



UNIVERSALSCHUTZGERÄT

SIPROTEC 5 Compact – 7SX800

Katalog • Edition 5

SIEMENS

SIPROTEC 5 Compact

Katalog Edition 5 ab V9.50

Ungültiger Katalog:
Edition 4

SIPROTEC 5 Compact	1
Einleitung	1.1
Universelles Schutzgerät 7SX800	1.2
Applikationsbeispiele	1.3
Funktionsübersicht	1.4
SIPROTEC 5 Compact – System	2
Funktionale Integration	2.1
Schutz	2.2
Steuerung	2.3
Automatisierung	2.4
Überwachung (Monitoring)	2.5
Datenerfassung und -protokollierung	2.6
Kommunikation	2.7
Safety- und Securitykonzept	2.8
Test und Diagnose	2.9
SIPROTEC 5 Compact – Hardware	3
Hardware	3.1
Integrierte Schnittstellen	3.2
Klemmen	3.3
Standardvarianten	3.4
SIPROTEC 5 Compact – Engineering	4
WEB Monitor	4.1
DIGSI 5	4.2
IEC 61850 Systemkonfigurator	4.3
SIPROTEC DigitalTwin	4.4
SIPROTEC Dashboard	4.5
SIGRA	4.6

5

Anhang

5.1 Auswahl- und Bestelldaten

5.2 Zubehör

5.3 Anschlusspläne

5.4 Montagemaße

5.5 Gruppierung von Messwerten

5.6 Technische Daten

5.7 Rechtliche Hinweise



[ph_SIPROTEC 5 Compact, 2, --, --]

Bild /1 SIPROTEC 5 Compact

Editorial

Mit Stolz präsentieren wir Ihnen das neue Gerät SIPROTEC 5 Compact – ein universelles SIPROTEC-Schutzgerät mit klarem Fokus auf Mittelspannungs-, Industrie- und Infrastrukturanwendungen, das aber auch in Hochspannungsanwendungen eingesetzt werden kann.

Generationen von Siemens-Schutzexperten haben SIPROTEC schon vor Beginn des digitalen Zeitalters entwickelt, gefertigt und in jedes Gerät viel Fachwissen und Leidenschaft gesteckt. All diese Erfahrung ist in die Entwicklung unserer neuen SIPROTEC 5 Compact-Serie eingeflossen.

Wie bisher, werden wir auch in Zukunft ein vertrauensvoller Partner für Sie sein.

Das neue SIPROTEC 5 Compact – SIPROTEC 7SX800 – steht für höchste Fertigungs- und Entwicklungsqualität von Siemens. Es erweitert das Portfolio der SIPROTEC 5-Generation und übernimmt alle Systemeigenschaften und Vorteile von SIPROTEC 5.

Ob Sie ein Überstromgerät für einen Abzweig benötigen, einen Motor schützen wollen oder Gerät für Netzentkopplungen benötigen. Der universelle Ansatz von SIPROTEC 5 Compact sorgt dafür, dass es genau zu Ihrer Anwendung passt.

Ihr Schutzgerät heißt immer gleich – SIPROTEC 7SX800!

Mit SIPROTEC 5 Compact sind Sie für die Anforderungen hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit Ihrer Netze bestens gerüstet.

Unser Leitmotiv für die Entwicklung dieses neuen Gerätetyps:

SIPROTEC 5 Compact

| From Siemens | For the Future | For You

Smart Infrastructure

Digital Grid

Energy Automation

SIPROTEC 5 Compact

Einleitung

I From Siemens

SIPROTEC steht seit über 100 Jahren für zuverlässigen Schutz.

Seit Generationen entwickeln und fertigen Siemens-Schutzexperten die Geräte mit viel Fachwissen und Leidenschaft.

- Erfahrung aus über 2,2 Mio. SIPROTEC-Geräten
- Zertifizierter und bewährter Entwicklungs- und Fertigungsprozess
- Algorithmen und Vorteile von SIPROTEC 5 in einem kompakten Gehäuse

I For the Future

SIPROTEC 5 Compact ist schon jetzt für zukünftige Herausforderungen gerüstet.

- Virtuelle Prüfungen mit SIPROTEC DigitalTwin für kürzere Prüfzeiten und geringeren Aufwand
- IoT-Konnektivität für schnellere Reaktionszeiten und höhere Netzverfügbarkeit
- Integrierte Cybersecurity für den Schutz ihres Geräts zur Gewährleistung der höchsten Netzverfügbarkeit

I For You

Für Einsteiger und Profis gleichermaßen.

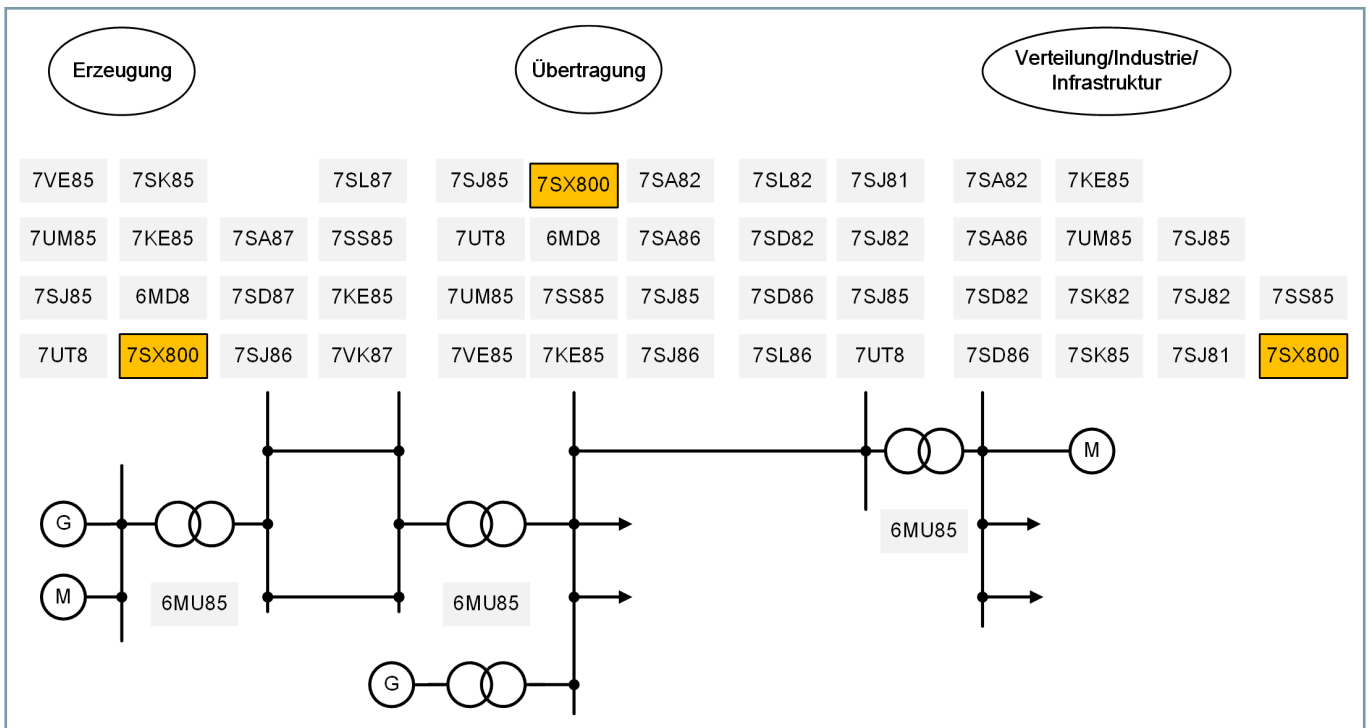
SIPROTEC 5 Compact bietet für jeden die passende Anwendung. Selbst für erfahrene Schutzexperten haben wir spezielle Funktionen hinzugefügt.

- Universelles Gerät für vielfältige Einsätze und geringe Typenvielfalt
- Single-Line-Display als schnelle und klare Benutzeroberfläche
- Hohe Dichte an Ein-/Ausgängen für kleine und kompakte Schaltanlagen



[ph_SIPROTEC5_C_W9_3_---]

Bild 1.1/1 SIPROTEC 5 Compact – Rückansicht



[dw_sip5compact_anwendung_2_de_DE]

Bild 1.2/1 Anwendungsbereiche der SIPROTEC 5- und SIPROTEC 5 Compact-Geräte

Die Grafik vermittelt einen Überblick über den Einsatz der SIPROTEC 5- und SIPROTEC 5 Compact-Geräte im Netz in vereinfachter Darstellung. Insbesondere durch die regenerativen Energieerzeuger gibt es Netzeinspeisungen in allen Spannungsebenen. Schutzobjekte sind die Sammelschienen, die Freileitungen bzw. die Kabel und die Transformatoren. Diesen wurden die entsprechenden Schutzgeräte zugeordnet.

SIPROTEC 5 Compact

Universelles Schutzgerät 7SX800

Beschreibung

Das SIPROTEC 7SX800 ist ein universelles kompaktes Schutzgerät als Teil der SIPROTEC 5-Gerätereihe. Als Universalgerät hilft es Ihnen bei der Erneuerung Ihrer Gerätevarianten und der damit verbundenen Schulungs- und Ersatzteilkosten.

1.2

Es ist speziell für den effizienten und kompakten Schutz von Abzweigen, Leitungen und Motoren in Mittelspannungsanlagen entwickelt, kann aber auch im Nieder- und Hochspannungsbereich eingesetzt werden. Mit seinem modularen Funktionsumfang deckt es die vielfältigsten Anwendungen aus Schutz, Automatisierung und Überwachung ab.

Das neue Universalgerät ermöglicht den Anschluss einer hohen Anzahl an Ein- und Ausgängen auf kleinstem Raum und verfügt über eine umfangreiche Schutzfunktionsbibliothek, die Sie mit Hilfe von Funktionspunkten einfach für Ihre Anwendung aktivieren können.

Bereits heute verfügt das SIPROTEC 7SX800 über zukunftsweisende Funktionen. Virtuelles Testen mit SIPROTEC DigitalTwin senkt die Zeiten für Test und Störungsanalyse deutlich. Die IoT-Konnektivität ist die Voraussetzung für den einfachen Zugriff auf Ihre Gerätedaten und schnelle Reaktionszeiten. Die integrierten Cybersecurity-Funktionen schützen Ihr Gerät umfassend und unterstützen höchste Verfügbarkeit Ihres Netzes.

Basierend auf der SIPROTEC 5 Plattform und dem leistungsfähigen Engineering-Werkzeug DIGSI 5 werden der Funktionsumfang und damit die Einsatzmöglichkeiten des SIPROTEC 7SX800 kontinuierlich erweitert. Zukunftsfähige Systemlösungen, hohe Investitionssicherheit und niedrige Betriebskosten, dafür steht SIPROTEC 7SX800.

Hauptfunktion	<ul style="list-style-type: none">Abzweig- und Überstromzeitschutz für alle SpannungsebenenMotorschutz für kleine bis mittlere Motoren (100 kW bis 2 MW)Spannungs- und Frequenzschutz
Ein- und Ausgänge	4 Stromwandler, 4 Spannungswandler, 4, 14 oder 17 Binäreingänge, 5, 11 oder 8 Binärausgänge
Gehäusebreite	1/6 × 19 Zoll

Vorteile

- Kompaktes und kostengünstiges universelles Schutzgerät für unterschiedlichste Applikationen
- Sicherheit durch leistungsfähige und bewährte Schutzfunktionen
- Einfache Bedienung durch graphisches Display mit Single Line-Darstellung
- Intuitive Gerätebedienung über das Web UI
- Cybersecurity gemäß NERC CIP und BDEW Whitepaper-Anforderungen ist standardmäßig verfügbar
- Volle Kompatibilität zwischen IEC 61850 Edition 1, 2.0 und 2.1



[ph_SIPROTEC 5 Compact, 2, ...]

Bild 1.2/2 SIPROTEC 5 Compact – Universelles Schutzgerät

Funktionen

- Gerichteter und ungerichteter mit Zusatzfunktionen Überstromzeitschutz mit Zusatzfunktionen
- Erkennung von Erdschlüssen jeder Ausprägung in gelöschten und isolierten Netzen über folgende Funktionen: 3I0>, U0>, Wischer, cos ϕ , sin ϕ , Harmonische, gerichtete Erfassung intermittierender Erdschlüsse und Admittanz, Pulsortungsverfahren
- Optimierung der Auslösezeiten durch Richtungsvergleich
- Motorschutzfunktionen: Anlaufzeitüberwachung, thermischer Überlastschutz für Ständer und Läufer, Wiedereinschaltsperrung, Schiefastschutz, Lastsprungschutz
- Ständer und Lagertemperaturüberwachung über Temperaturfühler mit externer Thermobox
- Erdschlusschutz (gerichtet, ungerichtet) zur Erfassung von Ständererdschlüssen
- Gezielte automatische Wiedereinschaltung (AWE) von Freileitungsabschnitten
- Über- und Unterspannungsschutz
- Frequenzschutz und Frequenzänderungsschutz für Lastabwurfanwendungen
- Automatische Frequenzentlastung zum Lastabwurf bei Unterfrequenz, unter Berücksichtigung geänderter Einspeise-Bedingungen aufgrund dezentraler Energieerzeugung
- Leistungsschutz, konfigurierbar als Wirk- oder Blindleistungsschutz
- PQ – Basis: Spannungsunsymmetrie; Spannungsänderungen: Überspannung, Einbruch, Unterbrechung; TDD, THD und Harmonische
- Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (QU-Schutz)
- Steuerung, Synchrocheck und Schaltfehlerschutz
- Leistungsschalter-Versagerschutz und Rückzündüberwachung

- Grafischer Logikeditor
- Single Line-Darstellung

Anwendungsbereiche

- Erfassung und selektive 3-polige Auslösung von Kurzschlüssen an elektrischen Betriebsmitteln bei Radialnetzen, einseitig oder zweiseitig gespeisten Leitungen, Parallelleitungen und offen oder geschlossen betriebenen Ringnetzen aller Spannungsebenen
- Erfassung von Erdschlüssen in isolierten oder gelöschten Netzen in radialer, ringförmiger oder vermaschter Anordnung
- Reserveschutz zu Differentialschutzeinrichtungen aller Art für Leitungen, Transformatoren, Generatoren, Motoren und Sammelschienen
- Schutz und Ankopplung regenerativer Einspeisungen
- Schutz und Überwachung von Doppelsternpunkt-Kondensatorbänken
- Schutz gegen thermische Überlastung des Motorständers durch Überstrom, Kühlungsprobleme oder Verschmutzung und des Motorläufers beim Anlauf durch zu häufige Anläufe, zu lange Anläufe oder blockierten Läufer
- Überwachung auf Spannungsunsymmetrie oder Phasenausfall
- Überwachung des thermischen Zustands und der Lagertemperaturen durch Temperaturmessung
- Erkennung leer laufender Antriebe von z.B. Pumpen und Kompressoren
- Erfassung von Erd- und Kurzschlüssen am Motor
- Schutz gegen Instabilität durch Unterspannung
- Erfassung und Aufzeichnung von Netzqualitätsdaten im Mittelspannungs- und unterlagerten Niederspannungsnetz
- Lastabwurf-Anwendungen
- Retrofit

Unser Tipp:

Registrieren Sie sich in der [Industry Mall](#), legen Sie ein Benutzerkonto an und profitieren Sie in vollem Umfang von unserem SIPROTEC 5 Konfigurator.

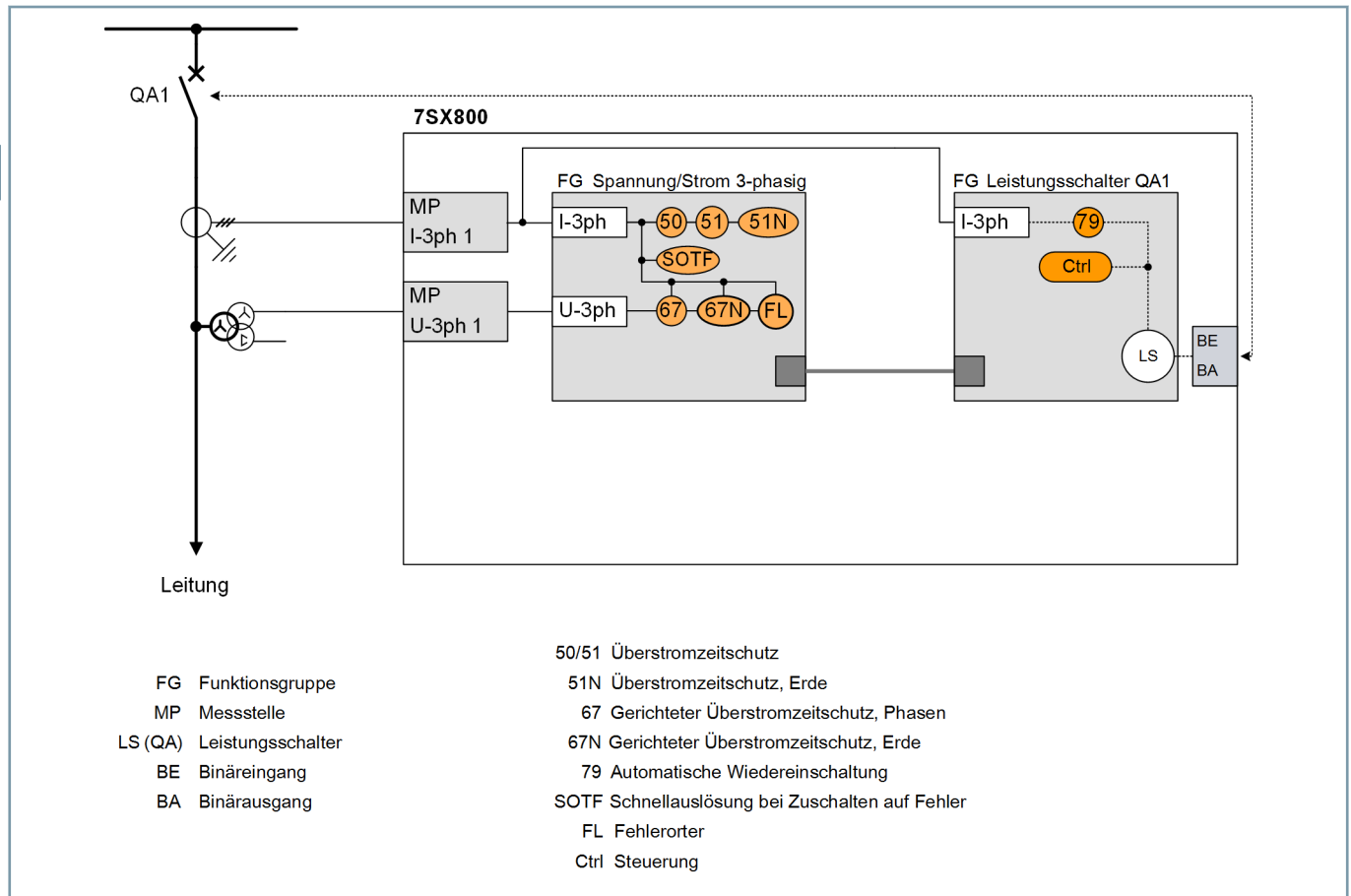
Vorteile/Nutzen für in der Industry Mall registrierte und angemeldete Nutzer:

- Persönliche Produktliste, mit automatischer Speicherung der letzten 50 Konfigurationen
- Einfügen von Kommentaren (z.B. Benennung eines Abzweignamens zum konfigurierten Gerät)
- Automatisches Abspeichern der Funktionspunkteberechnung
- Sichtbarkeit der regionalen Listenpreise (nicht angemeldete User bekommen die Mitteilung: Preis auf Anfrage)

SIPROTEC 5 Compact

Applikationsbeispiele – Überstromzeitschutz

Überstromzeitschutz



[dw_7SX800_SimpleFeeder_1_de_DE]

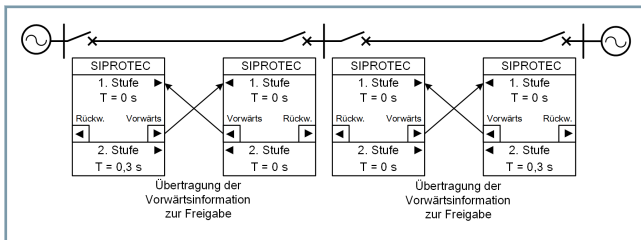
Bild 1.3/1 Applikationsbeispiel – Überstromzeitschutz

Eigenschaften

- Vorkonfigurierte Geräte über Applikationsvorlagen
- Einfaches Hinzufügen zusätzlicher Funktionen über die Bibliothek

Richtungsvergleichsschutz bei zweiseitig gespeisten Leitungszügen

Mit Hilfe der Richtungsbestimmung des gerichteten Überstromzeitschutzes lässt sich, bei zweiseitig gespeisten Leitungszügen, ein Richtungsvergleichsschutz realisieren (Bild 1.3/2). Der Richtungsvergleichsschutz dient der selektiven Herausschaltung eines fehlerbehafteten Leitungsabschnittes (z.B. Teilabschnitte geschlossener Ringe) in Schnellzeit, d.h. ohne den Nachteil langer Staffelzeiten. Voraussetzung für dieses Verfahren ist, dass zwischen den einzelnen Schutzstationen Richtungsinformationen ausgetauscht werden können. Diesen Informationsaustausch können Sie z.B. über IEC 61850 GOOSE oder über Hilfsadern zur Signalübertragung mittels einer Hilfsspannungsschleife realisieren.



[dw_DwDOCP07_SIP5C_1_de_DE]

Bild 1.3/2 Prinzip des Richtungsvergleichsschutzes bei zweiseitig gespeisten Leitungszügen

SIPROTEC 5 Compact

Applikationsbeispiele – Induktionsmotor

Induktionsmotor: Schutz und Steuerung

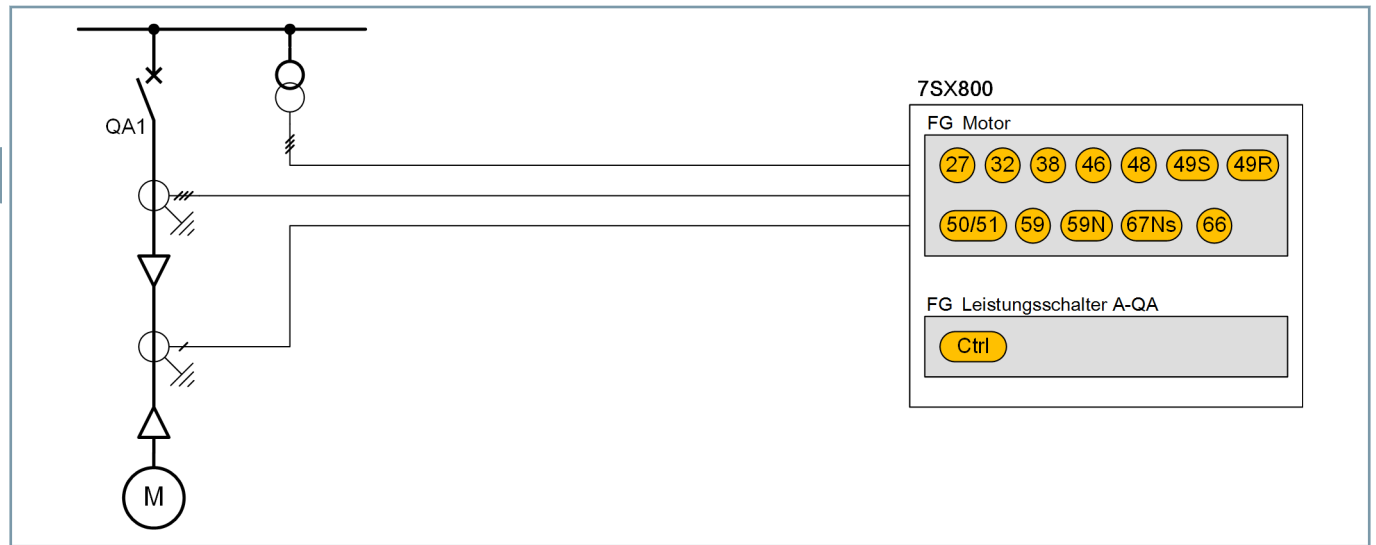


Bild 1.3/3 Induktionsmotor: Schutz und Steuerung

Eigenschaften

- Reduzierte Investition durch Schutz und Steuerung in einem Gerät
- Thermische Motorschutzfunktionen zur sicheren Überwachung des Motors
- Thermische Motorschutzfunktionen durch den Anschluss einer Thermobox

Applikationsvorlagen

Zur einfachen Konfiguration von Standardanwendungen stehen in DIGSI 5 Applikationsvorlagen („Templates“) zur Verfügung. Sie enthalten grundlegende Konfigurationen und Voreinstellungen.

