (Fehlerpuffer)

- Erstdiagnose und -schritte zur Fehlerbehebung
- Kommunikationsadressen / Ferndiagnose über IBS-Fernabfragekoffer
- Tipps und Tricks für den Praktiker
- Praktische Übungen mit SIPROTEC -Geräten

SIPROTEC – Service- und Störungsdiagnosemanagement (Deutsch)

Nächste Termine: 20.07.2004
05.10.2004

MLFB: 9CA4030-OHD00-0BD4.

Anmeldeformular im Internet unter www.ptd-training.de.

Vorgestellt

IEC 61850 – Umsetzung der neuen Kommunikationsnorm

(Bericht von Holger Schubert, Leiter Vertrieb für die Regionen Asien, Pazifik)

Die Nummer mit Zukunft

Unterhalten sich Menschen, bedarf es einiger Voraussetzungen um einander zu verstehen. Die wohl wichtigste Grundlage ist die einheitliche Sprache. Anderenfalls müssten Übersetzer eingesetzt werden, wodurch jedoch die Unterhaltung verlängert und das Potenzial an Missverständnissen wesentlich erhöht würde. Ähnlich verhält es sich mit den Komponenten eines Automatisierungsverbundes. Auch hier ist das oberste Gebot, dass eine gleiche Sprache gesprochen wird, wobei die Gewichtung auf ein gleiches Verständnis einer Sprache der beteiligten Komponenten um ein Vielfaches höher ist als bei menschlicher Kommunikation: eine Fehlinterpretation kann hier sofort zu einem unbestimmten, evtl. sogar fatalen Verhalten führen.

Hohe Anforderungen an eine neue Norm

Die internationalen Arbeitsgruppen der IEC 61850 „Kommunikationsnetze und –Systeme in Stationen“ (14 Länder, 60

Experten) haben die Herausforderung angenommen, u.a. eine einheitliche Sprache für die gesamte Kommunikation in Schaltanlagen zu definieren. An den neuen Standard wurden sehr hohe Ansprüche gestellt:

1. Abdecken aller Informationsinhalte der Stationen bis hin zu kleinen digitalen Einheiten in der Prozessebene (also auch für digitale Wandler oder Sensoren und Aktoren unmittelbar am Prozess).
2. Offenheit für Erweiterungen der zu kommunizierenden Informationen in der Zukunft nach dem Prinzip: alles was bekannt ist wird in die Definitionen eingebettet, künftige Anwendungen können nach aufgestellten Regeln standardkonform ergänzt werden.
3. Offenheit für künftige hocheffiziente Übertragungsverfahren.
4. Durchsetzung eines Systemgedankens, der sich in dem Begriff „Interoperabilität“ ausdrückt und die Festlegungen zur Kodierung von Informationen und zu den Kommunikationsdiensten weit übertrifft. Auch Anforderungen an das Engineering und die Nachhaltigkeit von Produkten im Sinne von Lebensfähigkeit der mit den Produkten zusammengesetzten Anlagen sind daher im Standard enthalten.

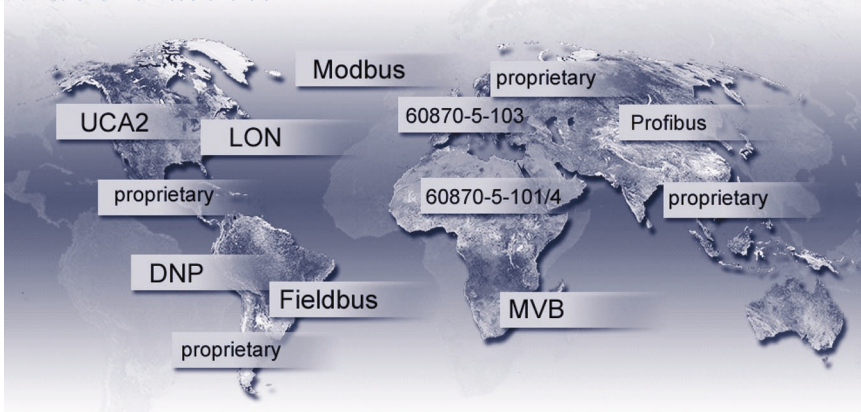
Themenfolge zur Fernkommunikation

- ✓ Fernbedienung über Satellit und Power Line Carrier in Peru
- ✓ Modemkommunikation in Anlagen mit älteren und neuen Geräten
- ▶ IEC 61850 – Umsetzung der neuen Kommunikationsnorm
- LAN-Kommunikation über Netzwerkmodems
- Standleitung zu 1200 Geräten über aktiven Sternkoppler

Die folgenden Merkmale beschreiben die IEC 61850:

- Standardisiert ein Protokoll für alle Bereiche in der Schaltanlage
- Deckt alle Schaltanlagenfunktionen vom Schutz über die Steuerung bis zum Monitoring ab
- Bringt Investitionssicherheit durch Offenheit, Erweiterbarkeit und Zukunftssicherheit
- Weltweit gültiger und akzeptierter Standard, also alleiniger, akzeptierter Schlüssel für interoperable Lösungen
- Definiert den Engineeringprozess, den Lebenszyklus und die Qualitätssicherung der Geräte und des Systems
- Bietet Unterstützung beim Engineering der gesamten Anlage, herstellerunabhängiger Engineeringdaten-Austausch
- Erlaubt die Optimierung der Schaltanlage für unterschiedliche Anlagentypen (skalierbare Technologie)
- Nutzt verfügbare industrielle Ethernet-technologie und Kommunikationskomponenten
- Gemeinsame Kommunikations-Infrastruktur

▼ Teure Kommunikationsvielfalt

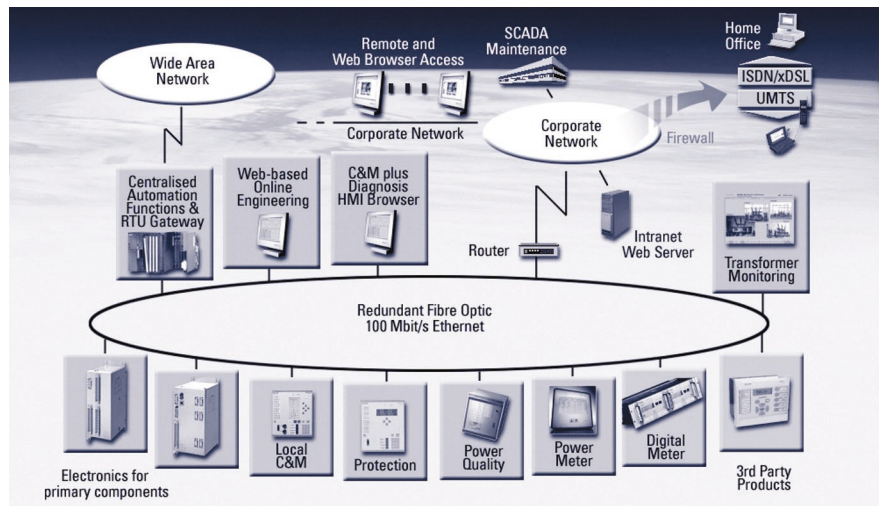


Die Lösung

Diese Anforderungen wurden berücksichtigt, indem sowohl die Erfahrungen der Europäer mit der IEC 60870-Reihe wie auch die Erkenntnisse der Nordamerikaner eingearbeitet wurden: Um den Anwendern eine langfristige Investitionssicherheit zu bieten, wurden Daten, Funktionen und Kommunikation getrennt. Sollte sich in der Zukunft eine neue Kommunikationstechnologie durchsetzen, ist es so möglich, diese zu adaptieren, ohne Daten oder Funktionen anpassen zu müssen. Für ein durchgängiges, vom Hersteller unabhängiges Engineering bietet die IEC 61850 darüber hinaus eine formale, standardisierte Beschreibung der Geräte und des Systems – ein Fall für DIGSI.

Die Umsetzung

Der IEC 61850-Standardisierungsprozess ist seit letztem Monat abgeschlossen, die Norm ist nun internationaler Standard. Viele Interoperabilitätstests auch zwischen Siemens und anderen Herstellern wurden bereits erfolgreich abgeschlossen. Erste Aufträge für IEC 61850-fähige Systeme sind bereits vorhanden und viele An-



▲ Durchgängige Architektur

fragen weltweit bestätigen eine breite Akzeptanz sowie das Vertrauen in die Leistungsfähigkeit der neuen Kommunikation. Für uns ist IEC 61850 daher eine Schlüsseltechnologie: Als erster Hersteller wird Siemens PTD ab Juli diesen Jahres die ersten SIPROTEC-Geräte sowie Leittechnik mit IEC61850-Kommunikation anbieten. Mit DIGSI 4.51 können IEC61850-Stationen konfiguriert werden.