ANSI	Funktion	Abk.	Verfügbar	Applikationsvorlagen (Template)						
				1	2	3	4	5	6	7
	Schutzfunktionen für 3-polige Auslösung		■							
14	Blockierter Läufer		■					■	■	
24	Übererregungsschutz	U/f	■							
25	Synchrocheck, Synchronisierungsfunktion	Sync	■							
27	Unterspannungsschutz	U<	■						■	■
	Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (QU-Schutz)	Q>/U<	■							
32	Leistungsschutz Wirk-/Blindleistung	P<>, Q<>	■							
32R	Rückleistungsschutz	-P<	■							
37	Unterstromschutz, Minimalleistung	I<, P<	■							
38	Temperaturüberwachung	θ >	■					■	■	
46	Gegensystem-Überstromschutz	I2>	■							
46	Schiefastschutz (thermisch)	I2 ² t>	■					■	■	
46	Gegensystem-Überstromzeitschutz mit Richtung	I2>, \angle (U2,I2)	■							
47	Überspannungsschutz: "Gegensystem U2" oder "Gegensystem U1/Mitsystem U1"	U2>; U2/U1>	■							
48	Anlaufzeitüberwachung für Motoren	I ² start	■					■	■	
49	Thermischer Überlastschutz	θ , I ² t	■					■	■	
49	Thermischer Überlastschutz, benutzerdefinierte Kennlinie	θ , I ² t	■					■	■	
49R	Thermischer Überlastschutz Läufer (Motor)	θ R	■					■	■	
50N/ 51N TD	Überstromzeitschutz, Erde	IN>	■	■	■	■		■	■	
50/51 TD	Überstromzeitschutz, Phasen	I>	■	■	■	■	■	■	■	
	Schnellauslösung bei Zuschalten auf Fehler	SOTF	■							
50HS	Hochstrom-Schnellabschaltung	I>>>	■							
50/51 TD	Überstromzeitschutz mit Mitsystemstrom I1	I1>	■							
50N/ 51N TD	Überstromzeitschutz, 1-phasig	I _{pr} , I _{Np}	■							
50Ns/ 51Ns	Empfindlicher Erdschlusserfassung für gelöschte und isolierte Netze inkl. a) 3I0>, b) Admittanz Y0>, c) 3I0-harm>	INs>	■							
	Erdschlusserfassung über Pulsortung; Hinweis: diese Stufe erfordert zusätzlich die Funktion 50Ns/ 51Ns oder 67Ns "Empfindliche Erdschlusserfassung für gelöschte und isolierte Netze"	IN-Puls	■							
	Intermittierender Erdfehlerschutz	IIE>	■							
50BF	Leistungsschalter-Versagerschutz, 3-polig	LSVS	■							
50L	Lastsprungschutz	I>L	■					■	■	
50RS	Leistungsschalter-Rückzündeüberwachung	LSRZ	■							
51V	Spannungsabhängiger Überstromzeitschutz	t=f(I,U)	■							
59C	Spitzenüberspannungsschutz, 3-phasig, für Kondensatoren	U> Kond.	■							
59N	Überspannungsschutz, Nullsystem	U0>	■							
59R, 27R	Spitzenüberspannungsschutz, 3-phasig, für Kondensatoren	U> Kond.	■							
59, 59N	Überspannungsschutz: "3-phasig" oder "Nullsystem U0" oder "Mitsystem U1" oder "universal Ux"	U>	■							■
60	Spannungsvergleichsüberwachung	Δ U>	■							
60C	Stromunsymmetrieschutz für Kondensatorbänke	Iunbal>	■							
66	Wiedereinschaltperre für Motoren	I ² t	■					■	■	
67	Gerichteter Überstromzeitschutz, Phasen	I>, \angle (U,I)	■			■	■			

SIPROTEC 5 Compact

Funktionsübersicht

ANSI	Funktion	Abk.	Verfügbar	Applikationsvorlagen (Template)						
				1	2	3	4	5	6	7
67N	Gerichteter Überstromzeitschutz, Erde	IN>, <(U,I)	■			■				
67Ns	Empfindliche Erdschlusserfassung für gelöschte und isolierte Netze inkl. a) 3I0> b) U0>, c) Cos-/ SinPhi, d) Erdschlusswischer, e) Phi(U,I), f) Admittanz		■				■		■	
	Gerichtete Stufe mit einer Harmonischen; Hinweis: diese Stufe erfordert zusätzlich die Funktion "67Ns Empfindliche Erdschlusserfassung für gelöschte und isolierte Netze"	<(U0h,I0h)	■							
	Gerichteter intermittierender Erdfehlerschutz	IIEdir>	■							
74TC	Auslösekreisüberwachung	AKU	■							
74CC	Ein-Kreisüberwachung		■							
79	Automatische Wiedereinschaltung	AWE	■							
81	Frequenzschutz: "f>" oder "f<" oder "df/dt"	f<>; df/dt<>	■							■
81U	Automatische Frequenzentlastung	df/dt	■							
	Vektorsprungschutz	Δφ>	■							
86	Einschaltsperr		■	■	■	■	■	■	■	■
87N	Erdfehler-Differentialschutz	ΔI _N	■							
FL	Fehlerorter	FO	■							
	PQ-Basis Messwerte: THD (Total Harmonic Distortion) und Harmonische und THD Spannungsmittelwerte		■							
	PQ-Basis Messwerte: Spannungs-Unsymmetrie		■							
	PQ-Basis Messwerte: Spannungsänderungen - Überwachung von Spannungseinbrüchen, Überspannungen und Spannungsunterbrechungen		■							
	PQ-Basis Messwerte: TDD - Total Demand Distortion		■							
	Messwerte, Standard		■	■	■	■	■	■	■	■
	Messwerte, Erweitert: Min, Max, Mittel		■							
	Basis PQ Messwerte: TDH und Harmonische		■							
	Schaltstatistikzähler		■							
	Leistungsschalter-Abnutzungsmonitoring	ΣIx, I ² t, 2P	■							
	CFC (Standard, Steuerung)		■	■	■	■	■	■	■	■
	CFC Arithmetik		■							
	Schaltfolgen-Funktion		■							
	Einschaltstromerkennung		■	■	■	■	■	■	■	■
	Externe Einkopplung		■							
	Steuerung		■	■	■	■	■	■	■	■
	Störschreibung analoger und binärer Signale		■	■	■	■	■	■	■	■
	Überwachung		■	■	■	■	■	■	■	■
	Leistungsschalter		■	■	■	■	■	■	■	■
	Trenner/Erder		■							
	Temperaturerfassung über Kommunikationsprotokoll		■							
	Cybersecurity: Role-Based Access Control		■							

Tabelle 1.4/1 SIPROTEC 7SX800 Funktionen, Applikationsvorlagen (Templates)

- (1) Ungerichteter UMZ/AMZ 4*I
- (2) Ungerichteter UMZ/AMZ 4*I, 4*U
- (3) Gerichteter UMZ/AMZ - geerdetes Netz
- (4) Gerichteter UMZ/AMZ - gelöschtes / isol. Netz
- (5) Motor: Strommessung
- (6) Motor: Strom- und Spannungsmessung
- (7) Entkopplung

SIPROTEC 5 Compact-Geräte sind durch den modularen Aufbau der Software sowie die funktionale Integration hervorragend für alle Aufgaben im Energiebereich geeignet.

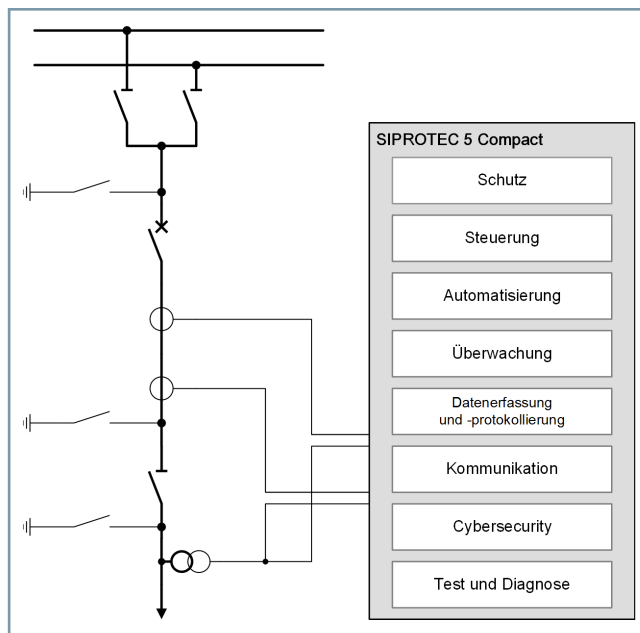
Die Geräte umfassen:

- Schutz
- Steuerung und Automatisierung
- Überwachung
- Datenerfassung und -protokollierung zur Datenanalyse
- Kommunikation und IoT
- Cybersecurity
- Test und Diagnose

SIPROTEC 5 Compact ist durch den modularen Aufbau der Software sowie das leistungsfähige Engineering-Werkzeug DIGSI 5 für Schutz-, Automatisierungs-, Mess- und Überwachungsaufgaben (Monitoring) für den Betrieb und die Überwachung moderner Netze hervorragend geeignet.

Die Geräte sind nicht nur reine Schutz- oder Steuergeräte, sondern ermöglichen durch ihre Leistungsfähigkeit eine funktionale Integration in der gewünschten Tiefe. So können sie zusätzlich Überwachungen (Monitoring), leistungsfähige Störschreibung, umfangreiche Messfunktionen und vieles mehr parallel ausführen und sind für zukünftige Erweiterungen vorbereitet.

SIPROTEC 5 Compact stellt dafür die umfangreiche und präzise Datenerfassung sowie -protokollierung auf Feldebene für diese Funktionen zur Verfügung. In Verbindung mit der Flexibilität in der Kommunikation erweitert dies den Anwendungsbereich und eröffnet vielfältige Möglichkeiten zur Lösung der Anforderungen heutiger und zukünftiger Netze. Mit SIPROTEC 5 Compact sind Sie auf der sicheren Seite für Ihre Anwendung. Folgendes Bild zeigt den möglichen funktionalen Ausbau eines SIPROTEC 5 Compact-Gerätes.



[dlw_funktionale-Integration SIP5 C, 1, de_DE]

Bild 2.1/1 Möglicher funktionaler Ausbau von SIPROTEC 5 Compact-Geräten

Mit Applikationsvorlagen schneller zum Ziel

Eine gemeinsame Funktionsbibliothek stellt alle Schutz-, Automatik-, Überwachungs- und Zusatzfunktionen für die SIPROTEC 5 Compact-Geräte zur Verfügung. Geräteübergreifend sind gleiche Funktionen wirklich gleich. Einmal erstellte Konfigurationen lassen sich somit von Gerät zu Gerät übertragen. Daraus resultiert ein deutlich reduzierter Engineering-Aufwand.

Für jeden Gerätetyp stehen in DIGSI 5 vordefinierte Applikationsvorlagen (Templates) zur Verfügung. Diese enthalten grundlegende Konfigurationen, benötigte Funktionen und Voreinstellungen. Zusätzlich können Sie ein Gerät als Mastervorlage in einer benutzerdefinierten Bibliothek abspeichern und als Template für ihre typischen Anwendungen erneut verwenden. Das erspart Ihnen Zeit und Kosten. Das Abspeichern von benutzerdefinierten Applikationsvorlagen ist möglich.

Im [Bild 2.1/2](#) erkennen Sie am Beispiel eines Leitungsabzweigs in einer Anlagenkonfiguration, dass in einer Applikationsvorlage Funktionen in Funktionsgruppen (FG) zusammengefasst sind. Die Funktionsgruppen entsprechen den Primärkomponenten (Schutzobjekt Abzweig "U-I-3ph", Motor, Schaltgeräte, Leistungsschalter) und erleichtern daher den direkten Bezug zur Primäranlage.

SIPROTEC 5 Compact – System

Funktionale Integration

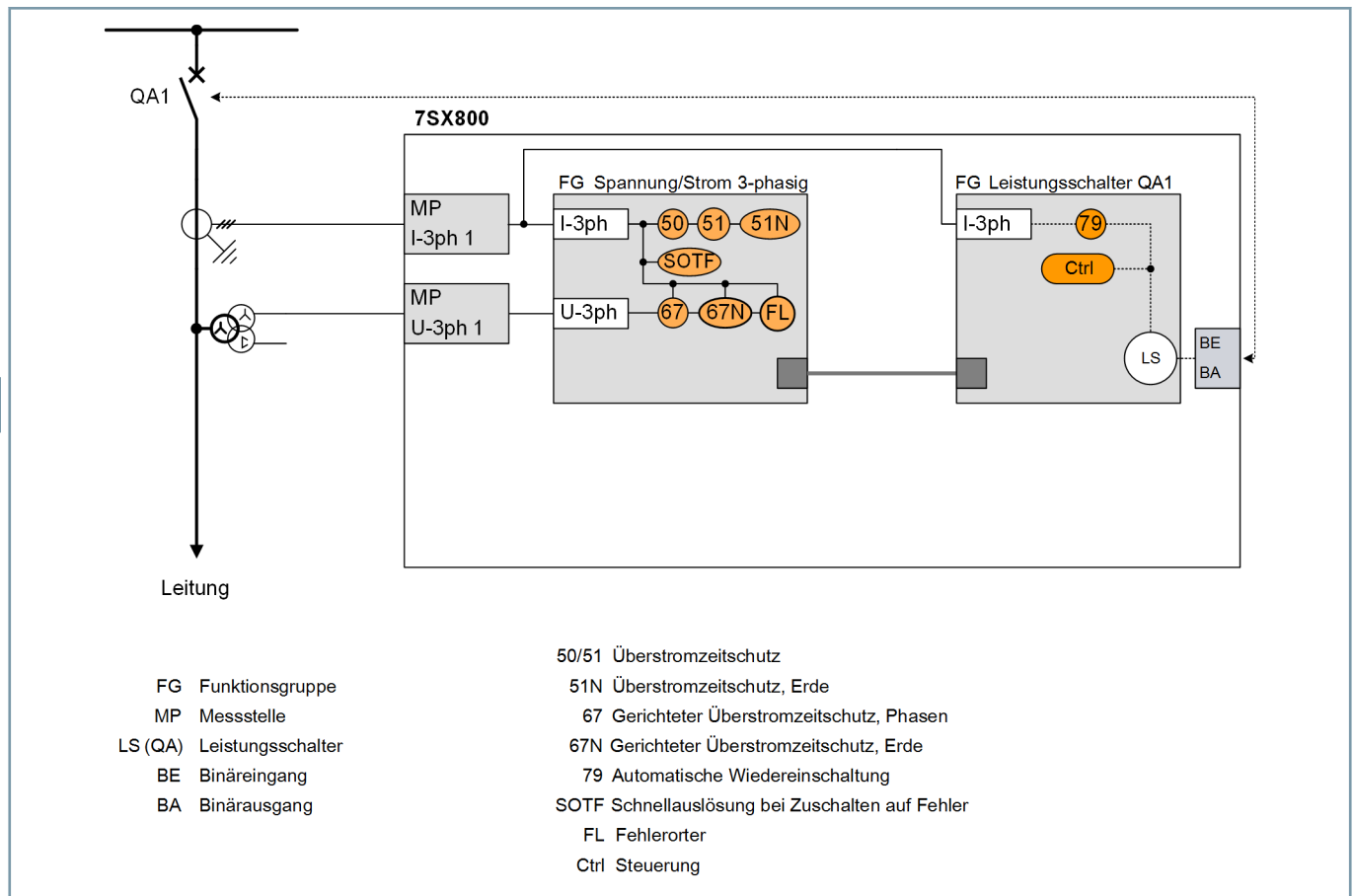


Bild 2.1/2 Schutz eines Abzweigs

Mess- und Schutzwandler

Die Flexibilität der SIPROTEC 5 Familie ermöglicht noch weitere funktionale Integration und parallele Verarbeitung unterschiedlichster Funktionen. Möchten Sie zusätzlich die Funktion Synchrozeiger-Messung (Phasor Measurement) nutzen, d.h. die hochgenaue Erfassung von Strom- und Spannungszeigern und daraus abgeleiteten Größen wie Leistung und Frequenz, kann diese Funktion dem Messeingang zugeordnet werden. Eine weitere mögliche Zusatzanwendung ist die Überwachung von Power-Quality-Kenngrößen.

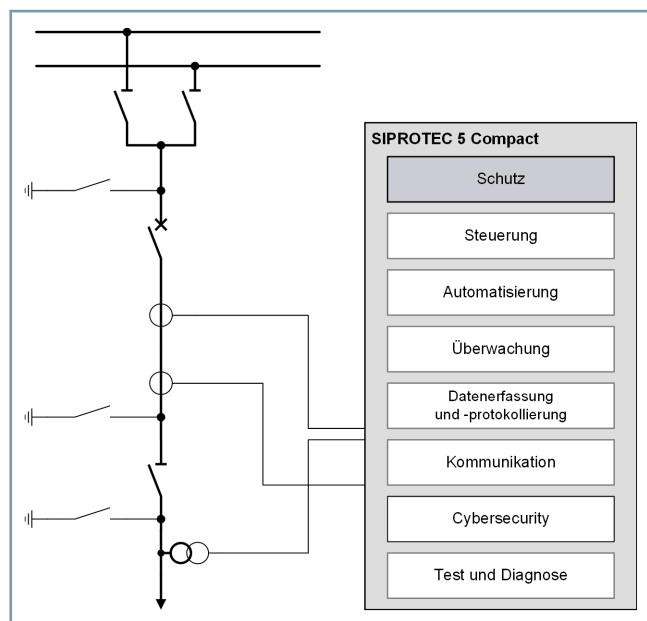
Die von den SIPROTEC 5-Geräten bereitgestellten hochgenauen Messwerte und Zustandsinformationen können über die leistungsfähige Kommunikation an Automatisierungssysteme wie zum Beispiel eine Stations- und Netzleittechnik SICAM oder an zentrale Auswertesysteme (z.B. SIGUARD PDP) übertragen werden. Insbesondere die Steuerung und Überwachung von intelligenten Netzen erfordert Informationen von Stromerzeugern (konventionelle oder erneuerbare Energien) und Verbrauchern (Leitungsabzweige). Die erforderlichen Informationen können Messwerte, Schaltzustände, Meldungen von Schutz- und Überwachungsfunktionen sein. Neben der Ausführung lokaler Schutz-, Steuerungs- und Überwachungsaufgaben eignen sich die SIPROTEC 5-Geräte hervorragend als Datenquelle. Die flexible Kommunikation der Geräte ermöglicht die Einbindung in unterschiedliche Kommunikationstopologien.

Dabei bietet der ethernetbasierte Kommunikationsstandard IEC 61850 als weit verbreiteter Standard viele Vorteile.

Die modulare und flexible Struktur der Software gewährleistet passgenaue Lösungen für all Ihre Anforderungen im Netz.

Mit SIPROTEC 5 bleiben Sie während des gesamten Produktlebenszyklus flexibel und sichern damit Ihre Investition.

Schutz



[div_schutz_SIP5C_1_de_DE]

Bild 2.2/1 SIPROTEC 5 Compact – Funktionale Integration – Schutz

SIPROTEC 5 stellt alle benötigten Funktionen für den zuverlässigen Schutz von Netzen und deren Komponenten zur Verfügung. Die Funktionen basieren auf jahrzehntelangen Erfahrungen aus dem Anlageneinsatz sowie Anregungen der Siemens Kunden.

Die modulare funktionale Struktur von SIPROTEC 5 Compact erlaubt ein hohes Maß an Flexibilität und die perfekte Anpassung der Schutzfunktionalität an die Anlagenbedingungen und bleibt auch für zukünftige Anpassungen flexibel.

Nachfolgend werden die verfügbaren Gerätefunktionen beschrieben.

Übererregungsschutz (ANSI 24)

Der Übererregungsschutz dient zur Erkennung einer unzulässig hohen Induktion in Generatoren und Transformatoren und schützt diese Betriebsmittel vor einer zu hohen thermischen Beanspruchung.

Die Induktion wird indirekt durch Bewertung des Verhältnisses U/f erfasst. Eine Überspannung führt zu erhöhten Magnetisierungsströmen und eine Unterfrequenz zu höheren Ummagnetisierungsverlusten.

Die Gefahr einer Übererregung ist gegeben, wenn es zu einer Netztrennung kommt und im verbleibenden Netz die Spannungs- bzw. Frequenzregelung nicht entsprechend schnell reagiert bzw. das Leistungsungleichgewicht zu groß ist.

Innerhalb der Funktion lassen sich maximal eine Stufe mit abhängiger, benutzerdefinierter Kennlinie und zwei unabhängige Stufen gleichzeitig betreiben.

Synchrocheck, Synchronisierungsfunktion (ANSI 25)

Beim Zusammenschalten zweier Teilnetze oder eines unter Spannung stehenden Betriebsmittels ans Netz müssen im Zuschaltaugenblick die Netze zueinander synchron sein. Die Synchronisierungsfunktion überwacht diese Bedingung.

Die Synchronisierungsfunktion kann für synchrone Netze (galvanisch verbunden, keine Frequenzdifferenz) als auch asynchrone Netze (galvanisch getrennt, Frequenzdifferenz vorhanden) eingesetzt werden.

Sie verfügt über 3 Betriebsarten:

- Für galvanisch gekoppelte Netze ($\Delta f = 0$):
 - Synchrocheck (Überwachung Spannungs-, Frequenz- und Phasenwinkeldifferenz)
- Für nicht galvanisch gekoppelte Netze:
 - Schalten synchroner Netze (Kontrolle auf Frequenzgleichheit, Spannungs- und Phasenwinkeldifferenz sowie Kontinuität über ein Zeitfenster)
 - Schalten asynchroner Netze (Spannungs- und Frequenzdifferenz, Zuschaltung zum Synchronpunkt unter Berücksichtigung der Einschaltzeit des Leistungsschalters).

Durch Bewertung der Frequenzdifferenz schaltet die Funktion automatisch zwischen der Funktion synchrone und asynchrone Netze um. Die Synchrocheckfunktion kann für reine Überwachung genutzt werden.

Die relevanten Größen für die Synchronisierung werden von Spannungswandlern (links und rechts am Leistungsschalter angeordnet) abgeleitet. In Abhängigkeit von der Anzahl der verfügbaren Spannungswandlereingänge können eine oder zwei Synchronisierstellen (Leistungsschalter) bearbeitet werden.

Pro Gerät können mehrere Funktionen eingesetzt werden, für die jeweils bis zu 2 Parametersätze (Stufen) für den Synchrocheck und bis zu 6 Parametersätze (Stufen) für die Synchronisierungsfunktion verwendet werden können. Damit ist das Gerät in der Lage, auf unterschiedliche Netz- oder Anlagenbedingungen immer mit den richtigen Synchronisierungs-Parametern zu reagieren.

Unterspannungsschutz (ANSI 27)

Der Unterspannungsschutz überwacht das zulässige Spannungsbereich oder schützt Betriebsmittel vor Folgeschäden durch Unterspannung. Er kann im Netz für Entkopplungs- oder Lastabwurfaufgaben verwendet werden.

Es stehen verschiedene Unterspannungsschutz-Funktionen zur Verfügung. Diese sind standardmäßig jeweils zweistufig ausgelegt und lassen sich auf bis zu drei bzw. vier identische Stufen ausbauen. Die Unterspannungsschutz-Funktionen können durch ein Stromkriterium blockiert werden.

SIPROTEC 5 Compact – System

Schutz – Funktionen

Folgende Funktionen sind verfügbar:

- **Unterspannungsschutz mit 3-phasiger Spannung**
 - Wahlweise Messung der Leiter-Leiter-Spannungen oder der Leiter-Erde-Spannungen
 - Messmethoden: wahlweise Messung der Grundschiwingung oder des Effektivwertes (True-RMS).
- **Unterspannungsschutz mit Mitsystemspannung**
 - 2-polige Kurzschlüsse oder Erdschlüsse haben unsymmetrische Zusammenbrüche der Spannungen zur Folge. Im Vergleich zu phasenbezogenen Messsystemen beeinflussen diese Vorgänge die Mitsystemspannung nur wenig. Deshalb ist die Funktion besonders für die Beurteilung von Stabilitätsproblemen geeignet.
 - Messmethoden: Berechnung der Mitsystemspannung aus den gemessenen Leiter-Erde-Spannungen.
- **Unterspannungsschutz mit beliebiger Spannung**
 - Erfassen beliebiger 1-phasiger Unterspannungen für Sonderanwendungen
 - Messmethoden: wahlweise Messung der Grundschiwingung oder des Effektivwertes (True-RMS).
- **Spannungsänderungsschutz dU/dt**
 - Erkennt unsicherer Zustände des Systems, die durch ein Ungleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung verursacht werden.
 - Kann als Kriterium für Lastabwurfapplikationen eingesetzt werden.

Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (QU-Schutz)

Der Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (QU-Schutz) stellt einen Systemschutz zur Netzentkopplung dar. Um einen Spannungskollaps in Energiesystemen zu vermeiden, sollte die Erzeugerseite, z.B. ein Generator, mit Spannungs- und Frequenzschutzeinrichtungen versehen werden. Am Netzanschlusspunkt wird ein unterspannungsgesteuerter Blindleistungsrichtungschutz (QU-Schutz) benötigt. Der QU-Schutz erkennt kritische Netzsituationen und sorgt dafür, dass die Energieerzeugungsanlage vom Netz getrennt wird. Ferner sorgt er dafür, dass die Wiederschaltung nur erfolgt, wenn stabile Netzbedingungen gegeben sind. Die Kriterien dafür sind parametrierbar und im Dokument *Technische Richtlinie für Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (BDEW, Juni 2008)* und dem „FNN-Lastenheft Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (FNN, Feb 2010)“ beschrieben.

Leistungsschutz (ANSI 32, 37)

Der Leistungsschutz arbeitet 3-phasig und erkennt das Über- oder Unterschreiten eingestellter Wirkleistungs- oder Blindleistungsschwellen (Bild 2.2/2). Vordefinierte Leistungsgrenzen werden überwacht und entsprechende Warnmeldungen abgesetzt. Die Leistungsrichtung kann per Winkelmessung der Wirkleistung ermittelt werden. So können beispielsweise Rückspeisungen im Netz oder an elektrischen Maschinen erkannt werden. Leerlaufende Maschinen (Motoren, Generatoren) werden erkannt und können per Meldung stillgesetzt werden.

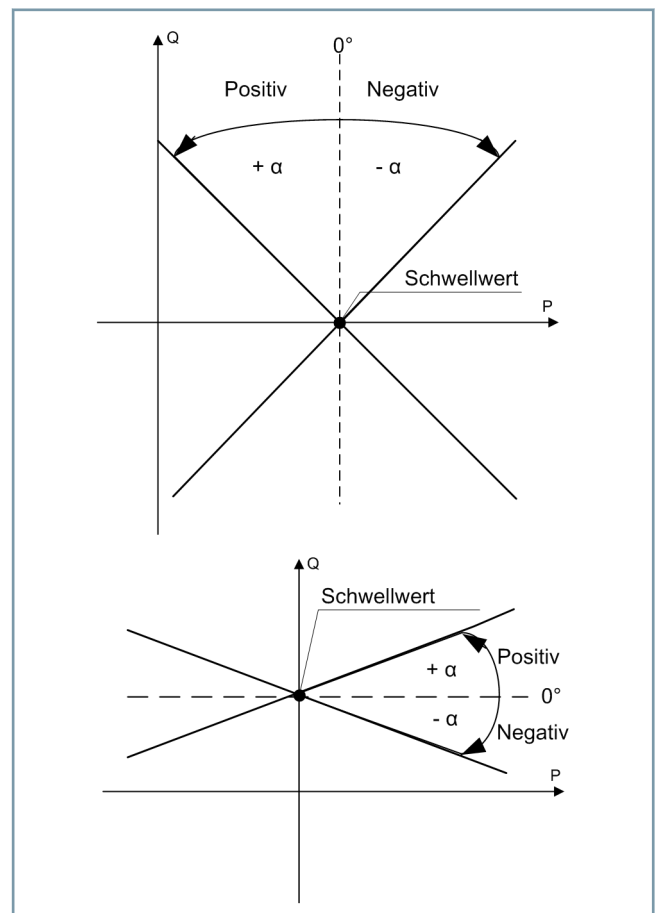
Der Leistungsschutz kann in beliebige Automatisierungslösungen eingebunden werden, z.B. wenn ganz bestimmte Leistungsbänder überwacht werden sollen (logische Weiterverarbeitung im CFC).

Die Funktion Leistungsschutz ist werkseitig mit einer Wirkleistungsstufe und einer Blindleistungsstufe vorkonfiguriert. Innerhalb der Funktion lassen sich maximal vier Wirkleistungsstufen und vier Blindleistungsstufen gleichzeitig betreiben. Die Stufen sind identisch aufgebaut.

Es können Schwellen auf Über- oder Unterschreitung der Leistungsgeraden definiert werden. In Kombination der unterschiedlichen Stufen über CFC ergeben sich vielfältige Anwendungen.

Anwendungsbeispiele:

- Erkennen der negativen Wirkleistung. In diesem Fall kann ein Rückleistungsschutz im CFC verwendet werden, um die Leistungsschutzausgänge mit der direkten Auslösefunktion zu verknüpfen.
- Erkennen von kapazitiver Blindleistung. Wenn infolge von langen Leitungen bei Nulllastbedingungen eine Überspannungserkennung erfolgt, können die Leitungen ausgewählt werden, in denen die kapazitive Blindleistung gemessen wird.



[dw_Wirk_Blind_KL_1_de_DE]

Bild 2.2/2 Wirkleistungs- und Blindleistungskennlinie

Rückleistungsschutz (ANSI 32R)

Der Rückleistungsschutz wird bei Generatoren und Kraftwerksblöcken eingesetzt. Fällt die **mechanische** Energie (z.B. Dampfungabe an der Turbine) aus, bezieht der Generator die Antriebsenergie aus dem Netz. In diesem Betriebszustand kann an der Turbine Schaden auftreten, der durch Auslösung des Rückleistungsschutzes vermieden wird. Um bei Dampfausfall schneller zu reagieren, wird zusätzlich die Stellung des Schnellschlussventils über Binäreingang eingekoppelt. Mit ihr wird zwischen zwei Verzögerungen des Auslösebefehls umgeschaltet. Ferner wird die Funktion zur betriebsmäßigen Abschaltung (Folgeschaltung) von Generatoren verwendet.

Für andere Anwendungen wird der universelle Leistungsschutz (ANSI 32, 37) empfohlen.

Der Rückleistungsschutz arbeitet 3-phasig und überwacht die aufgenommene Wirkleistung (negativer Schwellwert). Durch Bewertung der Mitsystemleistung sowie der Wahl eines langen Messfensters ist die Funktion gegenüber Störgrößen unempfindlich und sehr genau (unterste Einstellschwelle: $-0,3\% P/S_{\text{nenn}}$). Die Messgenauigkeit wird wesentlich durch die Winkelfehler beeinflusst. Da die SIPROTEC 5-Geräte abgeglichen sind, beeinflussen die Primärwandler die Messgenauigkeit. Der Winkelfehler kann durch die Funktion korrigiert werden: Der Winkelfehler kann aus dem Prüfprotokoll der Wandler entnommen oder mit der Primäranlage eingemessen werden.

Unterstromschutz (ANSI 37)

Der Unterstromschutz erkennt den gehenden oder sinkenden Stromfluss. Dies kann bedingt sein durch Schalthandlungen, z.B. eines übergeordneten Leistungsschalters oder durch sich reduzierende Lasten, z.B. leer laufende Pumpen.

In beiden Situationen kann es erforderlich sein, den lokalen Leistungsschalter zu öffnen, um Folgeschäden zu vermeiden. Diese Aufgabe übernimmt der Unterstromschutz.

Die Funktion besteht aus einer Unterstromstufe mit stromunabhängiger Verzögerungszeit. Maximal zwei Stufen lassen sich parallel betreiben.

Optional können die Hilfskontakte des lokalen Leistungsschalters bewertet werden, um eine Überfunktion zu vermeiden.

Temperaturüberwachung (ANSI 38)

Über eine externe Temperaturüberwachungseinrichtung werden die Temperaturen (z.B. Wicklungs- oder Öltemperaturen) erfasst. Typische Sensoren sind Pt 100, Ni 100 und Ni 120. Die Temperaturen werden über serielle oder über Ethernet-Schnittstellen zum Schutz übertragen und in der Temperaturüberwachungsfunktion auf Überschreitung von eingestellten Grenzwerten überwacht. Pro Temperaturmessstelle gibt es zwei Schwellwerte. Die Funktion ist so aufgebaut, dass die Temperaturen von bis zu 12 Messstellen verarbeitet werden können. Die integrierte Drahtbruchüberwachung setzt messstellenbezogen eine Alarmmeldung ab.

Schieflastschutz (ANSI 46)

Unsymmetrische Strombelastungen der 3 Stränge eines Generators führen im Rotor zur Erwärmung aufgrund des sich ausbild-

enden Gegendrehfeldes. Der Schutz erkennt eine unsymmetrische Belastung von Drehstrommaschinen. Er arbeitet auf der Grundlage der symmetrischen Komponenten. Die Schutzfunktion wertet den Gegensystemstrom aus und verhindert eine thermische Überlastung des Läufers von elektrischen Maschinen (Generatoren, Motoren). Durch das integrierende Verfahren wird das thermische Verhalten nachgebildet.

Nachfolgende Beziehung bildet die Grundlage der Schutzfunktion:

$$K = \left(\frac{I_2}{I_{N,M}} \right)^2 * t$$

[10_Schieflastschutz_1_de_DE]

Mit

K	Konstante der Maschine (5 s bis 40 s)
I_2	Gegensystemstrom
$I_{N,M}$	Nennstrom der Maschine

Als Auslösekennlinie ergibt sich eine abhängige Charakteristik. Kleine Schiefelastströme führen zu längeren Auslösezeiten. Um eine Überfunktion bei großen Schiefelastströmen (z.B. bei unsymmetrischen Kurzschlüssen) zu vermeiden, werden große Gegensystemströme (ca. $10 \cdot I$ zulässig) begrenzt. Zusätzlich wird die dauernd zusätzliche Schiefelast überwacht und bei Überschreiten zeitlich verzögert eine Alarmmeldung abgesetzt.

Gegensystem-Überstromzeitschutz (ANSI 46)

Die Schutzfunktion ermittelt aus den Leiterströmen den Gegensystemstrom. Er kann auf Objektnennstrom bzw. auf dem Mitsystemstrom (vorteilhaft für Leiterbruchüberwachungen) bezogen werden.

Beim Transformator kann der Gegensystem-Überstromzeitschutz als empfindlicher Reserveschutz auf der Speiseseite zur Erfassung von stromschwachen 1- und 2-poligen Fehlern eingesetzt werden. Dabei lassen sich auch unterspannungsseitige, einpolige Fehler entdecken, welche auf der Oberspannungsseite kein Nullsystem im Strom hervorrufen (z.B. bei Schaltgruppe Dyn).

Mit dem Gegensystem-Überstromzeitschutz können unterschiedliche Überwachungs- und Schutzaufgaben realisiert werden:

- Erfassen von 1- oder 2-poligen Kurzschlüssen im Netz mit höherer Empfindlichkeit als beim klassischen Überstromzeitschutz (Einstellung unter den Objektnennstrom)
- Erfassen von Leiterunterbrechungen im Primärsystem und in Stromwandler-Sekundärkreisen
- Lokalisierung von Kurzschlüssen oder Vertauschungen in den Anschlüssen zu den Stromwandlern
- Meldung von unsymmetrischen Zuständen im Energiesystem
- Schutz von elektrischen Maschinen infolge unsymmetrischer Belastungen, die durch unsymmetrische Spannungen oder Leiterunterbrechungen (z.B. durch eine defekte Sicherung) hervorgerufen werden.

Die Funktion ist werkseitig mit einer Stufe vorkonfiguriert. Maximal lassen sich sechs Stufen gleichzeitig betreiben. Wenn das Gerät mit der Funktion Einschaltstromerkennung ausgerüstet ist, lassen sich die Stufen gegen Auslösen aufgrund von Transformator-Einschaltströmen stabilisieren.

Überstromzeitschutz, Gegensystem mit Richtung (ANSI 46, 67)

Die Funktion Überstromzeitschutz, Gegensystem mit Richtung dient als Reserve-Kurzschlusschutz für unsymmetrische Fehler.

Mit dem Gegensystem können unterschiedliche Überwachungs- und Schutzaufgaben realisiert werden:

- Erfassen von 1- oder 2-poligen Kurzschlüssen im Netz mit höherer Empfindlichkeit als beim klassischen Überstromzeitschutz
- Erfassen von Leiterunterbrechungen im Primärsystem und in Stromwandler-Sekundärkreisen
- Lokalisierung von Kurzschlüssen oder Vertauschungen in den Anschlüssen zu den Stromwandlern
- Meldung von unsymmetrischen Zuständen im Energiesystem
- Schutz von elektrischen Maschinen infolge unsymmetrischer Belastungen, die durch unsymmetrische Spannungen oder Leiterunterbrechungen (z.B. durch eine defekte Sicherung) hervorgerufen werden.

Die Funktion ist werkseitig mit 1 Stufe vorkonfiguriert. Maximal lassen sich 6 Stufen gleichzeitig betreiben. Wenn das Gerät mit der Funktion Einschaltstromerkennung ausgerüstet ist, lassen sich die Stufen gegen Auslösen aufgrund von Transformator-Einschaltströmen stabilisieren.

Überspannungsschutzfunktionen (ANSI 59, 47, 59N)

Überspannungen treten beispielsweise bei langen Leitungen mit keiner oder geringer Last auf. Der Überspannungsschutz überwacht das zulässige Spannungsband, schützt Betriebsmittel vor Folgeschäden durch Überspannungen und dient zur Entkuppung von Anlagen (z.B. Windkrafteinpeisungen).

Es stehen verschiedene Überspannungsschutz-Funktionen zur Verfügung. Diese sind standardmäßig jeweils zweistufig ausgelegt und lassen sich auf bis zu drei identische Stufen ausbauen.

Die folgenden Funktionen sind verfügbar:

Überspannungsschutz mit 3-phasiger Spannung (ANSI 59)

- Wahlweise Messung der Leiter-Leiter-Spannungen oder der Leiter-Erde-Spannungen
- Messmethoden: Wahlweise Messung der Grundschiwingung oder des Effektivwertes (RMS value).

Überspannungsschutz mit Mitsystemspannung (ANSI 59)

- Erfassen symmetrischer, stationärer Überspannungen mit Mitsystemspannung
- Messverfahren: Berechnung der Mitsystemspannung aus den gemessenen Leiter-Erde-Spannungen.

Überspannungsschutz mit Mitsystemspannung und Kompoundierung in Leitungsschutzgeräten (ANSI 59)

- Durch kapazitive Leitungsbeläge können stationäre Überspannungen am Gegenende der Leitung entstehen (Ferranti-Effekt).
- Messverfahren: Berechnet wird das Mitsystem der Spannung am anderen Leitungsende mittels der örtlichen, gemessenen Spannungen und Ströme anhand des Ersatzschaltbildes der Leitung.

Überspannungsschutz mit Gegensystemspannung (ANSI 47)

- Überwacht werden das Netz und elektrische Maschinen auf Spannungsunsymmetrie
- Messverfahren: Berechnung der Gegensystemspannung aus den gemessenen Leiter-Erde-Spannungen

Überspannungsschutz mit Nullsystem-/Verlagerungsspannung (ANSI 59N/64)

- Erfassen von Erdschlüssen in isolierten bzw. gelöschten Netzen sowie an elektrischen Betriebsmitteln (z.B. Maschinen)
- Erkennen der erdschlussbehafteten Phase (optional)
- Messverfahren: Messung der Verlagerungsspannung direkt an der offenen Dreieckswicklung oder Berechnung der Nullsystemspannung aus den Leiter-Erde-Spannungen
- Messmethoden: Wahlweise Messung der Grundschiwingung (Standard oder mit besonders starker Dämpfung von Oberschwingungen und Transienten) oder des Effektivwertes (RMS value)

Überspannungsschutz mit beliebiger Spannung (ANSI 59)

- Erfassen beliebiger 1-phasiger Überspannungen für Sonderanwendungen
- Messmethoden: Wahlweise Messung der Grundschiwingung oder des Effektivwertes (RMS value)

Anlaufzeitüberwachung (ANSI 48)

Die Anlaufzeitüberwachung schützt den Motor vor zu langen Anlaufvorgängen. Insbesondere läuferkritische Hochspannungsmotoren werden bei mehreren Anläufen hintereinander thermisch bis an die Grenztemperatur belastet. Verlängern sich die Anlaufvorgänge z.B. durch zu große Spannungseinbrüche beim Zuschalten des Motors, zu große Lastmomente oder blockierten Läufer, so wird vom Schutzgerät ein Ausschaltbefehl generiert. [Bild 2.2/3](#) zeigt die thermische Kennlinie der Funktion. Für den Anlauf aus dem kalten oder warmen Motorzustand heraus, lassen sich unterschiedliche maximale Anlaufzeiten berücksichtigen.

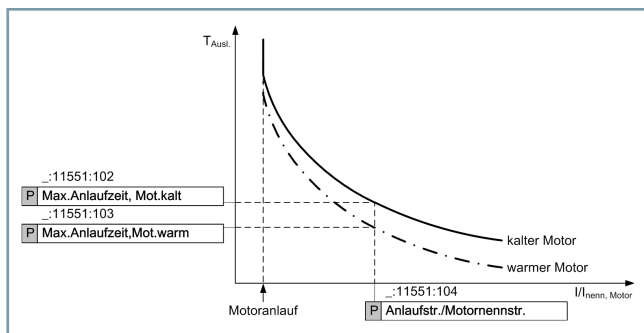


Bild 2.2/3 Thermische Kennlinie der Anlaufzeitüberwachung

Leistungsschalter-Versagerschutz (ANSI 50BF)

Der Leistungsschalter-Versagerschutz ist zweistufig ausgelegt und bietet einen zusätzlichen Schutzmechanismus für Phase und Erde für den Fall, dass der Hauptleistungsschalter bei einem Netzfehler nicht auslöst. Ist der Fehlerstrom nach einer einstellbaren Zeit nicht verschwunden, wird ein weiterer Auslösebefehl oder der Auslösebefehl für die Sammelschiene generiert. Die ordnungsgemäße Schalterfunktion wird durch Strommessung und Leistungsschalterhilfskontakte überwacht. Die Stromerkenntnislogik arbeitet phasenselektiv und kann daher auch bei einpoligen Auslösungen eingesetzt werden.

Der Leistungsschalter-Versagerschutz kann von allen integrierten Schutzfunktionen sowie über binäre Eingangssignale oder über Ethernet-Kommunikation mit GOOSE-Meldungen in IEC 61850-Systemen gestartet werden. Zur Erhöhung der Betriebssicherheit erfolgt ein externer Start über 2 parallel geschaltete Binäreingänge. 1- und 3-poliges Starten kann mit verschiedenen Verzögerungen erfolgen.

Externe Einkopplungen

Es können beliebige Signale von externen Schutz- und Überwachungsgeräten über Binäreingänge oder serielle Kommunikation eingekoppelt werden. Diese Signale können dann in die Melde- und Auslöseverarbeitung einbezogen bzw. zum Start eines Störschriebes benutzt werden. Die Einkopplung verhält sich sozusagen wie eine Schutzfunktion. Der Auslösebefehl kann wahlweise verzögert werden. Wenn Gerät und Schalter hierfür ausgelegt sind, ist eine einpolige Abschaltung verfügbar. Somit ist die Einbindung mechanischer Schutzeinrichtungen (z.B. Druck- bzw. Ölstandswächter oder Buchholzschutz) wie auch parallel arbeitender Schutzgeräte problemlos möglich. Anwendungsabhängig können Sie die erforderliche Anzahl von Einkopplungen auswählen.

Hochstrom-Schnellabschaltung (ANSI 50HS)

Beim Einschalten einer fehlerhaften Leitung ist ein unverzögertes Ausschalten möglich. Bei hohen Fehlerströmen bewirkt dieser Überstromschutz mit Schnellauslösung bei Zuschaltung auf Fehler eine sehr schnelle Auslösung.

Die Funktion ist werkseitig mit einer Stufe vorkonfiguriert. Innerhalb der Funktion lassen sich maximal zwei Stufen gleichzeitig betreiben. Die Stufen sind identisch aufgebaut. Die eigentliche Zuschalterkennung erfolgt in der Schaltzustandserkennung. Sie

spricht direkt bei manueller Zuschaltung an oder wird automatisch aus den Messgrößen (Strom, Spannung) bzw. mittels der Leistungsschalterhilfskontakte ermittelt.

Bei Anwendung im Transformator muss die Stromstufe über den maximalen durchfließenden Kurzschlussstrom bzw. Einschaltstrom eingestellt werden.

Leistungsschalter-Rückzündeschutz (ANSI 50RS)

Die Funktion Leistungsschalter-Rückzündeschutz überwacht den Leistungsschalter auf Rückzündungen, die z.B. durch Überspannung an den Leistungsschalterpolen nach Abschaltung einer Kondensatorbank ausgelöst werden können. Die Funktion generiert im Falle einer Leistungsschalter-Rückzündung ein Reserve-Auslösesignal.

Schnellauslösung bei Zuschalten auf Fehler (SOTF)

Diese Funktion steht für Anwendungen zur Verfügung, bei denen der Überstromschutz mit Schnellauslösung (50HS) nicht ausreicht oder nicht verwendet wird. Sie ermöglicht eine Schnellabschaltung auch bei niedrigeren Fehlerströmen. Die Funktion hat keine eigene Messfunktion. Sie wird eingangsseitig mit der Anregung (Messung) einer anderen Schutzfunktion, z.B. der Stufe eines Überstromzeitschutzes verknüpft und löst dann selbst bei Zuschaltung auf einen Kurzschluss aus. Typischerweise werden solche Schutzstufen konfiguriert, die mit einer Verzögerung auslösen. Die eigentliche Zuschalterkennung erfolgt in der Schaltzustandserkennung.

Lastsprungschutz (ANSI 50L)

Die Funktion Lastsprungschutz dient dem Schutz von Motoren bei plötzlicher Läuferblockierung. Durch eine schnelle Motorabschaltung werden in einem solchen Fall Schäden an Getrieben, Lagern und sonstigen mechanischen Motorbestandteilen vermieden und reduziert.

Aus der Läuferblockierung resultiert ein Stromsprung in den Phasen. Der Stromsprung wird von der Funktion als Erkennungsmerkmal herangezogen.

Auch der thermische Überlastschutz kann ansprechen, sobald die parametrisierten Schwellwerte des thermischen Abbilds überschritten werden. Der Lastsprungschutz ist jedoch in der Lage, einen blockierten Läufer schneller zu erkennen und dadurch eventuelle Schäden am Motor und den angetriebenen Betriebsmitteln zu reduzieren.

Überstromzeitschutz, Phasen und Erde (ANSI 50/51, 50N/51N)

Die Funktionen Überstromzeitschutz für Phasen und Erde erfassen Kurzschlüsse an elektrischen Betriebsmitteln. Der ungerichtete Überstromzeitschutz ist als Hauptschutz geeignet für einseitig gespeiste Radialnetze oder offen betriebene Ringnetze. Als Reserve- oder als Not-Überstromzeitschutz kann er neben dem Hauptschutz eingesetzt werden, z.B. an Leitungen oder Transformatoren. Bei Transformatoren ist die bevorzugte Anwendung der Reserveschutz für nachgeschaltete Netzteile.

Vorkonfiguriert sind zwei unabhängige Überstromzeitschutzstufen (UMZ-Stufen) und eine abhängige Überstromzeitschutzstufe (AMZ-Stufe). Innerhalb der Funktion lassen sich weitere

Schutz – Funktionen

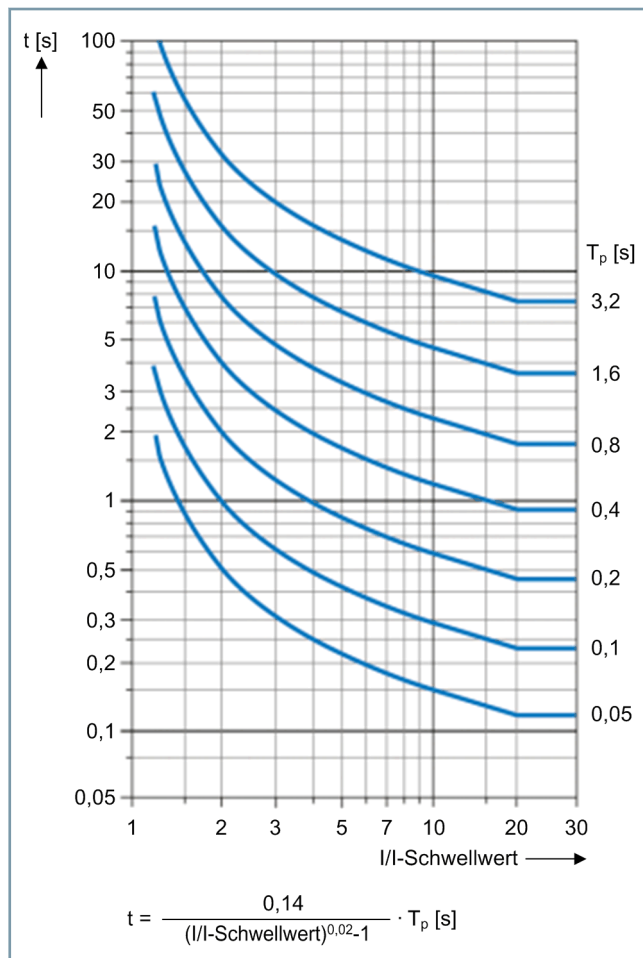
UMZ-Stufen sowie eine Stufe mit benutzerdefinierter Kennlinie konfigurieren.