Der Autor arbeitet in folgenden Normungsgremien mit:

IEC: Miteditor der IEC 61850
DKE: Leiter Arbeitsgruppe "Kommuni-

kation in Schaltanlagen nach IEC 61850"

CIGRE: Miteditor "The automation of new and existing substations: why and how"

IEEE: Miteditor Handbuch "Automatisierung von Schaltanlagen"

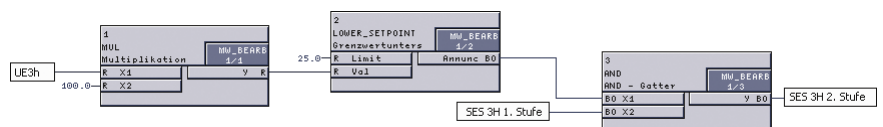
UCA int. Users Group:
Leiter der Arbeitsgruppe "IEC 61850"

Detaillierte Information zu IEC61850 finden Sie unter www.61850.com.

Tipps & Tricks

Im Umfeld der Messwertverarbeitung ergeben sich einige Applikationen, die trickreich durch CFC-Programmierung realisiert werden können. Sind die Messwerte z.B. sehr klein, sollten sie vor einem Grenzwertvergleich größer skaliert werden, um Rundungsfehler gering zu halten.

Um 100% der Ständerwicklung schützen zu können, wird im 7UM62 die 3. Harmonische herangezogen. Die Schutzfunktion bietet nur eine Stufe. Eine



zweite kann allerdings einfach durch Programmierung ergänzt werden. Die Performance von maximal 0,6s bei der Messwertverarbeitung in der CFC-Logik ist hierfür mehr als ausreichend. Ein Problem stellt der Messwertvergleich dar: da die 3. Harmonische beim Erdschluss in Sternpunktstärke sehr klein ist, ist die Schwellwertabfrage numerisch

recht ungenau. Hier empfiehlt sich, den Messwert "UE3H" vor dem Vergleich mit 100 zu multiplizieren.

Änderungen im Ablaufeditor machen das Leben leichter

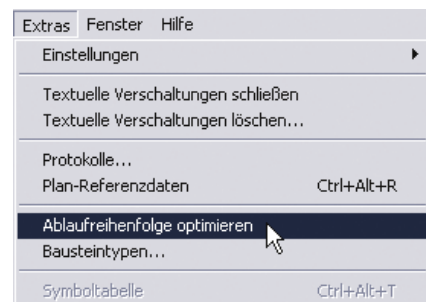
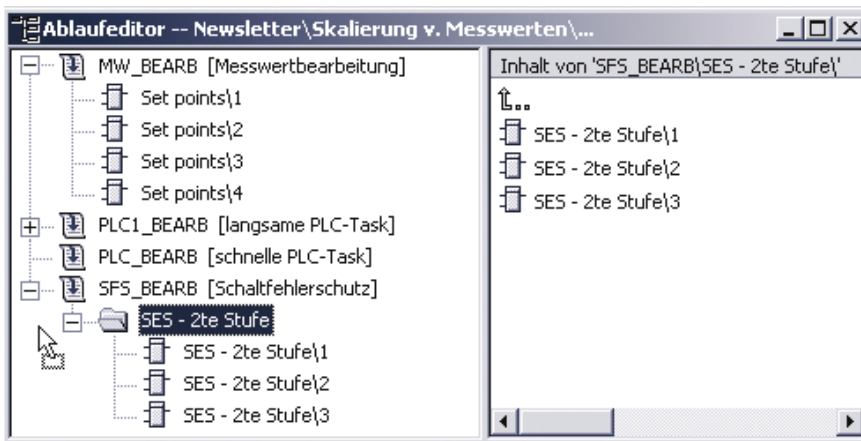
Die oben abgebildete Logik ist der richtigen Ablafebene zugeordnet: Alle

◀ Bausteine laufen in der Messwertbearbeitungsebene. Haben Sie sich hier veran, wechseln Sie in den Ablaufeditor. Dieser wurde mit DIGSI 4.50 im Detail

verbessert: Sie sehen nicht nur die Bausteine sondern auch die zugehörigen Pläne. So können Sie jetzt leicht ganze Pläne "umhängen", z.B. den Plan "SES

2te Stufe" von der Ablaufebene "SFS_Bearb" in die richtige Ebene ziehen.

Ist die Ablaufreihenfolge falsch, müssen Sie die Bausteine nicht wie bisher einzeln umsortieren: Ein Befehl im Menü „Extras“ macht das automatisch: Die Ablaufreihenfolge der Bausteine wird geändert und dem Datenfluss entsprechend optimiert.



Fragen & Antworten

Ich habe ein Sammelschienenchutz-Zentralgerät (7SS52) per Plug & Play geöffnet. Warum sind teilweise Symbole für Betriebsmittel nicht sichtbar?

Offenbar wurde die Anlage auf einem Rechner projektiert, auf dem eigene Symbole verwendet wurden, die auf Ihrem Rechner nicht existieren. (Analoges gilt für die Arbeit mit dem Display Editor auf verschiedenen Rechnern, s. Newsletter 3/01).

Die Symbolbibliothek können Sie zwischen Rechnern kopieren: Sie finden sie im Installationsverzeichnis (in aller

Regel "C:\Siemens") unter ".\..\Digsi4\SSLib\SSData".

Kann ich das unter MS Windows XP im Explorer integrierte ZIP-Kompressions-tool für das Archivieren von Projekten verwenden?

Leider nicht. Sie benötigen eines der üblichen Tools wie z.B. WinZIP oder PKZIP.

Die Installation von DIGSI 4.50 (auch DIGSI 4.40) bricht bereits bei der Vorbereitung (1. Dialog: Setup) ab. Warum kann ich nicht installieren?

Die Installationsumgebung benötigt ein "TEMP" Verzeichnis zum Extrahieren der Dateien. Der Pfad für dieses "TEMP" Verzeichnis darf 128 Zeichen nicht übersteigen, da sonst Install-Shield die Setupdateien nicht entpacken kann.

Durch Windows XP (auch Windows 2000) wird der Standardpfad auf "%USERPROFILE%" umgesetzt, was "C:\Documents and Settings\" und dahinter dem Benutzername entspricht. Bei sehr langen Benutzernamen kann die 128 Zeichenlänge des "TEMP" überschritten werden.

Demnächst

Die nächsten DIGSI 4 Notes

Der nächste Newsletter erscheint im Juni und führt ein in die Projektierung von IEC61850-Geräten mit der im Sommer erwarteten DIGSI-Version

4.51. Außerdem erhalten Sie Tipps & Tricks zur Projektierung von Dreistellungsschaltern mit DIGSI.

Neue Geräte in Sicht

In der ersten Jahreshälfte werden neue Versionen der Geräte 7SJ61/62/63/64, 6MD63 und 7SA522/6x erwartet.

Topics

Changes at Sales Germany



Since October 1, 2003, Mr. Johannes Arnold (photo right) has been the new head of PTD PA 14, Business Development, Protection and Power Quality, Germany. Mr. Meisberger (photo left) retired on that same date.

Mr. Arnold started his career in Erlangen in November 1991 in the Power Automation department. After a stint in project processing and project controlling, he moved to Mr. Meisberger's sales group in Protection in 1997, where he was responsible for the sales units Bavaria, East and Northeast. Many DIGSI users know him from the 'DIGSI 4' course or the 'Application and Practical Use' course.



We wish Mr. Arnold every success in his new activity and Mr. Meisberger an enjoyable hard-earned retirement.

Kazakhstan to get modern protection and control

Siemens Power Transmission and Distribution (PTD) has received the order to modernize the substation automation and protection of all transformer substations in Kazakhstan's power transmission grid from Kazakhstan Electricity Grid Operation Company (KEGOC). The aim is to improve power transmission reliability and also the availability of the electrical grid. Siemens PTD will therefore equip all 68 transformer substations at the high and extra high voltage levels (110 kV to 1150 kV) with digital control and protection equipment and substation automation systems. This order worth more than 50 million euros makes Siemens PTD PA the market leader in Kazakhstan.

As part of the modernization project, Siemens will replace existing analog electronic protection units with digital protection systems from the SIPRO-



TEC range: The equipment will be supplied mounted in cubicles, installed on site, and commissioned. In the control rooms of the transformer substations, the conventional control

panels will also be replaced with modern monitor workstations for the operating personnel. The SICAM SAS substation automation system will be used for this purpose. It is a complete



◀ solution for control and monitoring of electrical transmission and distribution systems based on the components SICAM and SIPROTEC. Simple handling

of the system components, their noise immunity, long life, and the possibility of providing operating and diagnostic data were just some of the rea-

sons why the Kazakh operator chose substation control and protection technology from Siemens.