Für die AMZ-Stufen stehen alle gebräuchlichen Kennlinien gemäß IEC und ANSI/IEEE zur Verfügung, siehe z.B. *Bild 2.2/4*.

Die Stufen des Überstromzeitschutzes sind, abgesehen von der Charakteristik, identisch aufgebaut.

- Sie sind individuell per Binäreingang oder durch andere Funktionen (z.B. Einschaltstromerkennung, Automatische Wiedereinschaltung, Kaltlast-Zuschalterkennung) blockierbar.
- Jede Stufe lässt sich gegen Überansprechen aufgrund von Transformator-Einschaltströmen stabilisieren.
- Jede Stufe kann als Alarmstufe (keine Auslösemeldung) betrieben werden.
- Beim Messverfahren kann zwischen der Messung der Grundschwingung und des Effektivwertes gewählt werden.
- Die Erdfunktion bewertet den berechneten Nullstrom (3I₀) oder den gemessenen Erdstrom.
- Rückfallverzögerungen lassen sich individuell einstellen.

2.2



[die_IEC_kennlinie_1_de_DE]

Bild 2.2/4 IEC-Kennlinien vom Typ "Normal Invers"

Überstromzeitschutz 1-phasig (ANSI 50N/51N)

Bei Transformatoren ist die bevorzugte Anwendung der Reserveschutz für an die geerdete Sternwicklung angeschlossene Netzteile. Der Sternpunktstrom des Transformators wird dabei direkt verarbeitet. Alternativ kann die Funktion auch als Hochimpedanz Erdfehler-Differentialschutz eingesetzt werden.

Eine weitere Anwendung ist der Kesselschutz bei isoliert aufgestellten Transformatoren.

Der Aufbau und der Umfang der Schutzfunktion sind identisch mit der Funktion Überstromzeitschutz Erde (ANSI 50N/51N).

Empfindlicher Erdstromschutz (ANSI 50Ns/51Ns)

Die Funktion empfindlicher Erdstromschutz erfasst Erdschlussströme in isolierten und gelöschten Netzen. Ferner kann sie auch für Sonderanwendungen benutzt werden, wo eine sehr empfindliche Strommessung erforderlich ist. Schutzanregungen und Auslösungen können im separaten Erdfehlerpuffer gespeichert werden.

Intermittierender Erdfehlerschutz

Intermittierende (wiederzündende) Fehler treten aufgrund von Isolationsschwächen in Kabeln oder durch Eindringen von Wasser in Kabelmuffen auf. Die Fehler erlöschen irgendwann von selbst oder weiten sich auf dauerhafte Kurzschlüsse aus. Während des Intermittierens können Sternpunktwidestände bei niederohmig geerdeten Netzen thermisch überlastet werden. Der normale Erdkurzschlusschutz kann die teilweise sehr kurzen Stromimpulse nicht sicher erkennen und abschalten.

Die notwendige Selektivität bei intermittierenden Erdfehlern wird durch zeitliches Aufsummieren der Einzelimpulse und Auslösen nach einer erreichten (einstellbaren) Summenzeit erreicht. Die Anregeschwelle $I_{IE} >$ bewertet Effektivwerte auf eine Netzperiode bezogen.

Transformator-Einschaltstromerkennung

Wenn das Gerät an einem Transformatorabzweig eingesetzt wird, ist beim Einschalten des Transformators mit hohen Einschaltströmen (Rush-Strömen) zu rechnen. Diese können ein Vielfaches des Nennstromes betragen und je nach Größe und Bauform des Transformators zwischen einigen zehn Millisekunden und einigen Sekunden lang fließen. Die Funktion Einschaltstromerkennung erkennt einen Transformator-Einschaltvorgang und erzeugt ein Blockiersignal für Schutzfunktionen, die durch Einschaltvorgänge von Transformatoren unerwünscht beeinflusst werden. Somit wird eine empfindliche Einstellung dieser Schutzfunktionen ermöglicht.

Zur sicheren Erfassung von Einschaltvorgängen verwendet die Funktion die Messverfahren **Harmonische Analyse** und **CWA-Verfahren** (Stromkurvenformanalyse). Die beiden Verfahren können wahlweise einzeln aktiviert werden oder parallel arbeiten und verknüpfen das Ergebnis durch logisches ODER. D.h. es erfolgt ein **1-aus-2 Entscheid** welcher die Verfügbarkeit der elektrischen Anlage erhöht.

Spannungsabhängiger Überstromzeitschutz (ANSI 51V)

Hier sind ebenfalls Kurzschluss- und Reserveschutz integriert. Der Einsatz erfolgt dort, wo der Netzschutz mit stromabhängigen Schutzeinrichtungen arbeitet.

Es gibt 3 unterschiedliche Ausprägungen der Funktion (Stufentypen):

- Gesteuert
- Spannungsabhängig
- Unterspannungshaltung

Die Stromfunktion kann über eine Auswertung der Maschinen- spannung gesteuert werden. Die Ausführung **gesteuert** gibt die empfindlich eingestellte Stromstufe frei. In der **spannungsabhängigen** Ausführung wird der Stromansprechwert linear mit sinkender Spannung heruntersetzt. Der Fuse Failure Monitor verhindert eine Überfunktion.

IEC- und ANSI-Kennlinien werden unterstützt siehe [Tabelle 2.2/1](#).

Unterstützte stromabhängige Kennlinien		
Kennlinie	ANSI/IEEE	IEEE/IEC 60255-3
Invers	•	•
Mäßig Invers	•	
Stark Invers	•	•
Extrem Invers	•	•
Vollständig Invers	•	

Tabelle 2.2/1 IEC- und ANSI-Kennlinie

Für Generatorschutzanwendungen wird häufig die Funktion **Unterspannungshaltung** eingesetzt. Ist der Erregertransformator direkt an die Generatorableitung angeschlossen und es tritt ein Kurzschluss auf, sinkt die Erregerspannung. Dadurch reduzieren sich die Polradspannung und damit der Kurzschlussstrom, welcher unter den Ansprechwert sinken kann. Mit der Unterspannungshaltung wird die Anregung aufrecht erhalten. Wird ein externer Fehler gemäß Schutzstaffelung geklärt, führt die Spannungswiederkehr zum Rückfall der Anregehaltung. Fällt die Spannung durch einen Fehler im Spannungswandlerkreis aus, kommt es zu keiner Überfunktion. Eine Anregung bedingt zusätzlich einen Überstrom.

Spitzenüberspannungsschutz für Kondensatoren (ANSI 59C)

Das Dielektrikum eines Kondensators wird durch die anliegende Spitzenspannung beansprucht. Folglich können zu hohe Spitzenspannungen zur Zerstörung des Dielektrikums führen. IEC- und IEEE-Standards definieren, wie lange Kondensatoren, welchen Überspannungen standhalten sollen.

Die Funktion berechnet die Spitzenspannung phasenselektiv aus der Grundschiwingung und den überlagerten Harmonischen. Dabei wird die Spitzenspannung durch Integration aus den Phasenströmen gewonnen.

Die Funktion bietet hinsichtlich der Verzögerungszeit unterschiedliche Stufentypen an:

- Stufe mit inverser Kennlinie, nach IEC und IEEE Standard
- Stufe mit anwenderdefinierbarer Kennlinie
- Stufe mit unabhängiger Kennlinie

Vom Stufentyp mit unabhängiger Kennlinie können max. 4 Stufen parallel angelegt werden.

1-phasiger Stromunsymmetrieschutz für Kondensatorbänke (ANSI 60C)

Der 1-phasige Stromunsymmetrieschutz für Kondensatoren schützt bei Fehlern in Kondensatorelementen (C-Elementen) einer Doppelsternpunkt-Kondensatorbank. Er erlaubt eine sehr empfindliche Überwachung des Unsymmetriestromes zwischen den beiden Sternpunkten und ermöglicht das Zählen einzelner defekter C-Elemente.

Messspannungsausfall-Erkennung (ANSI 60FL)

Diese Funktion überwacht die Spannungswandler-Sekundärkreise:

- Auf nicht angeschlossene Wandler
- Auf das Ansprechen des Spannungswandler-Schutzschalters (bei Kurzschluss im Sekundärkreis)
- Auf Leiterbruch in einzelnen oder mehreren Messschleifen

Die aufgeführten Fälle führen in den Spannungswandler-Sekundärkreisen zu der Spannung 0. Dies kann zur Fehlfunktion von Schutzfunktionen führen.

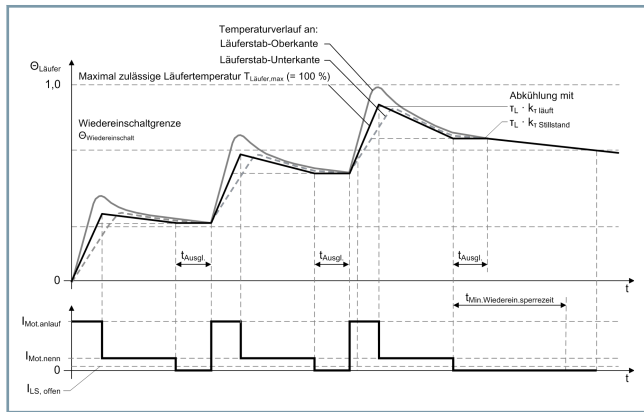
Folgende Schutzfunktionen werden beim Messspannungsausfall automatisch blockiert:

- Gerichteter Gegensystemschutz
- Erdkurzschlusschutz für hochohmige Fehler in geerdeten Netzen.

Wiedereinschaltsperr (ANSI 66)

Die Wiedereinschaltsperr verhindert das Wiedereinschalten des Motors, wenn dadurch die zulässige Temperaturgrenze überschritten würde.

Im Normalbetrieb und auch unter erhöhten Lastbedingungen bewegt sich die Läufer-temperatur eines Motors weit unter der zulässigen Temperaturgrenze. Die beim Motoranlauf erforderlichen starken Anlaufströme erhöhen das Risiko, dass anstatt des Ständers der Läufer durch Überhitzung beschädigt wird. Dies hängt mit der kurzen thermischen Konstante des Läufers zusammen. Um zu vermeiden, dass durch mehrere Motoranlaufversuche der Leistungsschalter ausgelöst wird, muss der Wiederanlauf des Motors verhindert werden, wenn es offensichtlich ist, dass die Temperaturgrenze des Läufers beim Anlaufversuch überschritten würde ([Bild 2.2/5](#)).



[Dw_PrReLo_02_1_de_DE]

Bild 2.2/5 Temperaturkurve des Läufers und wiederholte Anlaufversuche des Motors

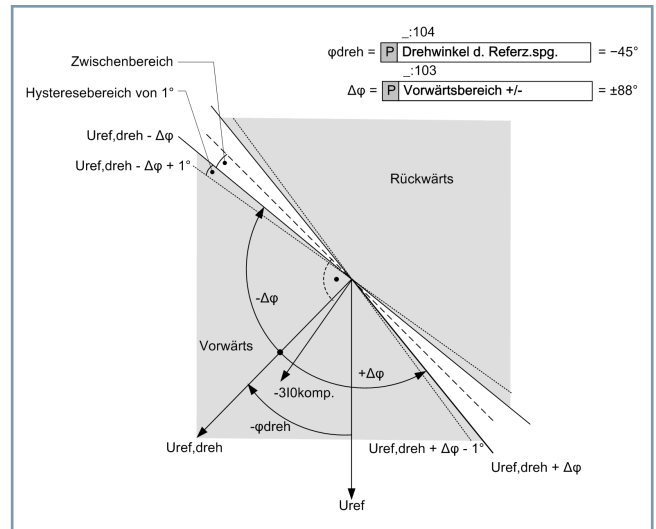
Gerichteter Überstromzeitschutz, Phasen und Erde (ANSI 67, 67N)

Die Funktionen gerichteter Überstromzeitschutz für Phasen und Erde erfassen Kurzschlüsse an elektrischen Betriebsmitteln. Der richtungsabhängige Überstromschutz erlaubt den Einsatz der Geräte auch in Netzen, wo zur Erzielung der Selektivität außer dem Überstromkriterium auch die Richtung des Energieflusses zur Fehlerstelle als weiteres Kriterium notwendig ist. Dies ist z.B. der Fall bei einseitig gespeisten Parallelleitungen, in zweiseitig gespeisten Leitungszügen oder in ringförmig zusammenschalteten Leitungen.

Vorkonfiguriert sind zwei unabhängige Überstromzeitschutz-Stufen (UMZ-Stufen) und eine abhängige Überstromzeitschutz-Stufe (AMZ-Stufe). Innerhalb der Funktion lassen sich weitere UMZ-Stufen sowie eine Stufe mit benutzerdefinierter Kennlinie konfigurieren.

Für die AMZ-Stufen stehen alle gebräuchlichen Kennlinien gemäß IEC und ANSI/IEEE zur Verfügung.

Bild 2.2/6 zeigt die freie Konfigurierbarkeit der Richtungscharakteristik der Erdfunktion. Für die Phasenfunktion lässt sich die Charakteristik rotieren.



[Dw_DwdRRe_1_de_DE]

Bild 2.2/6 Richtungscharakteristik der Erdfunktion

Die Stufen sind, abgesehen von der Charakteristik, identisch aufgebaut.

- Blockiermöglichkeiten der Stufe: bei Messspannungsausfall, über binäres Eingangssignal oder durch andere Funktionen (Automatische Wiedereinschaltung, Kaltlast-Zuschalterkennung).
- Jede Stufe lässt sich gegen Überansprechen aufgrund von Transformator-Einschaltströmen stabilisieren.
- Der Richtungssinn ist pro Stufe einstellbar.
- Optional kann die Stufe zum Richtungsvergleichsschutz verwendet werden. Dabei kann sowohl ein Freigabe- als auch ein Blockierverfahren realisiert werden.
- Jede Stufe kann auch als Alarmstufe (keine Auslösemeldung) verwendet werden.
- Beim Messverfahren kann zwischen der Messung der Grundschwingung und des Effektivwertes gewählt werden.
- Die Erdfunktion bewertet den berechneten Nullstrom (3I0) oder den gemessenen Erdstrom.
- Für die Erdstufen sind auch logarithmisch-inverse Charakteristiken verfügbar.

Gerichtete empfindliche Erdschlusserfassung (ANSI 67Ns, ANSI 51Ns, 59N)

Die Funktion gerichtete empfindliche Erdschlusserfassung detektiert Erdschlüsse in isolierten und gelöschten Netzen. Hierfür stellt sie verschiedene Funktionsstufen zur Verfügung, die auch parallel angewandt werden können. Damit kann die Arbeitsweise der Funktion bestens an die Netzbedingungen, die Anwenderphilosophie und unterschiedliche Fehlerausprägungen angepasst werden:

Überspannungsstufe mit Nullsystem-/Verlagerungsspannung

Die Nullsystemspannung (Verlagerungsspannung) wird auf Schwellwertüberschreitung hin bewertet. Zudem kann bei Anschluss der Leiter-Erde-Spannungen die fehlerbehaftete Phase bestimmt werden.

Gerichtete Erdstromstufe mit Richtungsbestimmung nach $\cos \varphi$ - oder $\sin \varphi$ -Messung

Dies ist das "klassische" wattmetrische ($\cos \varphi$, im gelöschten Netz) oder varmetrische ($\sin \varphi$, im isolierten Netz) Messverfahren zur gerichteten Erkennung von statischen Erdschlüssen. Für die Richtungsbestimmung ist der Anteil des Stromes senkrecht zu der eingestellten Richtungskennlinie (= Symmetrieachse) maßgebend ($3I_{0\text{ger}}$), siehe [Bild 2.2/7](#). Die Stufe ist an die Netzbedingungen durch entsprechende Einstellung (Lage der Richtungskennlinie) anpassbar. So sind sehr empfindliche und genaue Messungen möglich.

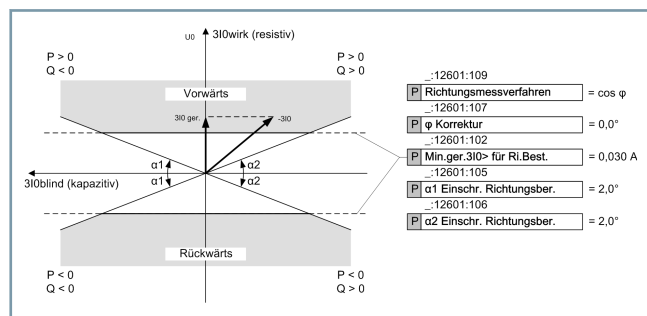


Bild 2.2/7 Richtungsbestimmung mit $\cos \varphi$ -Messung

Gerichtete Erdschlusserfassung über Oberwellen (Harmonische)

Die Funktion wird für die Fehlerlokalisierung stehender Erdschlüsse eingesetzt, besonders in Verbindung mit Eingrenzungsschaltungen in offenen Mittelspannungsringen. Sie basiert auf einer kontinuierlichen Messung mit Richtungsbestimmung. Diese wird anhand der Zeiger der 3., 5. oder 7. Harmonischen der Nullsystemspannung U_0 und des Nullstroms $3I_0$ ermittelt ([Bild 2.2/8](#)).

Vorteile dieses Verfahrens sind die einfache Unterscheidung zwischen „fehlerbehaftet“ und „fehlerfrei“ in den Richtungsgebieten und das sichere Richtungsergebnis unabhängig von den Messtoleranzen.

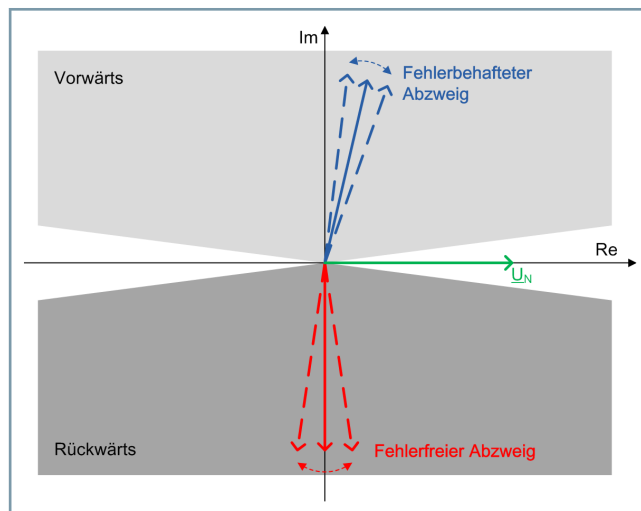


Bild 2.2/8 Erdschlusserfassung über Oberwellen

Gerichtete Erdstromstufe mit Richtungsbestimmung nach φ (U, I)-Messung

Dieses Verfahren kann alternativ zum $\cos \varphi$ - oder $\sin \varphi$ -Verfahren angewandt werden, wenn dies aufgrund der Anwenderphilosophie gewünscht ist. Die Richtung wird über die Ermittlung des Phasenwinkels zwischen dem winkelfehlerkompensierten Erdstrom und der gedrehten Nullspannung U_0 bestimmt. Um unterschiedlichen Netzgegebenheiten und Applikationen Rechnung zu tragen, kann die Referenzspannung um einen einstellbaren Winkel gedreht werden. Damit lässt sich der Vektor der gedrehten Referenzspannung nah an den Vektor des Erdstroms $3I_{0\text{kom}}$ führen. Das Ergebnis der Richtungsbestimmung erhält so die größtmögliche Sicherheit (siehe auch [Bild 2.2/6](#)).

Erdschlusserfassung über Pulsmustererkennung

Die Funktion Pulsmustererkennung wird angewandt, wenn über Zu- und Abschalten eines parallel zur Petersenspule angeordneten Kondensators ein pulsierender Erdschlussstrom zur Fehlerlokalisierung erzeugt wird. Die Funktion erkennt dann einen fehlerbehafteten Abzweig während eines stehenden Erdschlusses in überkompensierten Systemen anhand des Pulsmusters.

Erdschluss-Wischer-Verfahren

Dieses transiente Verfahren arbeitet nur während der ersten 1 bis 2 Perioden nach Fehlereintritt. Es ermittelt die Richtung über die Bewertung der Wirkenergie des transienten Vorgangs. Es ist besonders dann geeignet, wenn eine Richtungsinformation für Fehler, die sehr schnell (nach 0,5 bis wenigen Perioden) wieder erlöschen, erforderlich ist. Damit bietet sich ein Einsatz parallel zu Stufen mit $\cos \varphi$ -Messung oder Overwellenverfahren an.

Dieses Verfahren kann auch in vermaschten Netzen betrieben werden. Auch für den Einsatz an geschlossenen Ringen ist es bestens geeignet, da kreisende Nullströme eliminiert werden. Durch eine Zusatzlogik kann die Funktion optional auch einen statischen Fehler abschalten.

SIPROTEC 5 Compact – System

Schutz – Funktionen

Ungerichtete Erdstromstufe

Bei Bedarf kann eine einfache ungerichtete Erdstromstufe konfiguriert werden.

Stabilisierung bei intermittierenden Erdschlüssen

Funktionen für die Erkennung stehender Erdschlüsse (z.B. $\cos\phi$ -Funktion) können sich bei intermittierenden Erdschlüssen nachteilig verhalten: Melde- und Störschriebfluten sind möglich. Dies lässt sich durch eine automatische Blockierung dieser Funktionen im Falle von intermittierenden Erdschlüssen effektiv vermeiden.

Auslösekreisüberwachung (ANSI 74TC)

Die Leistungsschalerspule inklusive ihrer Zuleitungen wird mittels zweier Binäreingänge überwacht. Wenn eine Unterbrechung des Auslösekreises auftritt, wird eine Alarmmeldung erzeugt.

Automatische Wiedereinschaltung (ANSI 79)

Etwa 85 Prozent der Lichtbogenüberschläge auf Freileitungen werden durch das Auslösen der Schutzfunktion automatisch zum Erlöschen gebracht, und die Leitung kann anschließend wieder in Betrieb genommen werden. Hierzu ist eine automatische Wiedereinschaltung (AWE) vorgesehen. Jede Schutzfunktion kann so konfiguriert werden, dass sie die AWE-Funktion startet oder blockiert.

Hauptmerkmale und Betriebsarten

- Start mit Auslösung, mit oder ohne Wirkzeit
- Start mit Anregung, mit oder ohne Wirkzeit
- 3-polige AWE für alle Fehlerarten; unterschiedliche Pausenzeiten je nach Fehlerart
- Mehrmalige AWE
- Zusammenarbeit mit externen Geräten über Binäreingänge und -ausgänge oder über Ethernet-Kommunikation mit GOOSE-Meldungen in IEC 61850-Systemen
- Steuerung der internen AWE durch einen externen Schutz
- Zusammenarbeit mit dem internen oder externen Synchrocheck
- Überwachung der Leistungsschalter-Hilfskontakte
- Dynamische Änderung der Einstellungen für Überstromfunktionen in Abhängigkeit vom AWE-Status.

Spannungsabhängige Zusatzfunktionen

Die Integration der AWE in den Abzweigschutz ermöglicht die Auswertung der leitungsseitigen Spannungen.

Damit stehen verschiedene spannungsabhängige Zusatzfunktionen zur Verfügung:

- **Rückspannungsüberwachung (RSÜ)**
Durch Rückspannungsüberwachung erfolgt die Zuschaltung nur bei spannungsloser Leitung (Verhinderung einer asynchronen Zuschaltung), wenn kein Synchrocheck eingesetzt werden kann
- **Adaptive Spannungslose Pause (ASP)**
Die adaptive spannungslose Pause schaltet nur zu, wenn die Zuschaltung am Gegenende erfolgreich war (Schonung der Betriebsmittel)
- **Verkürzte Wiedereinschaltung (VWE)**
Die verkürzte Pausenzeit bei automatischer Wiedereinschaltung kommt in Anwendungen ohne Informationsübertragungsverfahren zum Einsatz: Wenn Fehler innerhalb der Übergreifzone, aber außerhalb der geschützten Leitung für eine Kurzzeitunterbrechung (KU) abgeschaltet werden, entscheidet die VWE-Funktion anhand der gemessenen Rückspannung vom nicht abgeschalteten Gegenende über eine Verkürzung der Pausenzeit.

Frequenzschutz (ANSI 81)

Frequenzabweichungen entstehen durch das Ungleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung. Ursachen sind beispielsweise Lastabwürfe, Netztrennungen, erhöhter Wirkleistungsbedarf, Generatorausfälle oder fehlerhaftes Arbeiten der Leistungs- und Frequenzregelung. Der Frequenzschutz erkennt Frequenzabweichungen im Netz oder an elektrischen Maschinen.

Er überwacht das Frequenzband und setzt Alarmmeldungen ab. Bei kritischer Netzfrequenz können ganze Kraftwerksblöcke getrennt oder Netze entkuppelt werden. Zur Sicherung der Netzstabilität kann ein Lastabwurf eingeleitet werden.

Es stehen verschiedene Frequenzmeselemente mit hoher Genauigkeit und schneller Anregung zur Verfügung. Die Auslösung der Frequenzmesswerke kann entweder am lokalen Leistungsschalter oder am Gegenende per Fernauslösung erfolgen.