New DIGSI

The new DIGSI – Version 4.50 – has been on the market since February. Many new devices and devices with firmware V 4.50 and later provide extended functionality that can be used with DIGSI 4.50:

- Further processing of metered values and indications with a value in CFC logic editor
- New CFC blocks such as counter block, comparator block (for all numeric types), memory block for integer values, alarm block (alarm on reaching a time-date), edge-detector block, short-time timer (analogous to the long-time timer, obviating a second timer), flasher
- Precise check of the CFC limits in compilation
- Communication between DIGSI and device via Ethernet

- Simultaneous operation of the SIPROTEC Web browser and DIGSI Remote via a modem link

- Boost in performance in communication between DIGSI and the device (transmission, ...)

But users of the previously available devices can also enjoy improvements in DIGSI:

- Easier navigation in the routing matrix due to colored marking (crosshair)
- Test output of indications now also possible for double indications
- Display on device display after fault now also parameterizable for SIPROTEC 4 devices
- Inter-device communication: failure indication per station (only affects 6MD66)

- Context-sensitive help information about every parameter

Of course, as a licensed DIGSI 4 user you will also receive this version free of charge. Because in the past, many upgrades did not reach their recipient, DIGSI 4.50 has to be ordered.

Note:

For new devices and all devices with firmware as from V4.50 you require DIGSI 4.50. The versions of 7SJ61/62/63/64, 6MD63, and 7SA522/6x to come out soon cannot be operated with DIGSI V4.40 or previous.

How to order DIGSI 4.50

Just call your contact at Siemens in your region. He or she will gladly order the upgrade for you free of charge (order number C53207-A404-D903-8).

New devices

The 7XV7503 test switch variant for feeder protection without open start-point with two transformer cores or separate ground-leakage transducers has been released for delivery since mid February. DIGSI drivers for this and the new device versions listed here are as always to be found at www.siprotec.de.

6MD63x	V4.43
7SD5xx	V4.30
7SJ61x	V4.43
7SJ62x	V4.43
7SJ63x	V4.43
7SJ64x	V4.43
7UT613	V4.01
7UT633	V4.01
7UT635	V4.01

At www.powerquality.de you will find information about the SIMEAS P Power Meter with analog and digital input and output modules (7KG7610) which was released for delivery in February.

Good advice online

At www.siprotec.de or www.siprotec.com a "service" zone is under construction. It already contains a form you can fill out to report problems and send to our hotline. You can also register as a DIGSI license holder – if you have not already done so.

The download area in which the latest drivers are offered has been there for a while, as have many tips and information about CFC programming and communication topologies.

SIEMENS | Help | PTD-Homepage | Contact |

English

| Download Area | Online Catalogue | SICAM Download Area | Powerquality Download Area |

SIPROTEC Download Area

- Software
 - DIGSI 4
 - SIGRA 4
 - DIGSI V3
 - DIGSI V2
- Devices
- Accessories
- Applications
- Service

DIGSI 4 Software for Configuration of SIPROTEC 4 Devices

Documentation	Device driver	Service	News
Catalog 2002	Device driver for DIGSI 4	Service-Information Product Management System (PMS)	Notes 2002/4 (1,1 MB)
Catalog 2002 (short)	Service-Information for DIGSI 4 Update and SIPROTEC 4 Firmware Update	Service-Information for Update SIPROTEC 4 Parameter sets	Notes 2002/3 (3,0 MB)
Startup			
Manual V4.4x System Description SIPROTEC 4 (6,0 MB)			
CFC-Description (1,7 MB)			
Manual V4.2x Manager (1,5 MB)			
Device Configuration (2,2 MB)			
Communication (1,2 MB)			
CFC-Description (1,2 MB)			
Graphic Tools			
Display Editor			

DIGSI 4 Remote control of SIPROTEC 4 devices via modem and Mini-Starcoupler or RS485-bus		
Application Office modem LOGEM 028 to substation modem LOGEM LGH 28.8D 7XV595 10 (optical star structure)	Application Office modem LOGEM 028 to substation modem LOGEM LGH 28.8D 7XV595 10 (RS485-bus structure)	Settings DIGSI 4 SIPROTEC devices LOGEM-modem
Application Office modem MT2834oc to substation modem MT2834oc 7XV5900 (optical star structure)	Application Office modem MT2834 to substation modem MT2834oc 7XV5900 (RS485-bus structure)	Settings DIGSI 4 SIPROTEC 4 devices modem MT2834oc
Application Office modem MT5600oc to substation modem MT5600oc 7XV5900 (optical star structure)	Application Office modem MT5600 to substation modem MT5600oc 7XV5900 (RS485-bus structure)	Settings DIGSI 4 SIPROTEC 4 devices modem MT5600oc

DIGSI 2.95 en / V3.34 Remote control of 7SS520 Busbar Protection via Modem MT2834 and aktive Mini-Starcoupler		
Application Office modem MT2834oc to substation modem MT2834oc 7XV5900 (optical star structure)	Settings 2400Bd Office modem MT2834oc to substation modem MT2834oc 7XV5900 (optical star structure)	

A course for service and incident diagnosis technicians

This year there are a number of new courses. One of them is directed at employees serving utilities and industry who are concerned with commissioning, maintenance, and operation of SIPROTEC 1-4 numerical protection relays.