Die folgenden Messelemente sind verfügbar:

- **Überfrequenzschutz (ANSI 81O)**
Zweistufiger Aufbau (Standard), bis auf drei Stufen erweiterbar. Alle Stufen sind identisch aufgebaut.
- **Unterfrequenzschutz (ANSI 81U)**
Dreistufiger Aufbau (Standard), bis auf fünf Stufen erweiterbar. Alle Stufen sind identisch aufgebaut.

Jedes Frequenzmesswerk bietet zwei verschiedene Messverfahren:

- **Winkeldifferenzverfahren:** Winkeländerung des Spannungszeigers über ein Zeitintervall
- **Filter-Messverfahren:** Auswertung von Spannungsmomentanwerten mit speziellen Filtern

Die DIGSI 5 Bibliothek stellt für jedes Messverfahren die entsprechende Schutzfunktion zur Verfügung.

Frequenzänderungsschutz (ANSI 81R)

Mit dem Frequenzänderungsschutz können Frequenzänderungen schnell erfasst werden. Die Funktion ist in der Lage, unsichere Zustände des Systems, die durch ein Ungleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung verursacht werden, zu verhindern. Dazu wird sie in Netzentkopplungs- und Lastabwurfmaßnahmen eingebunden.

Die Funktion bietet 2 Stufentypen an:

- df/dt steigend
- df/dt fallend

Von jedem Stufentyp lassen sich maximal 5 Stufen in der Funktion anlegen.

Über die Definition der Messfensterlänge kann für die konkrete Anwendung entweder die Messgenauigkeit oder die Anreizezeit optimiert werden.

Bei Unterspannungen wird die Funktion automatisch blockiert, um ungenaue oder falsche Messungen auszuschließen.

Erdfehler-Differentialschutz (ANSI 87N)

Erdkurzschlüsse in Sternpunktnähe einer geerdeten Sternwicklung können durch den Längsdifferentialschutz nur begrenzt erfasst werden. Hier unterstützt Sie der Erdfehler-Differentialstrom und der berechnete Nullstrom der Leiterströme bewertet. Durch spezielle Stabilisierungsmaßnahmen wird eine Überfunktion bei äußeren Erdkurzschlüssen vermieden. Neben dem Differential- und Stabilisierungsstrom, basierend auf den Nullsystemgrößen, werden auch die Phasenwinkel der Nullströme untereinander überwacht. Auslösende Größe ist der Nullstrom im Sternpunkt.

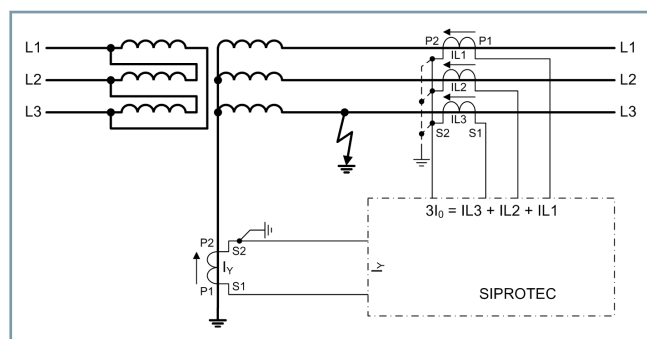
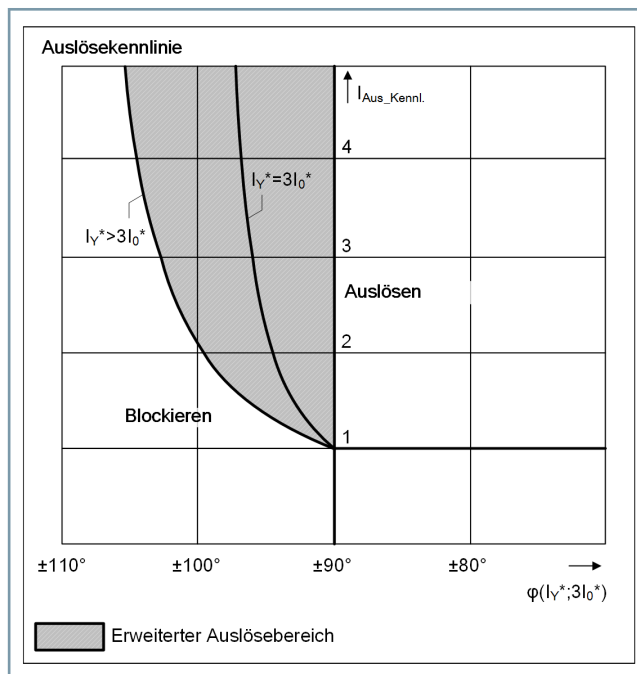


Bild 2.2/9 Grundprinzip Erdfehler-Differentialschutz



[0w_ausken_3_de_DE]

Bild 2.2/10 Auslösekennlinie

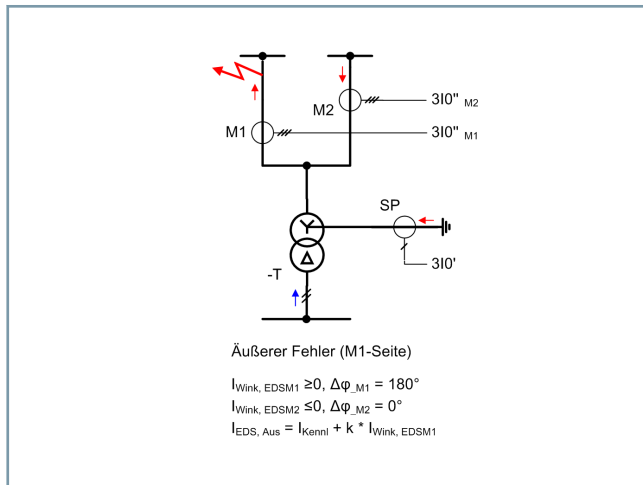
Beim Einsatz in Spartransformatoren wurde eine zusätzliche Maßnahme ergriffen, um eine Fehlfunktion bei äußeren Erdkurzschlüssen zu vermeiden. Die Schutzfunktion bestimmt selbstständig die Seite der Sparwicklung, die für den sicheren Betrieb der Schutzfunktion notwendig ist. Es wird die Messstelle ausgewählt, welche zum größten Stabilisierungsstrom führt (siehe auch Bild 2.2/11).

Dieses Verfahren kommt auch zum Einsatz, wenn auf der Leitungsseite mehrere 3-phasige Strommessstellen vorhanden sind, z.B. in Eineinhalb-Leistungsschalter-Anlagen (siehe Bild 2.2/9 und Bild 2.2/10).

In den Differentialschutzgeräten sind weitere Schutzfunktionen vorhanden, die als ergänzende Schutz- und Überwachungsfunktionen sowie als Reserveschutz für das vor- und nachgelagerte Netz eingesetzt werden können. Es sind auch Überwachungen von Grenzwerten möglich.

SIPROTEC 5 Compact – System

Schutz – Funktionen



2.2

[dw_fault_M1 side, 2, de_DE]

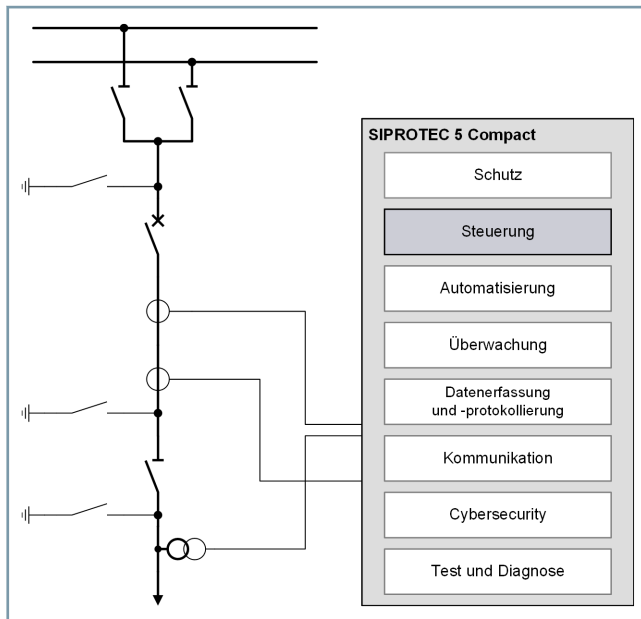
Bild 2.2/11 Messstellenauswahl bei mehreren Einspeisungen auf der Sternseite

Fehlerorter (FL)

Einseitiger Fehlerorter

Der integrierte Fehlerorter berechnet die Fehlerimpedanz und die Fehlerentfernung. Die Ergebnisse werden in Ohm, Kilometer bzw. Prozent der Leitungslänge angegeben. Der Einfluss von Parallelleitungen sowie von Lastströmen kann ebenfalls kompensiert werden.

Steuerung



[dw_steuerung_SIP5C_1_de_DE]

Bild 2.3/1 SIPROTEC 5 Compact – Funktionale Integration – Steuerung

SIPROTEC 5 Compact umfasst alle Steuer- und Überwachungsfunktionen auf Feldebene, die zum effizienten Betrieb der Schaltanlage erforderlich sind.

Für die komfortable Vor-Ort-Steuerung steht das farbige, frei konfigurierbare Grafik-Display für Steuerbilder zur Verfügung. Häufige Bedienhandlungen wie Start von Schaltfolgen oder Anzeige der Meldungsliste können durch eine der 9 Funktionstasten aufgerufen werden.

Die bereitgestellten Applikationsvorlagen umfassen die komplette Funktionalität, die für Ihre Anwendung erforderlich ist. Schutz- und Steuerfunktionen greifen auf die gleichen logischen Elemente zu. Aus Schaltgerätesicht werden Schutz und Steuerung gleichwertig behandelt.

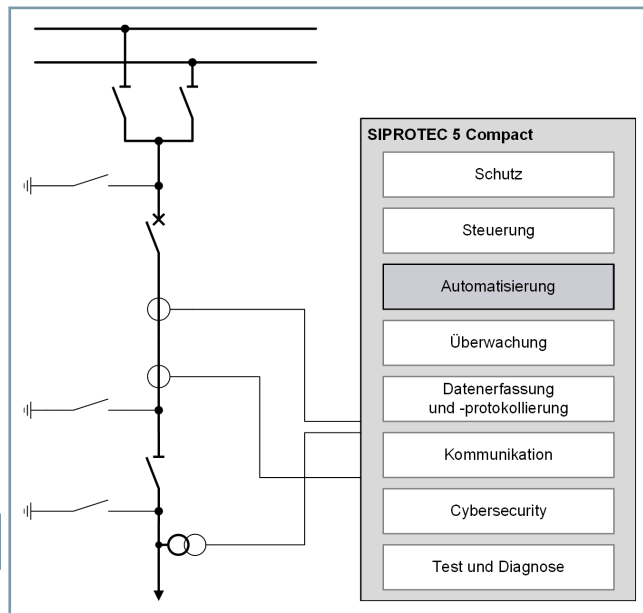
Eine neue Qualität in der Steuerung wird durch die Anwendung der Kommunikationsnorm IEC 61850 erreicht. So können elegant binäre Informationen aus dem Feld verarbeitet und Daten (z.B. zur feldübergreifenden Verriegelung) zwischen den Geräten ausgetauscht werden. Die Querkommunikationen über GOOSE erlauben effiziente Lösungen, da hier Verdrahtungen durch Datentelegramme ersetzt werden.

Alle Geräte verfügen bereits über ein Basissteuerungspaket mit bis zu 4 Schaltobjekten (Schalter, Trenner oder Erder). Optional können zusätzliche Schaltobjekte und Schalfolgen mittels CFC-Bausteinen gemäß IEC 61131-3 konfiguriert werden

SIPROTEC 5 Compact – System

Automatisierung

Automatisierung



[die_automation_SIPSC_1_de_DE]

Bild 2.4/1 SIPROTEC 5 Compact – Funktionale Integration – Automatisierung

Der integrierte grafische Automatisierungseditor CFC (Continuous Function Chart) ermöglicht Ihnen, Logikpläne einfach und übersichtlich zu realisieren. DIGSI 5 unterstützt dies durch leistungsfähige Logikbausteine auf Basis der Norm IEC 61131-3. Alle Geräte verfügen bereits über ein leistungsstarkes Basisautomatisierungspaket. Damit ist es bequem und effizient möglich, spezifische Funktionen zur Automatisierung einer Schaltanlage zu realisieren.

Mittels CFC können Sie alle internen digitalen Informationen, wie z.B. interne Schutzsignale oder Betriebszustände, direkt mit den Logikbausteinen grafisch verknüpfen und in Echtzeit verarbeiten. Sie können zusätzlich Messwerte verknüpfen oder auf Grenzwerte überwachen.

Beispielanwendungen für Automatisierungen sind:

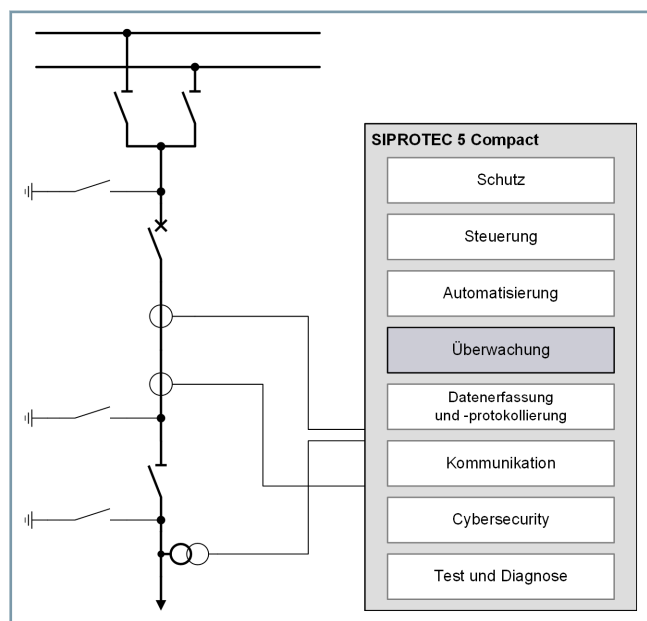
- Verriegelungen
- Schaltfolgen
- Meldungsableitungen oder das Auslösen von Schalthandlungen
- Meldungen oder Alarmer über eine Verknüpfung vorhandener Informationen
- Lastabwurf im Abzweig
- Verwalten von dezentralen Energieeinspeisungen
- Netzumschaltungen je nach Netzzustand
- Automatische Netztrennungen bei Netzstabilitätsproblemen

Selbstverständlich stellt SIPROTEC 5 Compact einem Stationsleitungssystem, wie z.B. SICAM PAS/PQS, alle Informationen zur Verfügung und gewährleistet damit durchgehende, integrierte und effiziente Lösungen für weitere Automatisierungen.

Durch die Verwendung von Makros können CFC-Teilpläne einfach und übersichtlich, im Gerät, Projekt oder in anderen

Projekten, weiterverwendet werden. Durch CFC-Online-Monitoring kann der Ablauf der Pläne im Gerät nachverfolgt und geprüft werden. Korrekturen können so schnell und effizient erfolgen.

Überwachung



[dw_Monitoring_SIPSC_1_de_DE]

Bild 2.5/1 SIPROTEC 5 Compact – Funktionale Integration – Überwachung

SIPROTEC 5 Compact-Geräte können umfangreiche Überwachungsaufgaben übernehmen.

Diese lassen sich nach Gruppen unterteilen in:

- Selbstüberwachung
- Überwachung der Netzstabilität
- Überwachung von Betriebsmitteln (Condition Monitoring)
- Überwachung der Netzqualität

Selbstüberwachung

Die SIPROTEC 5 Compact-Geräte verfügen über zahlreiche Überwachungsverfahren. Damit werden interne und externe Fehler erkannt, in Puffern protokolliert und gemeldet. Mit Hilfe dieser Informationen wird die Erfassung der Gerätestörung sichergestellt und deren zielgerichtete Behebung unterstützt.

Überwachung der Netzstabilität

Unter Grid Monitoring werden alle Überwachungssysteme zusammengefasst, die zur Netzstabilität im operativen Betrieb erforderlich sind. SIPROTEC 5 Compact stellt für das Grid Monitoring die notwendigen Funktionalitäten, z.B. Störschreiber, kontinuierliche Schreiber, zur Verfügung. Damit überwachen Sie Ihr Netz auf Grenzwertüberschreitungen (z.B. Stabilitätsüberwachung durch Lastwinkelkontrolle) und veranlassen aktiv entsprechende Reaktionen. Weiterhin können diese Daten in Netzleitsystemen als Eingangsgrößen für die Online-Lastflussberechnung benutzt werden und erlauben eine deutlich schnellere Reaktion bei Zustandsänderungen im Netz.

Überwachung von Betriebsmitteln (Condition Monitoring)

Das Überwachen von Betriebsmitteln (Condition Monitoring) ist ein wichtiges Werkzeug des Asset Managements und der Betriebsunterstützung, von dem Umwelt und Unternehmen profitieren können. Typische zu überwachende Betriebsmittel

sind beispielsweise: Leistungsschalter, Transformatoren und Gasräume von gasisolierten Schaltanlagen (GIS).

SIPROTEC 5 stellt für die Überwachung von Betriebsmitteln die erforderlichen Prozessschnittstellen, Puffer, Schreiber und Automatisierungsfunktionen bereit:

- Im Betriebsmeldepuffer werden Prozessgrößen mit Zeitstempel abgespeichert
- Die Schaltstatistik stellt notwendige Daten zur bedarfsgerechten Wartung von Schaltmitteln zur Verfügung
- Über Messumformereingänge, die an Sensoren angeschlossen sind, werden Prozessgrößen (z.B. Druck, SF6-Verlust, Drehzahl, Temperatur unter anderem) auf Grenzwertüberschreitungen überwacht
- Über externe 20-mA- oder Temperaturmessgeräte, die seriell oder über Ethernet angeschlossen sind, lassen sich weitere Messwerte erfassen und verarbeiten.

Überwachung der Netzqualität

Neben der Verfügbarkeit fordern die Endverbraucher eine hohe Qualität der elektrischen Energie (Power Quality). Diese ist unter anderem abhängig von der Prozessführung und Verantwortung der EVUs sowie der Verbraucher. Der zunehmende Einsatz von leistungselektronischen Komponenten (z.B. nichtlineare Motoransteuerungen, erneuerbare Einspeisungen) kann z.B. Rückwirkungen auf die Spannungsqualität haben. Schalthandlungen im Netz können zu kurzzeitigen Spannungseinbrüchen führen. Eine unzureichende Spannungsqualität kann zu Versorgungsunterbrechungen, Beschädigungen und Produktionsausfällen sowie hohen Folgekosten führen. Demzufolge wird eine zuverlässige Erfassung relevanter Power Quality Merkmale immer wichtiger.

SIPROTEC 5 Compact bietet grundlegende Erfassung und Aufzeichnung einiger Netzqualitätsdaten mit PQ-Basis an:

- Spannungsänderungen (Überspannung, Einbruch, Unterbrechung) und Spannungsunsymmetrie
- Harmonische Spannungen und Ströme, THD und TDD

Viele Anwendungsfälle benötigen keine Erfassung nach höchsten PQ-Standards. PQ-Basis bietet hierfür eine kostengünstige und einfache Lösung an, ohne dass man additive weitere Power Quality-Geräte installieren und betreiben muss. So kann man schnell einen Überblick seines PQ-Status des gesamten Netzes bekommen, da alle bereits installierten SIPROTEC 5 Compact-Geräte einfach per Firmware-Update hochgerüstet werden können und das ohne Installation zusätzlicher Hardware. Man kann dann z.B. Trends wahrnehmen und gewarnt werden, wenn die Netzqualität an sensiblen Stellen problematische Grenzen erreicht. Damit können Schwachstellen frühzeitig erkannt und durch gezielte Maßnahmen beseitigt werden.

Wenn eine Erfassung und Bewertung der Netzgrößen nach gesamtem Umfang von Grid Codes wie z.B. die Norm EN 50160 erforderlich wird, stellt SIPROTEC 5 entsprechende Netzqualitätschreiber bereit, z.B. SIPROTEC 7KE85. Die zentrale Datenarchivierung und elegante Auswertung, unter anderem der wöchentlichen Berichte nach z.B. EN 50160 der umfangreichen Daten, erfolgt mit einem SICAM PQS-System.

Power Quality – Basis (PQ – Basis)

Spannungsunsymmetrie

SIPROTEC 5 Compact – System

Überwachung (Monitoring)

In einem 3-phasigen Netz sind die Spannungen sowie die angeschlossenen Lasten normalerweise symmetrisch. In manchen Fällen können die symmetrischen Zustände jedoch durch verschiedene Einflussfaktoren gestört werden.

Spannungsunsymmetrien können verschiedene Ursachen haben:

- Unsymmetrische Last, verursacht zum Beispiel durch unterschiedliche Verbraucher auf den einzelnen Phasen
- Phasenausfall, beispielsweise aufgrund einer ausgelösten 1-phasigen Sicherung oder eines Leiterbruchs
- Fehler im Primärsystem, zum Beispiel am Transformator

Die Funktion **Spannungsunsymmetrie**:

- Erkennt die Spannungsunsymmetriezustände in den Verteil- und Industrienetzen.
- Überwacht die Spannungsunsymmetriezustände.

In der Funktion **Spannungsunsymmetrie** sind folgende Stufen-typen vorhanden:

- **U2/U1**: Verhältnis der Gegensystemspannung zu Mitsystemspannung
- **U0/U1**: Verhältnis der Nullsystemspannung zu Mitsystemspannung

Alle Messwerte werden unter **Power Quality Basis > Spannungsunsymmetrie** einer spezifischen Funktionsgruppe in der Bedieneinheit angezeigt.

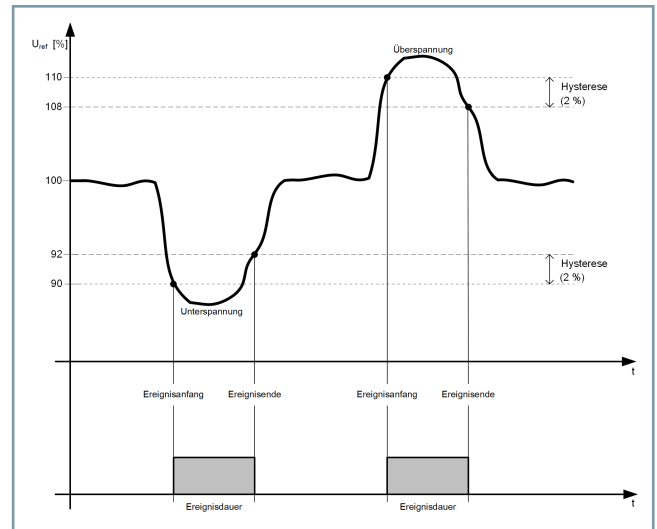
Die spezifische Funktionsgruppe, in der die Funktion **Spannungsunsymmetrie** instanziiert wird, muss an den 3-phasigen Spannungsmesspunkt angeschlossen werden.

Spannungsschwankung

Die Funktion **Spannungsschwankung** wird für die Messung und Überwachung von Kurzzeitschwankungen der Spannung in Verteilnetzen und industriellen Netzen eingesetzt. Es werden Netzqualitätsereignisse wie Spannungseinbrüche, Überspannungen und Unterbrechungen in 3-phasigen Netzen erkannt.

Diese Messfunktion liefert den Effektivwert der Spannung für den Minimalwert bei Einbruch, die niedrigste Restspannung bei einer Unterbrechung oder die höchste Überspannung, sowie die Dauer des Ereignisses.

Alle Ereignisse können in Betriebsmelde- oder Benutzermeldepuffern protokolliert werden, über binäre Warnmeldungen den Störschreiber aktivieren und ihre Werte als Spuren mitschreiben.



[dhw_pq_volt_var_event_duration, 1, de_DE]

Bild 2.5/2 Dauer eines Spannungseinbruch- oder Überspannungsereignisses

THD und Harmonische

Am Anschlusspunkt mit dem öffentlichen Netz wird der Klirrfaktor (THD) entsprechend den Netzqualitätsstandards eingeschränkt. Zur Überwachung des THD-Werts kann die Funktion **THD und Harmonische** verwendet werden.

Die Funktion **THD und Harmonische** dient zur Berechnung der folgenden Werte:

- THD-Werte der 3-phasigen Ströme und 3-phasigen Spannungen
- Aggregierte THD-Werte der 3-phasigen Spannung
Wenn der aggregierte THD-Wert den Schwellwert überschreitet, wird eine Warnung ausgegeben.
- Harmonische der 3-phasigen Ströme und der 3-phasigen Spannungen

Die berechneten THD-Werte und Harmonischen werden in **Power Quality Basis > THD und Harmonische** einer bestimmten Funktionsgruppe im HMI oder über den DIGSI Online-Editor angezeigt. Die rangierten berechneten THD-Werte und Harmonischen sind in den Kommunikationsprotokollen und im Störschrieb verfügbar. Unnormale Werte können im Betriebsmeldepuffer oder im Benutzermeldepuffer protokolliert werden, wenn sie rangiert sind.

Total Demand Distortion

Am Anschlusspunkt an das öffentliche Netz ist die zulässige Total Demand Distortion (TDD) entsprechend den Normen zur Netzqualität beschränkt. Die Funktion **Total Demand Distortion** kann zur Überwachung des TDD-Werts verwendet werden.

Mit der Funktion **Total Demand Distortion** können die folgenden Werte der 3-phasigen Ströme berechnet werden:

- 3-s-TDD-Wert
- TDD-Wert in einem Intervall
Es wird eine Warnung generiert, wenn der TDD-Wert **TDD Intv1** den Schwellwert überschreitet.

Die TDD-Werte werden unter **Power Quality Basis > TDD** einer speziellen Funktionsgruppe auf der Bedieneinheit oder über den DIGSI Online-Editor angezeigt. Sofern rangiert, sind die TDD-Werte in den Kommunikationsprotokollen und Störschrieben verfügbar. Unnormale Werte können im Betriebsmeldepuffer oder im Benutzermeldepuffer eingetragen werden.

Generelle Eigenschaften Power Quality – Basis:

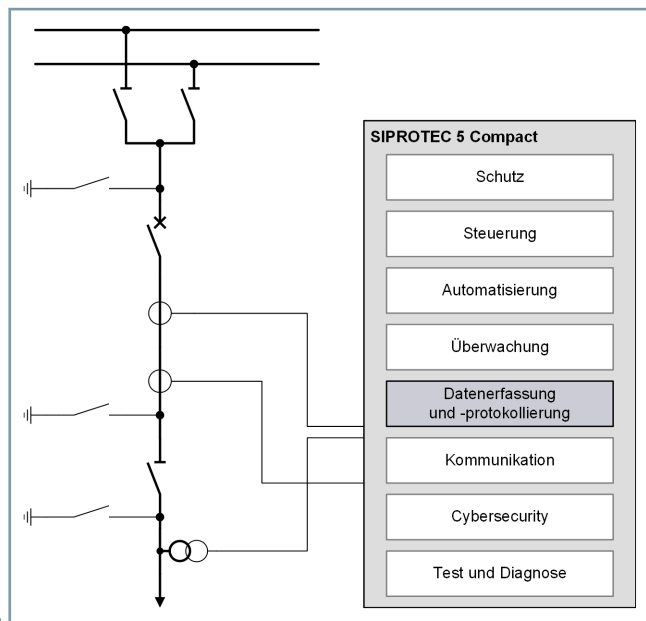
Werte der 3 Phasen (phasenselektiv) können

- auf dem Gerätedisplay sowie von fern mit DIGSI 5 angesehen und auch mit CFC genutzt werden,
- mit den von SIPROTEC 5 Compact unterstützten Protokollen (typischerweise per IEC 61850), für weitere Nutzung oder zur Dokumentation, übertragen werden,
- optional im Störschrieb aufgezeichnet werden; gestartet per CFC (Ein Binäreingang kann auf die externe Startbedingung des Störschreibers konfiguriert werden).
- Alle Ereignisse und unnormale PQ-Daten können in Betriebsmelde- oder Benutzermeldepuffern mit Zeitstempel protokolliert, sowie am HMI und der DIGSI 5 Informationsliste dargestellt werden. Die Daten sind im nicht-flüchtigen Speichern abgelegt (gehen somit bei Stromverlust nicht verloren). Mit DIGSI kann man auch Daten in eine Datei exportieren.
- Wenn Grenzwerte überschritten werden, können Warnsignale generiert werden
- Statistische Werte wie Zähler und bisherige Maximalwerte lassen sich zurücksetzen per HMI, BE oder von fern per DIGSI oder per Protokoll (Zurücksetzen per Protokoll sollte über CFC und user-definiertem Signal erfolgen)

SIPROTEC 5 Compact – System

Datenerfassung und -protokollierung

Datenerfassung und -protokollierung



[div_data_SIPSC_1_00_DE]

Bild 2.6/1 SIPROTEC 5 Compact – Funktionale Integration – Datenerfassung und -protokollierung

Die umfangreichen, erfassten und protokollierten Felddaten stellen das Abbild und den Verlauf des Feldes dar und stehen für die Funktionen im SIPROTEC 5-Gerät für Überwachungs-, Stations- sowie für feldübergreifende Automatisierungsaufgaben zur Verfügung. Sie stellen damit die Basis sowohl für die heute verfügbaren Funktionen als auch für zukünftige Anwendungen dar.

Messung und PMU¹

Aus den analogen Eingangsgrößen wird eine Vielzahl von Messwerten abgeleitet, die ein aktuelles Abbild des Prozesses liefern.

Je nach Geräteausführung sind folgende Basismesswerte verfügbar:

- Betriebsmesswerte
- Grundschningszeiger und symmetrische Komponenten
- Schutzspezifische Messwerte, wie Differential- und Stabilisierungsstrom beim Differentialschutz
- Mittelwerte
- Minimalwerte und Maximalwerte
- Energiemesswerte
- Statistikwerte
- Grenzwerte.

Zusätzlich zu den Basismesswerten können in den Geräten Synchrozeiger-Messwerte ermittelt werden (Anwendung als PMU, Phasor Measurement Unit).

Synchrozeiger-Messwerte unterstützen verschiedene Anwendungen zur Überwachung der Netzstabilität. SIPROTEC 5-Geräte

erfassen hierzu die notwendigen PMU-Daten. Das sind hochgenaue zeitgestempelte Zeigergrößen, Netzfrequenz und Änderung der Netzfrequenz. Diese können über die leistungsfähige Kommunikation an zentrale Auswertesysteme übertragen werden.

Die Anzeige der Messwerte erfolgt sowohl in Primär- und Sekundärwerten als auch in bezogenen Werten. Diese Werte stehen für weitere Anwendungen, wie z.B. die Übertragung zur Leittechnik oder Automatisierungsaufgaben, zur Verfügung.

Pro Gerät sind bis zu 8 Analogeingänge lieferbar.

Alle Analogeingänge sind werkseitig abgeglichen und gewährleisten damit maximale Genauigkeit.

Separate Messumformer sind daher nicht mehr erforderlich. Die hochgenauen Messdaten ermöglichen ein erweitertes Energiemanagement und vereinfachen Inbetriebsetzungen.

SIPROTEC 5 stellt somit für die Auswertung und weitere Verarbeitung folgende Messwerte bereit:

- Basismesswerte mit hohem Dynamikbereich und hoher Genauigkeit (Schutzwandler)
- Basismesswerte mit sehr hoher Genauigkeit (Messwandler)
- Synchrozeiger-Messwerte mit hochgenauer Zeitstempelung für weitere Aufgaben, wie z.B. Netzstabilitätsüberwachung
- Erkennung von Strom- und Spannungssignalen bis zur 50. Harmonischen mit hoher Genauigkeit für ausgewählte Schutzfunktionen (z.B. thermische Überlastschutz, Spitzenüberspannungsschutz für Kondensatoren) und Betriebsmesswerte.

Schreiber

In SIPROTEC 5 Compact-Geräten sind Schreiber in der Lage, umfangreiche Daten zu erfassen. Sie zeichnen sich durch eine große Anzahl von Analog- und Binäreingängen sowie durch eine hohe Abtastfrequenz aus. Es können die unterschiedlichsten Aufzeichnungen entweder kontinuierlich oder über unterschiedliche Trigger-Kriterien umgesetzt werden.

Neben der Speicherung der Daten auf internen Massenspeichern ist eine Übertragung an zentrale Auswertesysteme möglich. Damit sind Sie in der Lage, Netze auf typische Kenngrößen hin zu überwachen.

Störschreiber

Die Störschreibung in Schutzgeräten zeichnet Analog- und Binärdaten während eines Störfalls, z.B. bei Kurzschlüssen oder Erdschlüssen, auf und hält die hochgenau zeitgestempelten Schriebe zur späteren Auswertung fest. Berechnete Messgrößen, wie Leistung oder Frequenz, können auch in die Störschreibungsfunktion integriert werden. Die Auswertung erfolgt nach dem Auslesen aus dem Gerät durch DIGSI mittels SIGRA. Im Falle eines Versorgungsspannungsausfalls werden aufgezeichnete Daten sicher gehalten. Aufzuzeichnende Analog- und Binärspuren sind frei konfigurierbar und Vor- und Nachlaufzeiten sind in einem weiten Bereich einstellbar. Die SIPROTEC 5 Störschreibung gewährleistet große Aufzeichnungslängen bei gleichzeitig hoher Genauigkeit.

¹ In Vorbereitung

Eigenschaften der Störschreiber:

- Aufzeichnung aller Analogkanäle
- Abtastfrequenzen von 1 kHz bis 8 kHz einstellbar
- Hohe Aufzeichnungskapazität für Einzelschriebe von 20 s bei 24 Kanälen mit 8 kHz Abtastfrequenz
- Speichermöglichkeit für bis zu 128 Störschriebe
- Aufzeichnungslänge aller Schriebe wird von der verfügbaren Speicherkapazität des Gerätes begrenzt und hängt von der Anzahl konfigurierter Kanäle und der Abtastfrequenz ab.
Beispiel
 - Leitungsschutz mit 8 Analogkanälen (4 I, 4 U),
 - Abtastfrequenz 1 kHz, 6 Messwert- und 20 Binärkanäle:
Resultierende Aufzeichnungslänge des Gerätes ca. 890 s!
- Bis zu 100 frei konfigurierbare Binär- und 50 zusätzliche Messwertspuren

Zeitsynchronisation

Damit die Messwerte und Aufzeichnungen der Geräte an unterschiedlichen Orten miteinander verglichen werden können, ist eine sehr genaue Zeitsynchronisation aller Geräte notwendig. Somit stellt die Zeitsynchronisation eine wichtige Eigenschaft dar und muss mit hoher Genauigkeit erfolgen.

Die Zeitsynchronisation kann durch 1 oder 2 Zeitgeber erfolgen. Je nach Zeitquelle wird eine Genauigkeit von 1 ms bis zu 1 μ s erreicht. Ereignisse werden mit Datum und Zeitpunkt mit einer 1-ms-Auflösung mit protokolliert.

Die Zeitsynchronisation wird wahlweise realisiert über:

- IRIG-B-Signal
- SNTP-Protokoll
- Stationsleitprotokoll (z.B. IEC 61850)
- IEEE 1588 Protokoll (Genauigkeit 1 μ s)²
- DIGSI 5 Protokoll (nicht zyklisch)
- Interne Uhrzeit mit integriertem Quarz

Die Zeitsynchronisation im Gerät ist batteriegepuffert. Damit läuft die interne Uhr mit der Quarzgenauigkeit des Gerätes auch bei Ausfall der Hilfsspannung weiter.

GPS-Zeitzeitempfeänger für IRIG-B

Mit dem empfohlenen GPS-Empfeänger von Meinberg wird die interne Uhrzeit aller angeschlossenen Schutzgeräte synchronisiert. Dabei wird die interne Uhr der Schutzgeräte über das IRIG-B-Telegramm nachgeführt. SIPROTEC 5-Geräte unterstützen generell eine redundante Zeitsynchronisation. Die Zeitinformation kann von zwei Zeitgebern bereitgestellt werden. Einer arbeitet als primäre Zeitquelle. Fällt dieser aus, wird auf den zweiten (sekundären) Zeitgeber umgeschaltet.

Ereignisprotokollpuffer

Ereignisprotokollpuffer halten wichtige Ereignisse mit Zeitstempel (1 ms genau) für eine spätere Auswertung fest.

Die hohe Aufzeichnungslänge wird durch große Ereignisprotokollpuffer und durch separate Puffer für unterschiedliche Ereigniskategorien erreicht. Zu protokollierende Ereignisse sind frei konfigurierbar und erhöhen die Übersichtlichkeit. Die Konfiguration benutzerspezifischer Ereignisprotokollpuffer für zyklische oder ereignisgesteuerte Aufzeichnung wird ebenso unterstützt.

Komfortable und vollständige Auswertung

Ereignisprotokollpuffer unterschiedlicher Kategorien ermöglichen eine vereinfachte und zielgerichtete Auswertung. Änderungen an Parametern und Konfigurationsdaten werden festgehalten.

Wartungsfreundlichkeit

Hard- und Software werden ständig überwacht und Unregelmäßigkeiten sofort erkannt. Damit wird eine sehr hohe Sicherheit, Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit erreicht. Wichtige Informationen zu erforderlichen Wartungen (z.B. Batterieüberwachung), erkannten Hardware-Defekten durch die interne Überwachung oder Kompatibilitätsproblemen werden separat im Gerätediagnosepuffer aufgezeichnet. Alle Einträge enthalten konkrete Handlungsanweisungen. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die typischen Meldepuffer.

Die Puffereinträge und Störschriebe bleiben auch bei Ausfall der Hilfs- und Batteriespannung erhalten.

Typ des Meldepuffer	Anzahl der Meldungen	Eigenschaft
Betriebsmeldepuffer	2000 Meldungen	Zyklische Protokollierung von Betriebsmeldungen (z.B. Steuervorgänge)
Störfallmeldepuffer	1000 Meldungen pro Störfall	Ereignisgesteuerte Aufzeichnung von Störfällen. Maximal 128 Störfälle können gespeichert werden. Pro Störfall können maximal 1000 Meldungen aufgezeichnet werden.
Benutzerspezifischer Puffer	200 Meldungen	Wahlweise zyklische oder ereignisgesteuerte Aufzeichnung benutzerdefinierter Signale
Erdschlussmeldepuffer	100 Meldungen pro Erdschluss	Ereignisgesteuerte Aufzeichnung von Erdschlüssen. Maximal 10 Erdschlüsse können gespeichert werden. Pro Erdschluss können maximal 100 Meldungen aufgezeichnet werden.
Meldepuffer Parameterhistorie (nicht löscherbar)	200 Meldungen	Protokollierung aller Parameteränderungen und Konfigurationsdownloads
Kommunikationspuffer	500 Meldungen	Protokollierung des Status aller konfigurierten Kommunikationsverbindungen (z.B. auftretende Störungen, Test- und Diagnosebetrieb und Kommunikationsauslastungen)

² In Vorbereitung

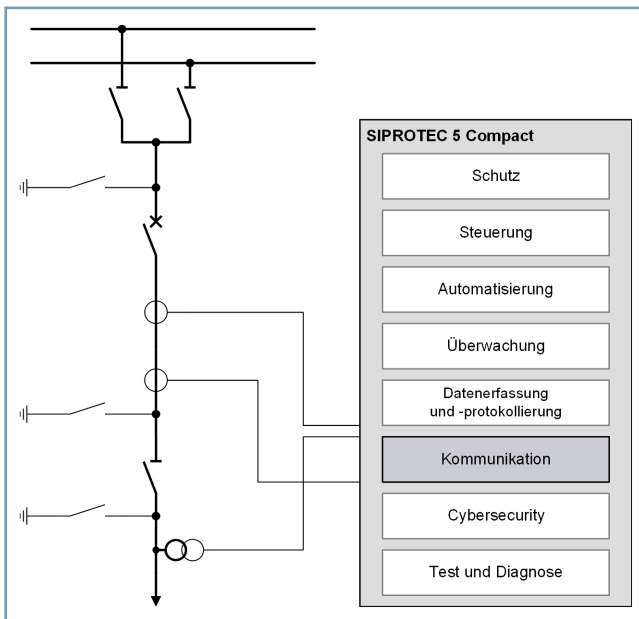
SIPROTEC 5 Compact – System

Datenerfassung und -protokollierung

Typ des Meldepuffer	Anzahl der Meldungen	Eigenschaft
Security-Meldepuffer (nicht löschtbar)	500 Meldungen	Protokollierung von erfolgreichen und erfolglosen Zugriffen auf Bereiche des Gerätes mit eingeschränktem Zugriffsrecht
Gerätediagnosepuffer	500 Meldungen	Protokollierung und Anzeige von konkreten Handlungsanweisungen bei erforderlichen Wartungen (z.B. Batterieüberwachung), erkannten Hardware-Defekten oder Kompatibilitätsproblemen

Tabelle 2.6/1 Übersicht der typischen Meldepuffer

Kommunikation



[dw_Communication_SIP5C_1_de_DE]

Bild 2.7/1 SIPROTEC 5 Compact – Funktionale Integration – Kommunikation

SIPROTEC 5 Compact-Geräte verfügen über leistungsfähige Kommunikationsschnittstellen. Es sind integrierte Schnittstellen, die ein hohes Maß an Sicherheit und Flexibilität bieten. Die Schnittstelle ist unabhängig vom eingesetzten Protokoll. Dieses kann je nach Anwendung geladen werden.

Großer Wert wurde auf die Realisierung einer kompletten Kommunikationsredundanz gelegt:

- Ethernet-basierte Protokolle (z.B. Modbus TCP, DNP3, IEC 60870-5-104, PROFINET IO, IEC 61850 Ed1 und Ed2)
- IoT-Schnittstelle über GridEdge zur Einbindung in Cloud-Systeme wie MindSphere
- Ethernet-Redundanzprotokolle ohne Unterbrechung (seamless redundancy) PRP und HSR, insbesondere für hochverfügbare Stationskommunikation, sowie RSTP und Punkt-zu-Punkt Kommunikation.

SIPROTEC 5 Compact – System

Kommunikation – Schnittstellen

Kommunikationsschnittstellen des Gerätes

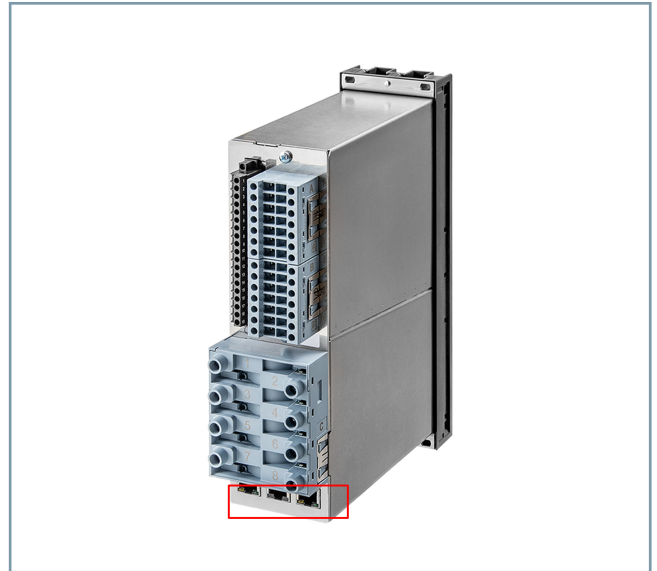
Das Schutzgerät verfügt auf der Rückseite über eine elektrische serielle Schnittstelle und eine redundante Ethernet-Schnittstelle, die – je nach Gerätevariante – optisch oder elektrisch ausgeführt ist.

Ethernet-Schnittstelle

Die redundante Ethernet-Schnittstelle wird für Ethernet-basierte Protokollanwendungen, z.B. IEC 61850, Modbus TCP, DNP3, IEC 60870-5-104, PROFINET IO, Zeitsynchronisation über SNTP, DIGSI 5 über TCP usw., eingesetzt. Es können mehrere Anwendungen parallel laufen, wobei nicht verwendete Anwendungen aus Sicherheitsgründen abschaltbar sind.

Optische Ethernet-Schnittstelle

Die optische Ethernet-Schnittstelle hat 2 optische Duplex-LC 1300 nm-Schnittstellen. Sie ist ohne oder mit integriertem Switch konfigurierbar. Die maximale, optisch über 50/125 μm oder 62,5/125 μm Multimode-Lichtwellenleiter zugelassene Entfernung beträgt 2 km. Der optische Sende- und Empfangspegel wird im Modul gemessen und kann mit DIGSI 5 angezeigt werden.



[dw_SIP5Comp_rear_electrical_interface_1, ...]

Bild 2.7/3 Rückseite mit elektrischen Schnittstellen

Serielle Schnittstelle

Die serielle RS485-Schnittstelle hat 1 RJ45-Schnittstelle. Sie wird für serielle Protokollanwendungen, z.B. IEC 60870-5-103, DNP3 seriell oder Modbus RTU, eingesetzt.

2.7



[dw_SIP5Comp_rear_optical_interface_1, ...]

Bild 2.7/2 Rückseite mit optischer Ethernet-Schnittstelle

Elektrische Ethernet-Schnittstelle

Die elektrische Ethernet-Schnittstelle hat 2 RJ45-Schnittstellen. Sie ist ohne oder mit integriertem Switch konfigurierbar. Die maximal elektrisch über CAT 5 Patch-Kabel zugelassene Entfernung beträgt 20 m.

Schnittstellen für die Kommunikation

Port oder integrierte Schnittstelle	Frontschnittstelle	Serielle Schnittstelle bzw. Zeitsynchronisation	Elektrische Ethernet-Schnittstelle	Optische Ethernet-Schnittstelle
Physikalischer Anschluss				
USB	■			
1 x elektrisch seriell RS485, RJ45		■		
2 x elektrisch Ethernet 10/100 Mbit/s, RJ45, 20 m			■	
2 x optisch Ethernet 100 Mbit/s, 1300 nm, LC-Stecker, 2 km über 50/125 µm oder 62,5/125 µm Multimode- Lichtwellenleiter				■
Anwendungen				
DIGSI 5 Protokoll	■		■	■
IRIG-B		■		
IEC 61850-8-1 Server (inklusive GOOSE, Reporting zu 6 Clients)			■	■
IEC 60870-5-103		■		
IEC 60870-5-104			■	■
DNP3 seriell		■		
DNP3 TCP			■	■
Modbus TCP			■	■
PROFINET IO			■	■
SUP seriell (Slave Unit Protokoll) für den Anschluss externer Temperatur- oder 20-mA-Messgeräte		■		
SUP Ethernet (Slave Unit Protokoll) für den Anschluss externer Temperatur- oder 20-mA-Messgeräte			■	■
Diagnose-Homepage			■	■
Zusätzliche Ethernet-Protokolle und -Dienste				
DHCP, DCP (automatische IP-Konfiguration)			■	■
Line Mode			■	■
PRP (unterbrechungsfreie Ethernet-Ringredundanz (Parallel Redundancy Protocol))			■	■
HSR (unterbrechungsfreie Ethernet-Ringredundanz (High Availability Seamless Redundancy Protocol))			■	■
RSTP (unterbrechungsfreie Ethernet-Ringredundanz (Rapid Spanning Tree Protocol))			■	■
SNTP (Zeitsynchronisation über Ethernet)			■	■
SNMP V3 (Netzwerk-Management-Protokoll) ³			■	■
IEEE 1588v2 ³ (Precision Time Protocol über Ethernet – microseconds accuracy)			■	■
IEEE 802.1q (VLAN)			■	■

2.7

Tabelle 2.7/1 Kommunikationsanwendungen und integrierte Schnittstellen

Protokolle

Die Kommunikationsschnittstellen werden ohne Protokollanwendung ausgeliefert. Entsprechend der [Tabelle 2.7/1](#) kann eine integrierte Schnittstelle mit einer Protokollanwendung mit DIGSI 5 initialisiert werden. Jeder Schnittstelle wird die gewünschte Anwendung per DIGSI 5 zugewiesen. Zuordnungen lassen sich wieder löschen und neu konfigurieren. Dies ermöglicht ein hohes Maß an Flexibilität bei der Konfiguration der Schnittstelle.

DIGSI 5 Protokoll

Das DIGSI 5 Protokoll arbeitet mit TCP-Diensten, die sich über IP-Netze routen lassen. Weltweiter Fernzugriff auf Geräte über sichere Verbindungen ist integraler Bestandteil des Kommunikationskonzepts. Das Protokoll ist auf der USB-Schnittstelle und der Ethernet-Schnittstelle verfügbar.

IEC 61850-8-1 Client-Server-Kommunikation

Meldungen, Mess- und Zählwerte können über die Client-Server-Kommunikation in statischen und dynamischen Reports zu maximal 6 Clients (Stationsleitgeräten) übertragen werden. Dynamische Reports werden ohne Umparametrierung des Gerätes vom Client angelegt und ausgelesen. Die statischen Reports werden über den IEC 61850 System Configurator erstellt und sind als Meldungslisten fest im Gerät gespeichert. Ferner lassen sich Störschriebe im binären COMTRADE-Format abrufen. Vom Client aus stehen umfangreiche Steuerfunktionen zur Verfügung, z.B. für das sichere Schalten eines Leistungsschalters. Über das Protokoll IEC 61850 können die Einstellparameter des Gerätes gelesen und auch geändert werden. Ferner ist eine Einbindung der Geräte in interoperable, intelligente Smart Grids problemlos möglich. Eine Änderung der Geräteparametrierung im Betrieb durch leittechnische Einrichtungen ist möglich, um ausgewählte Einstellparameter an die Betriebsbedingungen anzupassen.