Participants will be introduced to systematic incident diagnosis of digital power system and machine protection devices belonging to SIPROTEC V 1-4. They will be provided with valuable hints on typical service work such as 1A/5A current transformer adaptation, as well as tips on performing efficient commissioning or routine checking of numerical protection relays.

Major features:

- Checking correct wiring/measured value monitoring functionality
- Commissioning support tools for SIPROTEC V 1-4
- Ground fault/short-circuit direction testing
- Hardware and software adaptation for 1A/5A current transformer rated current adaptation
- Replacement of communication modules
- FAQ (frequently asked questions) in service
- Reading out information relevant to incidents (fault buffer)
- First diagnosis and steps toward troubleshooting
- Communication addresses/remote diagnosis via the commissioning remote querying case
- Tips and tricks for the practical user
- Practical exercises with SIPROTEC devices

SIPROTEC – Service and incident diagnosis management (English)

Next dates: 12.08.2004
26.10.2004

MLFB: 9CA4040-OHE00-0BD4

The enrollment form is in the Internet at www.ptd-training.de.

Presented

IEC 61850 – implementation of the new communication standard

(Report by Holger Schubert, head of sales for the Asia, Pacific regions)

The number with a future

When people talk, certain conditions must be met for them to understand each other. The most important of these is a common language. Otherwise, interpreters have to be used, which draws out the discussion and increases the possibility of misunderstandings. It is really no different for the components of an automation network. Here, too, the most important rule is to speak the same language. In fact it is much more important for automation components than in human communication because a misunderstanding could cause unforeseen, possibly even fatal behavior immediately.

High demands on a new standard

The international workgroups of the IEC 61850 "Communication networks and systems in substations" (14 countries, 60 experts) have taken up the challenge, incl. defining a common language for all communication in the switchgear. Very high demands have been placed

on the new standard:

1. Coverage of all information contents of the substations down to small digital units at the process level (i.e. also for digital transducers or sensors and actuators immediately in the process).
2. Openness to extensions of the information items to be communicated in the future according to the principle: everything that is known is included in the definitions, future applications can be added according to defined rules complying with the standard.
3. Openness for future highly efficient transmission methods.
4. Implementation of a system concept of "interoperability" concerning more than definitions for coding information and communication services. Also engineering requirements and sustainability of products in the sense of life of the substations comprising the products are therefore contained in the standard.

The solution

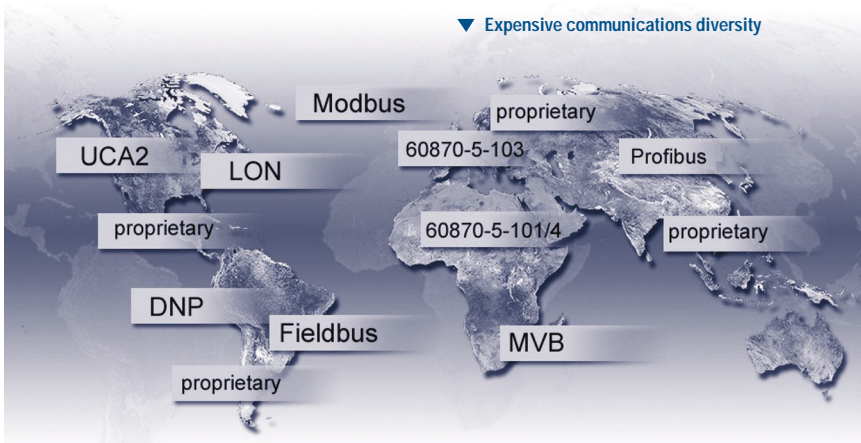
These demands have been taken into account by including both the experien-

Series about remote communication

- ✓ Remote operation via satellite and power line carrier in Peru
- ✓ Modem communication in stations with old and new devices
- ▶ IEC 61850 – implementing in the new communications standard
- LAN communication with network modems
- Dedicated phone line for 1200 devices using an active star hub