IEC 61850-8-1 GOOSE

Für die Querkommunikation zwischen Geräten hat sich GOOSE als weltweiter Standard etabliert, um Meldungen und Messwerte zwischen Geräten zu übertragen. Neben dem GOOSE zwischen Geräten innerhalb einer Schaltanlage wird auch der GOOSE zwischen Geräten in unterschiedlichen Schaltanlagen unterstützt. Datentechnisch werden die ausgetauschten Informationen über normkonforme SCL-Dateien beschrieben, die mit der IEC 61850 Edition 2 definiert wurden. Der Austausch selbst erfolgt über leistungsfähige IP-Netzwerkverbindungen oder Ethernet-Netzwerkverbindungen.

Mit GOOSE-Nachrichten können zeitkritische Informationen ausgetauscht werden, die in wenigen Millisekunden übertragen werden müssen. GOOSE-Verbindungen ersetzen dabei die Übertragung über Kontakte und Binäreingaben; für Signale des Schutzes sind Übertragungszeiten unter 10 ms gefordert, für Schalterstellungen und Verriegelungen unter 20 ms. Mess- und Zählwerte werden in weniger als 100 ms übertragen. Dazu erzeugt man im Systemkonfigurator GOOSE-Anwendungen. Diese Daten werden von den Geräten über GOOSE-Nachrichten hochperformant ausgetauscht.

Empfänger von GOOSE-Nachrichten können den Empfang von Meldungen und Messwerten ständig auf Verbindungsausfall überwachen. Der Zustand ausfallender Meldungen wird am Empfänger automatisch nachgeführt, um einen sicheren Zustand zu erreichen. Damit lässt sich eine ständige, hochqualitative Überwachung der GOOSE-Kommunikation realisieren. Während des Testbetriebs eines Gerätes ausgesendete GOOSE-Nachrichten werden in den Empfängern ignoriert, wenn diese im Normalbetrieb sind. Ein Test eines Geräts ist ohne Trennung vom Kommunikationsnetz durchführbar.

IEC 60870-5-103

Das serielle Protokoll wird über die RS485-Schnittstelle übertragen. Unterstützt wird das kompatible und Siemens spezifisch erweiterte Protokoll IEC 60870-5-103. Die Implementierung ist kompatibel zu bestehenden Lösungen, z.B. bei SIPROTEC 4- oder SIPROTEC 5-Geräten, was einen problemlosen Tausch und Erweiterung der Geräte auch in ferner Zukunft ermöglicht. Neben Meldungen, Messwerten und Störschrieben stehen in Protokollerweiterungen auch Zählwerte und kundenspezifisch definierte Meldungen zur Leittechnik zur Verfügung. Ferner können über das Protokoll Steuerbefehle für Schaltgeräte übertragen werden. Über die Generic-Services des Protokolls können auch Einstellwerte im Gerät gelesen oder geändert werden. Informationen des Gerätes sind auf die Protokollschnittstelle durch den Anwender mit DIGSI 5 rangierbar. Infotypen und Funktionsnummern können dabei frei konfiguriert werden. Dies ermöglicht eine Anpassung an bestehende Lösungen und die Austauschbarkeit von Geräten, ohne Änderungen an der Leittechnik vorzunehmen. Dies ist ein wichtiger Beitrag zur Investitionssicherheit.

IEC 60870-5-104

Über die integrierte elektrische oder optische Ethernet-Schnittstelle wird das Stations- und Netzleitprotokoll IEC 60870-5-104 unterstützt. Neben der Übertragung von Meldungen (Einzel- und Doppelmeldungen), Messwerten und der Zählwerte zu 1 Master oder 2 (redundanten) Mastern sind auch 3 Master (Controlling Stations), die dieselbe Information zugesendet bekommen, möglich. Ferner wird die IEC 60870-5-104-Datenübertragung unterstützt und Störschriebe lassen sich im COMTRADE Format aus dem Gerät auslesen. In Befehlsrichtung ist ein gesichertes Schalten von Schaltobjekten über das Protokoll möglich. Die Zeitsynchronisation kann über den IEC 60870-5-104-Master oder über SNTP über das Netzwerk erfolgen, wobei redundante Zeit-Server unterstützt werden.

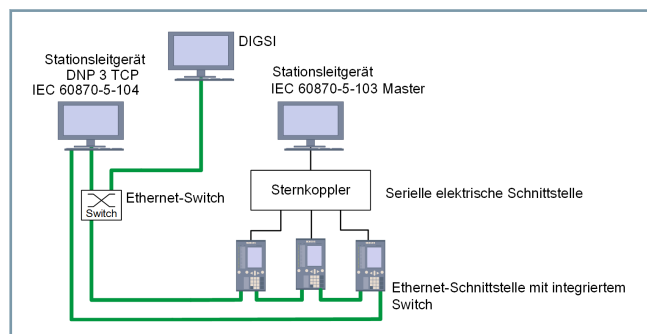
SUP – Slave Unit Protocol

Dieses Siemens-spezifische Protokoll dient dazu Temperaturerfassungsgeräte (Thermobox 7XV5662-_AD10) seriell oder über Ethernet auszulesen. Diese Geräte sind als Zubehör zur Erweiterung von SIPROTEC 5-Geräten mit Anlogschnittstellen verfügbar. Die Messwerte dieser Geräte lassen sich im SIPROTEC 5-Gerät weiter verarbeiten oder werden für Schutzfunktionen, wie dem Überlastschutz oder der Heißpunktberechnung von Transformatoren, verwendet.

DNP3 seriell oder DNP3 TCP

DNP3 wird als serielles Protokoll über RS485 und als Ethernet-basierte TCP-Variante über die integrierte elektrische oder optische Ethernet-Schnittstelle unterstützt. Ein redundanter optischer oder elektrischer Ring kann einfach durch den in der Ethernet-Schnittstelle integrierten Switch realisiert werden. Informationen eines Gerätes können auf das Protokoll DNP3 rangiert und übertragen werden, zusätzlich auch die Störschriebe des Gerätes. Schaltbefehle lassen sich in Steuerrichtung ausführen. DNP3 TCP kann bis zu 2 Master unterstützen (Bild 2.7/4).

Über das Protokoll können keine Einstellwerte im Gerät gelesen oder geändert werden.



[dw_SIP5C-0057_1_de_DE]

Bild 2.7/4 DNP3 TCP/IEC 60870-5-104 Kommunikation mit weiterer serieller Verbindung zu einem IEC 60870-5-103 Master

Modbus TCP

Über die integrierte elektrische sowie optische Ethernet-Schnittstelle wird das Kommunikationsprotokoll Modbus TCP unterstützt. Modbus TCP und Modbus RTU sind einander sehr ähnlich. Modbus TCP verwendet jedoch TCP/IP Pakete zur Datenübertragung.

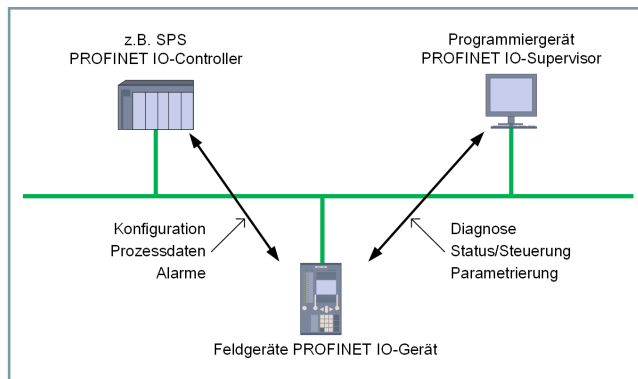
Mit Modbus TCP können Meldungen (Einzel- und Doppelmeldungen), Messwerte, Zählwerte zu einem oder zwei (redundanten) Mastern übertragen werden. In Befehlsrichtung ist ein Schalten von Schaltobjekten über das Protokoll möglich.

Die Zeitsynchronisation kann über SNTP oder IEEE 1588⁴ über das Netzwerk erfolgen, wobei redundante Zeit-Server unterstützt werden.

PROFINET IO

PROFINET IO ist ein auf Ethernet basierendes Kommunikationsprotokoll, das in allen Bereichen der Kommunikationsautomatisierung verwendet werden kann.

Der Datenaustausch von PROFINET IO folgt dem Provider/Consumer-Modell. Ein konfiguriertes PROFINET IO-System verfügt über dasselbe Look-and-Feel wie in PROFIBUS.



[dw_COM_PRO_IO_2_de_DE]

Bild 2.7/5 Kommunikationspfade für PROFINET IO

Für PROFINET IO sind die folgenden Geräteklassen definiert:

- PROFINET IO-Controller**
 Der PROFINET IO-Controller ist üblicherweise die speicherprogrammierbare Steuerung (SPS), auf der das Automatisierungsprogramm läuft. Der PROFINET IO-Controller stellt in seiner Rolle als Provider die Ausgangsdaten für die konfigurierten IO-Geräte bereit und ist Verbraucher der Eingangsdaten der IO-Geräte.
- PROFINET IO-Supervisor**
 Der PROFINET IO-Supervisor kann ein Programmiergerät (PG), Personal Computer (PC) oder eine HMI-Schnittstelle (HMI) sein. Er dient der Inbetriebsetzung oder für Diagnosezwecke und entspricht einem Master Klasse 2 in PROFIBUS.
- PROFINET IO-Gerät**
 Ein PROFINET IO-Gerät ist ein dezentrales E/A-Feldgerät, das über PROFINET IO mit mindestens einem IO-Controller verbunden ist. Es ist mit der Funktion eines Slaves in PROFIBUS vergleichbar. Das PROFINET IO-Gerät stellt Eingangsdaten bereit und verarbeitet Ausgangsdaten. Das SIPROTEC 5-Gerät arbeitet als IO-Gerät.

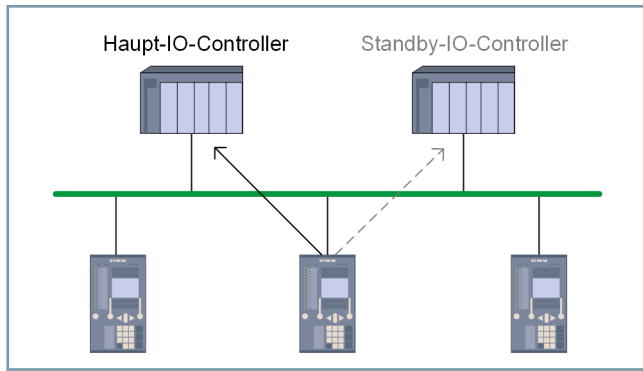
PROFINET IO S2 Redundanz und SOE (Sequence of events)

Die integrierte Ethernet-Schnittstelle unterstützt die Redundanz auf Systemebene für das PROFINET IO-Protokoll. Systemredundanz ist die Redundanz des IO-Controllers oder der Kommunikationsschnittstelle des Ein-/Ausgabegeräts. Bild 2.7/6 zeigt ein Beispiel, in dem 1 Ein-/Ausgabegerät an 2 unterschiedliche IO-Controller angeschlossen ist. Das Ein-/Ausgabegerät erhält die aktive Kommunikation mit einem der IO-Controller als Primär-Controller und dem anderen als Standby-Controller.

⁴ In Vorbereitung

SIPROTEC 5 Compact – System

Kommunikation – Protokolle



[dw_Profinet-IO-S2-redundancy, 1, de_DE]

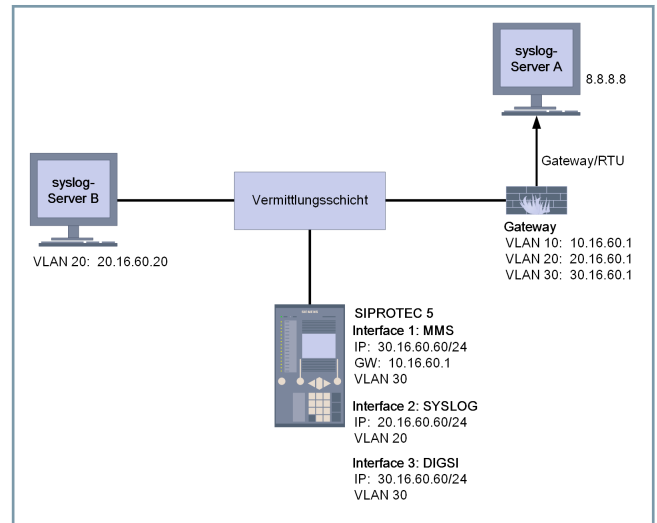
Bild 2.7/6 Anschluss eines Ein-/Ausgabe-Gerätes an 2 unterschiedliche IO-Controller

Die Ethernet-Schnittstelle unterstützt auch SOE-Funktionalität, bei der digitale Signale vom Ein-/Ausgabegerät (SIPROTEC 5 oder SIPROTEC 5 Compact) abgerufen werden und mit genauen Zeitstempeln mit einem FIFO-Puffer mit einer Kapazität von 500 Signalen an den IO-Controller weitergegeben werden können.

VLAN gemäß IEEE 802.1q

VLAN gemäß IEEE 802.1q ist der Standard, mit dem verschiedene Applikationen auf demselben physischen Ethernet-Netzwerk getrennt/isoliert werden können. Dies verbessert die Sicherheit, die Verfügbarkeit und Leistung im Netzwerk und sorgt gleichzeitig für Kosteneffizienz.

In einem VLAN-fähigen Netzwerk markiert der Benutzer die jeweiligen Ethernet-Frames, die zu den verschiedenen Applikations-Domänen gehören, sodass die übrigen Switches oder Empfangsgeräte ein Paket entweder mit der gewünschten Priorität übertragen oder dieses sogar aufgrund von Sicherheitsrichtlinien verwerfen.



[dw_SIP5_IEEE802-1q_VLAN, 1, de_DE]

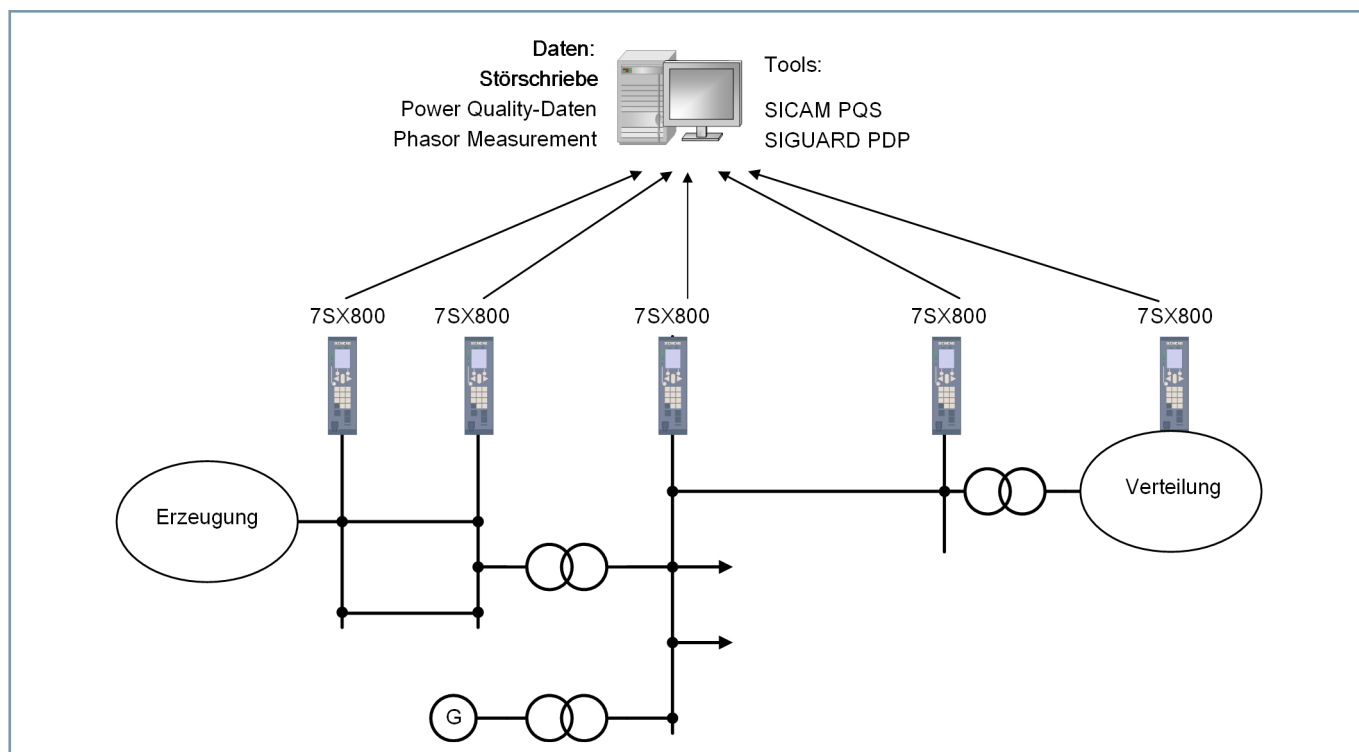
Bild 2.7/7 1 Physisches Medium für 3 Applikationen

Die SIPROTEC 5-Compact Familie unterstützt VLAN auf der integrierten Ethernet-Schnittstelle. Wie im obigen Beispielbild gezeigt, verwendet das SIPROTEC 5-Gerät für 3 unterschiedliche Applikationen mit 3 verschiedenen IP-Schnittstellen nur ein einziges physisches Medium. Die Switches steuern die zu übertragenden Telegramme entsprechend ihrer Einstellung und Geräte können nur Telegramme empfangen, für die sie konfiguriert sind.

IEEE C37.118 (Synchrozeiger)

In Vorbereitung

SIPROTEC 5-Geräte berechnen optional Synchrozeiger und arbeiten als Phasor Measurement Unit (PMU). Diese Messwerte, die über große Regionen hochgenau synchronisiert sind, erlauben Aussagen über die Stabilität des Netzes. Übertragen werden diese Werte über ein Ethernet-Netzwerk mit dem Protokoll IEEE C37.118 zu einem Datenkonzentrator. Die Übertragung erfolgt über die optische oder elektrische Ethernet-Schnittstelle ([Bild 2.7/8](#)).



[Bild_Zentral_SIPROTEC_5_de_DE]

Bild 2.7/8 Zentrale Auswertung der Störschreibe und der Phasoren

Weitere Ethernet-basierte Protokolle und Dienste

Neben der eigentlichen Protokollanwendung können diese Dienste auf der integrierten Ethernet-Schnittstelle parallel ablaufen. Sie können vom Anwender mittels DIGSI 5 ein- und ausgeschaltet werden.

Ethernetredundanz mit RSTP, PRP, HSR

Die elektrische und optische Ethernet-Schnittstelle unterstützt mit dem Redundanz-Protokoll (RSTP, HSR) den Aufbau von redundanten Ringstrukturen im Ethernet. Mit HSR wird eine unterbrechungsfreie Ringredundanz erzielt mit bis zu 50 Geräten im Ring. Mit PRP kann über parallele Netzwerke unterbrechungsfrei kommuniziert werden. Diese Verfahren können über Parameter aktiviert werden. Sie sind unabhängig vom Standleitprotokoll oder den gewählten Zusatzdiensten.

Zeitsynchronisation mit SNTP

Über einen SNTP-Server kann das Gerät die Absolutzeit von 1 oder 2 Zeit-Servern abfragen. Bei redundantem Betrieb werden beide Server ausgelesen und die Zeit des 1. Servers wird zum Stellen der Geräteuhr mit einer Genauigkeit von 1 ms verwendet. Fällt dieser Server aus, erfolgt die Zeitsynchronisation durch den zweiten Server.

Zeitsynchronisation mit IEEE 1588 (in Vorbereitung)

Für höhere Genauigkeit der Zeitsynchronisation über Ethernet wird das Protokoll IEEE 1588 zur Verfügung stehen. Für die Messwertsynchronisierung bei Prozessbusanwendungen, PMU-Datensynchronisation und zur Stabilisierung von unsymmetrischen Wirkkommunikationen bei Leitungsdifferentialschutzan-

wendungen wird eine hohe Genauigkeit von 1 µs benötigt. Es kann auf der elektrischen oder optischen Ethernet-Schnittstelle aktiviert werden. Voraussetzung ist, dass die Netzwerkkomponenten (z.B. Switches) das Protokoll auch unterstützen und spezielle IEEE 1588 Zeit-Server im Netzwerk verfügbar sind. Mit IEEE 1588 wird eine Laufzeitmessung für die Zeitsynchronelegamme im Ethernet-Netzwerk durchgeführt, sodass die Endgeräte (z.B. SIPROTEC 5) eine um die Laufzeit korrigierte Zeitinformation erhalten, die präziser als bei SNTP ist. Es wird sowohl das Power Utility Profile (IEC 61850-9-3) als auch das Power Profile IEEE C37.238 unterstützt, wobei die Geräte als Ordinary Slave Clock (Endgerät) im Netzwerk arbeiten.

Für die hochgenaue Uhrzeitführung über Ethernet IEEE 1588 wird ein geeigneter Router, z.B. von Ruggedcom, eingesetzt.

Netzwerküberwachung mit SNMP

Über das Protokoll SNMP V3 lässt sich das Gerät in Netzwerküberwachungs- oder Netzwerkmanagement-Systeme integrieren. Über MIB-Files (Management Information Base) werden umfangreiche Überwachungsgrößen, z.B. der Zustand der Ethernet-Schnittstellen, deren Datendurchsatz usw., dem Überwachungssystem bekannt gemacht. Diese in MIB-Files datentechnisch beschriebenen Variablen können vom Überwachungssystem zyklisch ausgelesen und überwacht werden. Über SNMP lassen sich keine Werte im Gerät ändern. Es dient ausschließlich als Diagnoseschnittstelle.

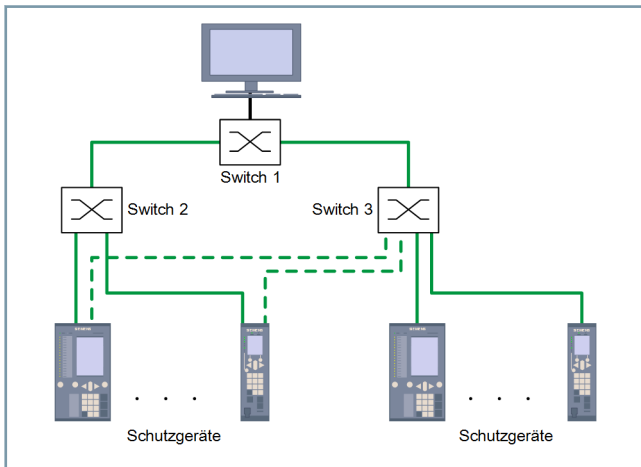
SIPROTEC 5 Compact – System

Kommunikation – Protokolle

Ethernet Redundanz – Netzwerktoplogien

Unabhängig vom gewählten Protokoll (IEC 61850, DNP3 TCP) unterstützt die elektrische und optische Ethernet-Schnittstelle unterschiedliche Netzwerktopologien.

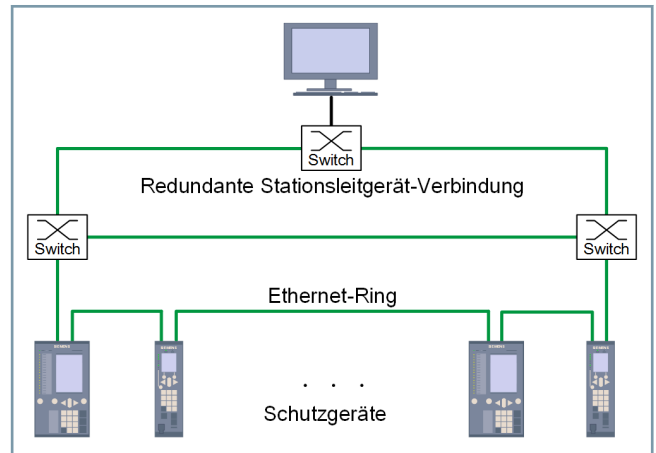
Arbeitet solch eine Schnittstelle ohne integrierten Switch, der sich durch DIGSI 5 ausschalten lässt, wird es einfach oder redundant an externe Switches angebunden. Bei doppeltem Anschluss bearbeitet nur eine Schnittstelle die Protokollanwendungen (z.B. IEC 61850). Die 2. Schnittstelle arbeitet im Bereitschaftsbetrieb (Hot Standby) und die Verbindung zum Switch wird überwacht. Bei Ausfall von Schnittstelle 1 wird innerhalb weniger Millisekunden auf Schnittstelle 2 umgeschaltet ([Bild 2.7/9](#)).



[dw_SIP5C-0031_2_de_DE]

Bild 2.7/9 Einfache oder redundante Anbindung an externe Switches

Mit integriertem Switch können elektrische oder optische Ringe mit maximal 40 Geräten aufgebaut werden (RSTP) ([Bild 2.7/10](#)). Beide Kanäle der Schnittstelle senden und empfangen gleichzeitig. Ein gemischter Betrieb mit SIPROTEC 4-Geräten ist im Ring mit bis maximal 30 Geräten möglich. Ein spezielles Ringredundanzverfahren, basierend auf RSTP, sorgt für kurze Umschaltzeiten bei Ausfall eines Gerätes, sodass die Protokollanwendungen nahezu unterbrechungsfrei weiterlaufen. Auch diese Konfiguration ist unabhängig von der Protokollanwendung, die auf der Ethernet-Schnittstelle läuft.