IEC 61850 describes the following features:

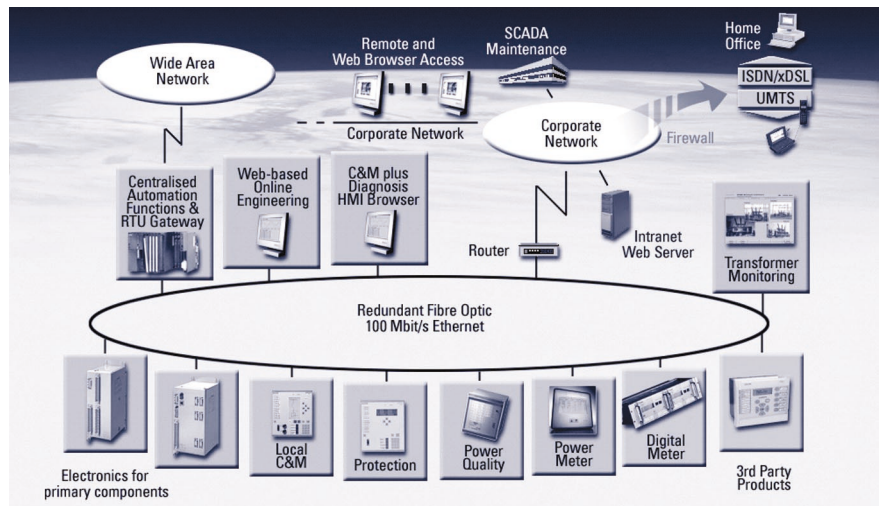
- Standardizes a protocol for all areas in the switchgear
- Covers all switchgear functions from protection via control to monitoring
- Creates investment security by openness, expandability, future-oriented approach
- Worldwide valid and accepted standard, i.e. sole and accepted key for interoperable solutions
- Defines the engineering process, the life cycle, and the quality assurance of the devices and system
- Provides support with engineering of the entire system, non-manufacturer-specific engineering data exchange
- Permits optimization of the switchgear for different types of system (scalable technology)
- Uses available industrial Ethernet technology and communication components
- Common communication infrastructure



- ces of the Europeans with the IEC 60870 series and the knowledge of the Americans: to provide users with long-term investment protection, data, functions, and communication have been separated. If, in the future, a new communication technology becomes accepted, it is possible to adapt the communication part without having to modify the data or functions. For integrated, non-manufacturer-specific engineering, IEC 61850 also provides a formal, standardized description of the devices and the system – a case for DIGSI.

Implementation

The IEC 61850 standardization process was completed last month, the standard is now an international standard. Many interoperability tests, including between Siemens and other manufacturers, have been successfully completed. Initial orders for IEC 61850-capable systems have already been placed and many inquiries from all over the world confirm wide acceptance and trust in the performance of the new communication. For us, IEC 61850 is therefore a key technology: Siemens PTD will be the first manufacturer to offer



▲ Integrated architecture

IEC61850 communication in its SIPROTEC devices and control equipment from this July. With DIGSI 4.51 it will be possible to configure IEC61850 substations.

The author works on the following standardization committees:

IEC: co-editor of IEC 61850

DKE: head of working party "Communication in substations to IEC 61850"

CIGRE: co-editor "The automation of new and existing substations: why and how"

IEEE: co-editor of manual "Automation of substations"

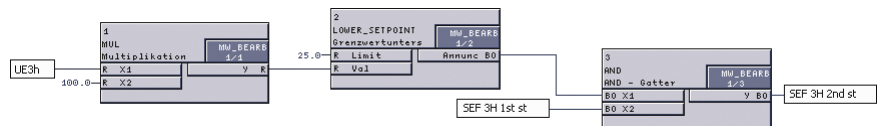
UCA Int. Users Group: head of working party "IEC 61850"

Detailed information about IEC61850 is available at www.61850.com.

Hints & Tricks

In measured value processing, some applications can be implemented by ingenious CFC programming. For example, if the measured values are too small, they should be scaled up before a limit value comparison to reduce the rounding error.

To be able to protect the stator winding 100%, 7UM62 uses the 3rd harmonic. The protection function only offers one stage. However a second stage can be achieved simply by programming. The performance of up to 0.6s in measured value processing in the CFC logic is more than sufficient for this. One problem is



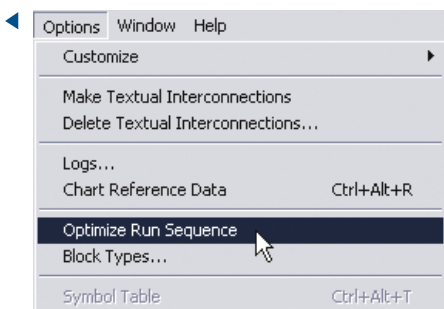
the measured value comparison: because the 3rd harmonic is very small on a ground fault near the neutral point, the threshold query is numerically very imprecise. Here it is advisable to multiply the measured value "UE3H" by 100 before comparison.

Changes in the Runtime Editor make life easier

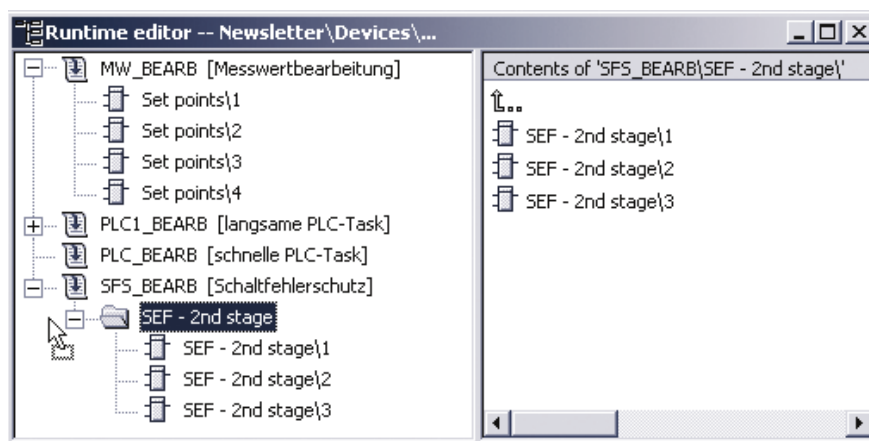
The logic shown above is assigned to the correct priority class: all blocks run in the measured value processing class.

If you make a mistake, just switch to the Runtime Editor. This has been improved in DIGSI 4.50: not only can you see the blocks but also the associated charts. That way, you can now easily move whole charts, e.g. drag the chart "SES 2nd stage" from priority class "SFS_Bearb" to the correct class.

If the run sequence is incorrect, you no longer have to re-sort the blocks as you did previously: a command in the "Options" menu does that automatically: the run sequence of the blocks is



changed and the dataflow optimized accordingly.



Questions & Answers

I have opened a busbar protection master unit (7SS52) by plug & play. Why are some symbols for items of equipment not visible?

The substation has obviously been configured on a computer on which different symbols have been used that do not exist on your computer. (The same applies to working with the display editor on different computers, see Newsletter 3/01).

You can copy the symbol library between computers: you will find them in the installation directory (usually "C:\Siemens") under ".\Digsi4\SSLib\SSData".

Can I use the ZIP compression tool integrated into the Explorer under MS Windows XP for archiving projects?

Unfortunately not. You require one of the usual tools, such as WinZIP or PKZIP.

Installation of DIGSI 4.50 (also DIGSI 4.40) terminates during preparation (1st dialog box: Setup). Why can I not install?

The installation environment requires a "TEMP" directory to extract the files. The path for this "TEMP" directory must not be more than 128 characters long; otherwise InstallShield cannot unpack the Setup files.

Windows XP (and Windows 2000) converts the default path to "%USERPROFILE%", which corresponds to "C:\Documents and Settings\" followed by the user name. Very long user names can cause the 128 character length limit for "TEMP" to be exceeded.

Coming soon

The next DIGSI 4 Notes

The next newsletter will appear in June and will contain an introduction to configuring IEC61850 devices with the DIGSI Version 4.51 expected in the summer. It will also provide hints & tricks on configuring three-position disconnectors with DIGSI.

New devices in view

In the first half of the year, new versions of the 7SJ61/62/63/64, 6MD63, and 7SA522/6x devices are expected.

IMPRESSUM MASTHEAD

Editorial & Publishing:
Siemens AG
Power Transmission and Distribution (PTD)

Gunther Reichenbach
Product Manager
phone.: +49 911 433-7442
e-mail: digsi@ptd.siemens.de

Internet:
<http://www.digsi.de>
<http://www.digsi.com>

Layout, Design & Print:
A&D SE ES4 Media Solutions

J31069-D7065-U001-A11-0018
Printed in Germany
© Siemens AG. 2004