[dw_SIP5C-0032_2_de_DE]

Bild 2.7/10 Ringbetrieb mit integriertem Switch und Ringredundanz

Unterbrechungsfreie Redundanz mit PRP und HSR

Neue Technologien verkürzen entscheidend die Zeit für die Neukonfiguration von Kommunikationsnetzen im Falle von Unterbrechungen.

Bei diesen Technologien handelt es sich um:

- PRP = Parallel Redundancy Protocol
- HSR = High Available Seamless Ring Redundancy

Beide Systeme arbeiten nach demselben Prinzip gemäß der Norm IEC 62439-3.

Dieselbe Information wird dabei über 2 unterschiedliche Informationswege versandt. Der Empfänger verwertet das zuerst eintreffende Telegramm und verwirft das zweite. Wenn das erste Telegramm nicht durchkommt, steht immer noch das zweite zur Verfügung und wird genutzt. Dieser Mechanismus basiert auf dem Ethernet-Stack, der beiden Informationen dieselbe MAC-Adresse zuordnet.

- PRP verwendet 2 voneinander physikalisch getrennte Ethernet Netzwerke zur Übertragung der 2 identischen Telegramme. Obwohl sich dadurch der Aufwand für die Netzwerkausrüstung und damit die Kosten verdoppeln, bietet PRP eine erhöhte Verfügbarkeit des Ethernet Systems, im Vergleich zu HSR.
- HSR arbeitet nach demselben Prinzip, allerdings werden die 2 identischen Informationen in die 2 Richtungen eines Ethernet-Ring verteilt. Die Kosten für die Ethernet-Netzwerkinfrastruktur ist geringer, allerdings beherrscht HSR zwar N-1 Fehler – Folgefehler resultieren jedoch in einem Ausfall der Kommunikation in Teilen des HSR Rings.

Die Verfahren lassen sich über einen Einstellparameter aktivieren und weisen keine weiteren Parameter auf. Sie sind somit einfach einzustellen. Die Anzahl der Netzwerkteilnehmer ist bei beiden Verfahren auf maximal 512 begrenzt.

HSR und PRP können mithilfe sogenannter RedBoxes (Redundancy Boxes) kombiniert werden.

Diese kosteneffiziente Lösung gemäß IEC 62439-3 lässt sich folgendermaßen aufbauen:

- 2 Switches in der Leitstelle
- 2 Switches im Feldbereich
- 2 RedBoxes (RB) je HSR-Ring
- Bis zu 50 Geräte je HSR-Ring
- Einfache Erweiterung durch 2 zusätzliche PRP-Switches.

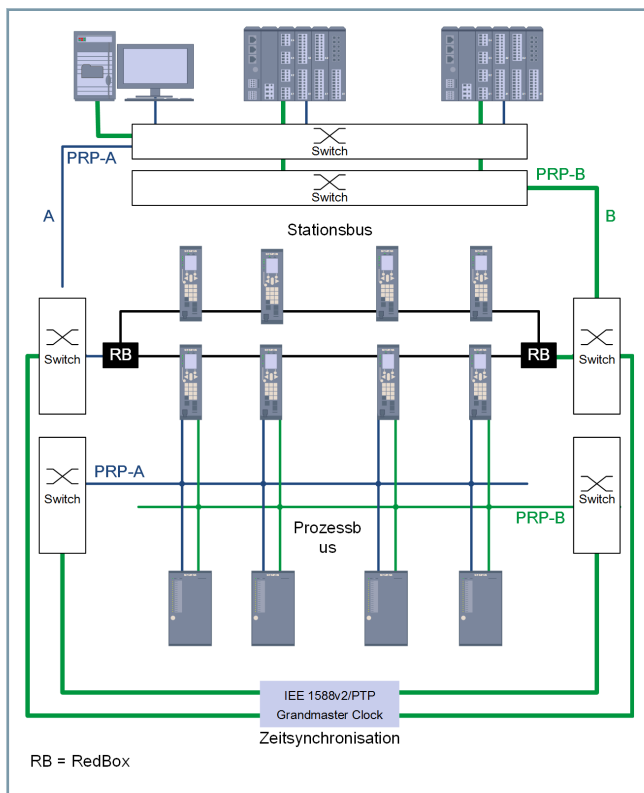


Bild 2.7/11 Kostengünstigste stoßfreie n-1-Struktur mit 1 Zeitquelle

Durchgängige Einstellung der Kommunikation in DIGSI 5

Ein Kommunikationsprotokoll wird mit DIGSI 5 konfiguriert. Je nach Schnittstellentyp bietet DIGSI 5 dem Anwender die jeweils

zulässigen Protokolle/Anwendungen zur Auswahl an. Die Protokoll-Parameter werden eingestellt (z.B. Baudrate, IP-Adresse). Dann wird die Schnittstelle mit der Protokollanwendung initialisiert und es ist z.B. die serielle Schnittstelle mit dem Protokoll IEC 60870-5-103 und den Kommunikationsparametern geladen.

Für eine Applikationsvorlage eines Gerätes gibt es ein passendes Kommunikationsmapping (Bild 2.7/12). In einer Kommunikationsmatrix modifiziert der Anwender dieses Mapping und löscht und ergänzt eigene Informationen. Diese Mapping-Datei wird schließlich von DIGSI 5 ins Gerät geladen und legt den Umfang von Informationen fest, die über das Protokoll bereitgestellt werden. Protokoll-Mappings sind zwischen Geräten kopierbar, wenn sie gleiche Funktionen enthalten, und lassen sich in leittechnische Programme exportieren.

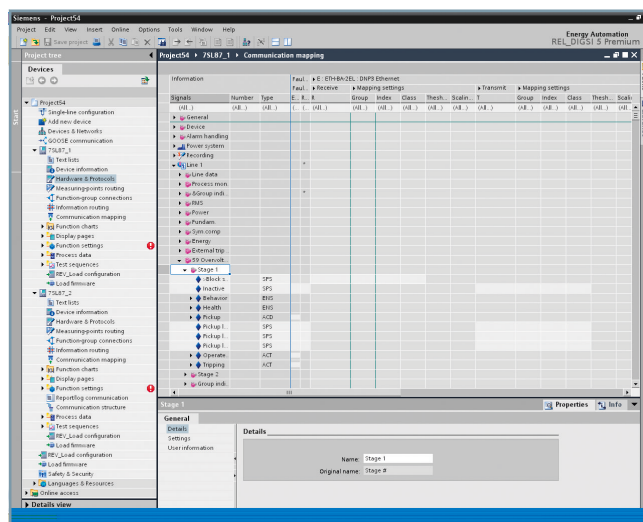
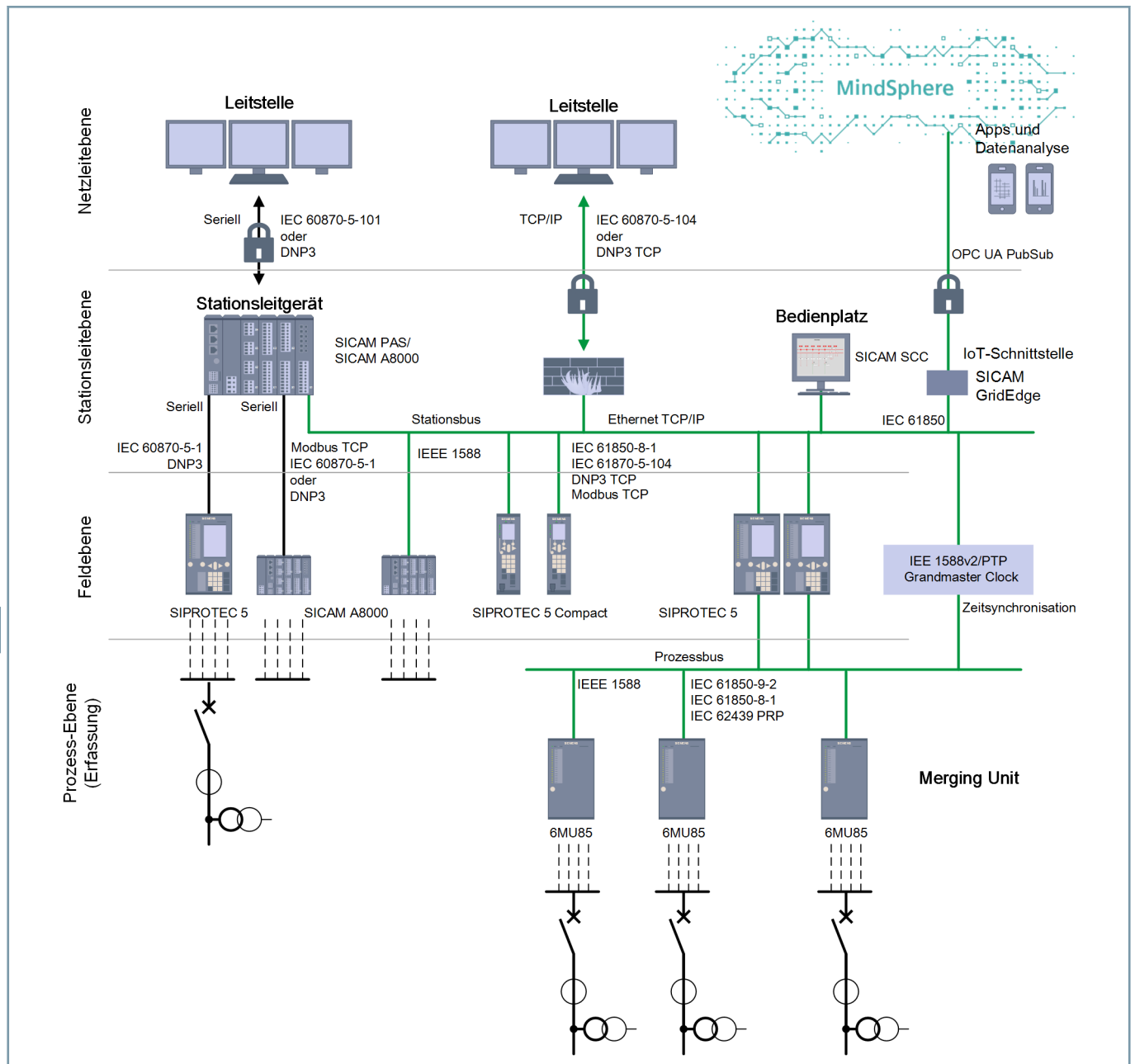


Bild 2.7/12 Kommunikationszuordnung mit DIGSI 5

SIPROTEC 5 Compact – System

Kommunikation – Protokolle



[dw_example_protection_substation_com_SIP5C_2_de_DE]

Bild 2.7/13 Kommunikationsprotokolle in der Stationsleittechnik und in Netzleitsystemen

Design to communicate bedeutet:

- Hochverfügbare Redundanz PRP, HSR
- Gesicherte Datenübertragung gemäß den Cybersecurity-Standards
- Kommunikation zu IoT-Anwendungen über GridEdge
- Anpassung an die Topologie Ihrer Kommunikationsstruktur per Parameter (Ring, Stern oder Netzwerk)
- Umfangreiche Routinen zum Test von Verbindungen, Funktionen und Betriebsabläufen

Sicherheit für Mensch und Anlage, aber auch Verfügbarkeit haben absolute Priorität. In einer immer offener und komplexer werdenden Anlagenwelt reichen aber altbewährte Sicherheitsmechanismen heute nicht mehr aus.

Deshalb wurde in der Gerätearchitektur von SIPROTEC 5 ein Sicherheitskonzept implementiert, das die vielschichtigen Sicherheitsaspekte ganzheitlich umsetzt.

Vielschichtige Sicherheitsmechanismen in allen Gliedern der Sicherheitskette geben Ihnen ein Höchstmaß an Sicherheit und Verfügbarkeit.

Safety and Cybersecurity umfasst:

- Sicherheitskonzept im Geräte-Design
- Informationssicherheit gegen IT Attacken (IT-Bedrohungen von außen)

Safety

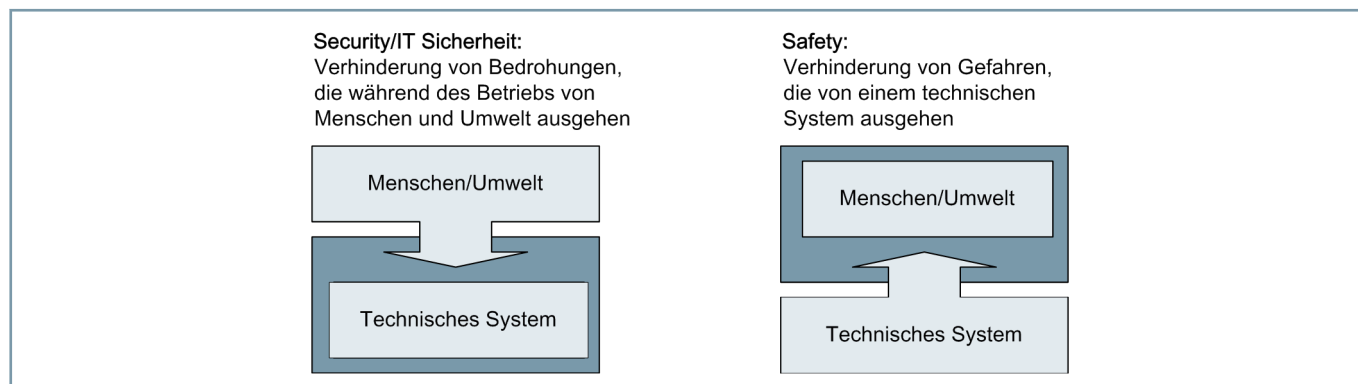
Vielschichtige Sicherheitsmechanismen

Safety beinhaltet alle Aspekte des Schutzes von Personen und primärtechnischen Einrichtungen. Die Geräte und DIGSI 5 unterstützen dies aus funktionaler Sicht. Cybersecurity-Maßnahmen sorgen für den sicheren Betrieb in Netzwerken. Der Hersteller kann den Anwender durch diese Maßnahmen unterstützen. Ein umfassendes Cybersecurity-Konzept obliegt der Verantwort-

ung des Betreibers eines Systems und muss alle Systemkomponenten unter Cybersecurity-technischen Aspekten betrachten.

Safety im Hardware-Design

- Das Hardwaredesign mit intelligenter Kühlung reduziert die thermische Belastung, erhöht die Lebensdauer und gestattet den fehlerfreien Betrieb in einem weiten Umgebungstemperaturbereich.
- Eine hohe Verfügbarkeit wird durch das Konzept der Hilfsspannungsversorgung erreicht. Eine zentrale Weitbereichsversorgung stellt eine gemeinsame Spannung für alle Komponenten zur Verfügung. Individuell benötigte Spannungslevel werden in den betroffenen Modulen gebildet.
- Die Haltung der Abgleichdaten in den Analogermessmodulen ermöglicht einen unbedenklichen Tausch oder Erweiterungen im Rahmen des Modulbaukastens.
- Mit den komplett steckbaren Klemmen kann bei Gerätetausch auf eine Verdrahtungsprüfung verzichtet werden.
- Durch die Integration des Stromwandlers in den Klemmenblock (Safety CT-Plug) gehören offene Sekundärstromkreise beim Gerätetausch der Vergangenheit an. Der Wandler wird beim Abziehen der Klemme immer auf der ungefährlichen Sekundärseite geöffnet.
- Kein Öffnen des Gerätes bei Umstellung der Schwellen der Binäreingänge und der Anpassung an den Wandlernennstrom (1 A, 5 A). Kein Öffnen des Gerätes beim Batteriewechsel.



[dsw_safety-security, 1, de_De]

Bild 2.8/1 Unterscheidung Safety/Security

Überwachungsfunktionen

Umfassende Überwachungsfunktionen gewährleisten einen sicheren Betrieb durch schnelles Erkennen von Unregelmäßigkeiten und automatisches Einleiten geeigneter Reaktionen zur Abwendung von Fehlreaktionen. Je nach Schwere einer erkannten Unregelmäßigkeit erfolgt eine Warnung, eine Blockierung betroffener Funktionen bis hin zur gesamten Geräteabsteuerung mit Öffnen des Life-Kontaktes. Der Gerätediagnosepuffer gibt stets die Ursache und eine geeignete Handlungsanweisung aus.

Hardwareüberwachung

Die gesamte Hardware des Gerätes wird permanent überwacht.

Dazu gehören beispielsweise die CPU, die Hilfsspannung, der Batterieladezustand, die interne Uhr, die Speicherbausteine, alle Analogeingänge, die Busverbindungen und Kommunikationsschnittstellen.

Überwachung der Analogeingänge

Die Analogeingänge werden als Datenquelle für die Schutzfunktionen mehrstufig überwacht. Einige Überwachungsfunktionen dienen in erster Linie der Inbetriebsetzung (Anschlüsse falsch oder fehlend) und erzeugen nur eine Warnmeldung.

SIPROTEC 5 Compact – System

Safety- und Securitykonzept – Cybersecurity

Dazu gehören:

- Strom- und Spannungssymmetrie
- Strom- und Spannungssumme
- Drehfeldüberwachung

Andere Überwachungsfunktionen erkennen Ausfälle im Betrieb und führen in Schnellzeit zur Blockierung betroffener Funktionen:

- Fuse Failure Monitor (Spannungsausfall)
- Schnelle Stromsummenüberwachung und Drahtbrucherkennung für die Stromkreise

Zusätzlich wird die korrekte Arbeitsweise aller Analog-/Digital-Wandler durch eine Plausibilitätsprüfung auf Abstastniveau sichergestellt.

Auslösekreisüberwachung (ANSI 74TC)

Die Leistungsschalterspule inklusive ihrer Leitungen wird mittels zweier Binäreingänge überwacht. Wenn eine Unterbrechung des Auslösekreises auftritt, wird eine Alarmmeldung erzeugt.

Kommunikationsverbindungen

Die korrekte Übertragung von Telegrammen wird überwacht. Störungen werden durch Warnmeldungen angezeigt. Wirkschnittstellen und IEC 61850 GOOSE-Nachrichten übertragen schutz- und steuerrelevante Daten. Empfängerseitig findet eine ständige Überwachung der übertragenen Informationen statt.

Überwachung der Wirkschnittstellen

- 32-bit CRC-Checksummenüberwachung gemäß CCITT/ITU zur Erkennung gestörter Telegramme
- Ungültige Telegramme werden gekennzeichnet und vom Schutz nicht verwendet
- Sporadische Störungen werden ignoriert, permanente Störungen führen zur Blockierung betroffener Schutz- und Steuerfunktionen
- Telegrammlaufzeiten werden gemessen und beim Differentialschutz und der Wirkkommunikation mit berücksichtigt
- Die Topologie des Schutzbereiches wird überwacht. Ausfälle von Kommunikationsverbindungen führen zum automatischen Umschalten auf andere Kommunikationswege (Ring- auf Kettenbetrieb oder Hot Standby) oder zur Blockierung des gesamten Schutzbereiches. Gleiches gilt für den erkannten Ausfall eines Gerätes der Topologie.

Überwachung von IEC 61850 GOOSE-Nachrichten

- CRC-Checksummenüberwachung zur Erkennung gestörter Telegramme
- Anwendungen erkennen gestörte oder unter Testbedingungen ausgesendete GOOSE-Nachrichten und gehen in einen sicheren Betrieb über.

Auslastungsmanagement

Die freie Konfigurierbarkeit von Schutzfunktionen und Funktionsplänen (CFC) gestattet die Anpassung an unterschiedlichste Applikationen. Ein integriertes Lastmodell berechnet beim Engineering in DIGSI 5 die resultierende Auslastung. Damit ist sichergestellt, dass nur lauffähige Konfigurationen in das Gerät geladen werden können.

Einheitliches Verwalten von Gerätemodi

Testmodi und Health Status von Informationen werden im gesamten System einheitlich und durchgängig weitergereicht und behandelt. Auswertende Funktionen berücksichtigen die Modi und gewährleisten einen sicheren Betrieb. Insbesondere ist dies bei der Übertragung schutz- und steuerrelevanter Daten über Wirkschnittstellen und IEC 61850 GOOSE-Nachrichten von Bedeutung. Das gilt genauso auch für die Signalverarbeitung in Funktionsplänen (CFC).

Cybersecurity

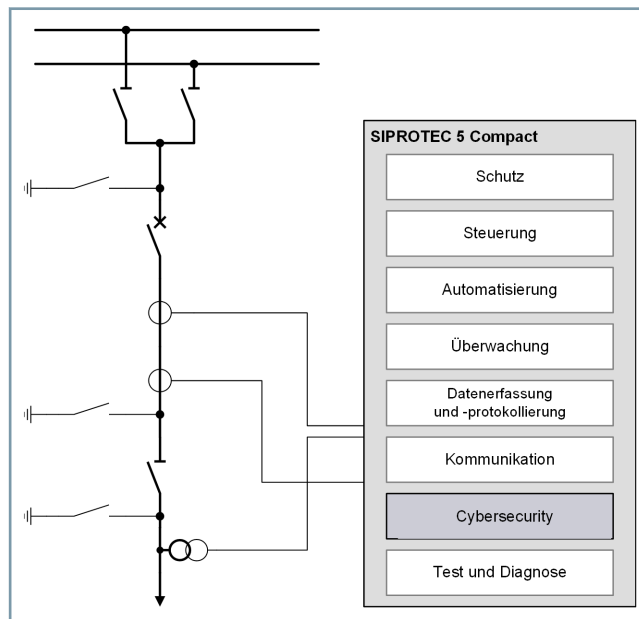


Bild 2.8/2 SIPROTEC 5 Compact – Funktionale Integration – Cybersecurity

Durch die zunehmende Integration von Feldgeräten in ethernetbasierte Kommunikationsnetze muss die Kommunikation gegen interne Störungen und gegen Attacken von außen abgesichert werden. Standards und Richtlinien wie IEC 62443, IEC 62351, NERC CIP (North American Electric Reliability Corporation – Critical Infrastructure Protection) und das BDEW-Whitepaper (Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) enthalten Anforderungen zum sicheren Betrieb von Geräten in kommunikationstechnisch kritischer Infrastruktur, die sich an Hersteller und Betreiber richten.

Cybersecurity muss von Beginn in das Design der Geräte einfließen. Dies ist konsequent bei SIPROTEC 5 geschehen. Maßnahmen in der Hardware gewährleisten die absolut sichere Speicherung von Schlüsselmaterial, das zum Schutz der Kommunikation und von Datensätzen des Gerätes verwendet wird. Gegen Cyber-Attacken gehärtete Kommunikationsstacks, ein mehrstufiges rollenbasiertes Zugriffskonzept im Betrieb und das Mitprotokollieren Cybersecurity-relevanter Ereignisse geben dem Betreiber ein hohes Maß an Cybersecurity bei der Integration der Geräte in sein Netzwerk.

Standardmäßig ist im Gerät nur die Verbindung von DIGSI 5 freigeschaltet. Alle anderen Ethernet-Dienste und ihre Ports sind standardmäßig im Gerät deaktiviert und können mit DIGSI 5 freigeschaltet werden. Findet z.B. ausschließlich das Ringredundanz-Protokoll RSTP Anwendung, dann schalten Sie als Anwender dies mit DIGSI 5 frei (*Bild 2.8/4*). Durch die sichere Standardkonfiguration stehen einem potenziellen Angreifer keine offenen Schnittstellen zur Verfügung und nur wirklich genutzte Dienste werden in einem Netzwerk aktiviert.

Cybersecurity auf Kommunikationsebene

Es findet eine sichere Authentifizierung zwischen dem Gerät und dem Kommunikationspartner (z.B. DIGSI 5, Web-Monitor oder Cloud) statt. Damit wird ausgeschlossen, dass ein unbefugtes Programm auf die Geräte zugreifen und dort Daten lesen oder schreiben kann. Durch das Transport Layer Security (TLS)-gesicherte Übertragungsprotokoll wird die Integrität und die Vertraulichkeit der übertragenen Daten sichergestellt. Dadurch wird die Manipulation und das Mitlesen der Daten verhindert. Die TLS-Sicherheit ist die Basis für zukünftige Kommunikationswege und Zertifikatsverwaltung, sowohl stationsübergreifend (z.B. IEC 61850-MMS) als auch in Richtung Cloud-Systemen (z.B. IoT Connectivity an MindSphere).

Mehr Betriebliche Sicherheit (Safety) mittels Bestätigungscode

Es erfolgen, falls die rollenbasierte Zugriffskontrolle (Role-based Access Control oder RBAC) nicht aktiviert ist, Bestätigungscode für sicherheitsrelevante (Safety) Aktionen, wie z.B. das Ändern von Parametern, wenn schreibend auf das Gerät zugegriffen wird. Diese Bestätigungscode sind durch den Anwender konfigurierbar und können für verschiedene Anwendungsbereiche unterschiedlich sein.

Aufbau der Verbindung nach Passwortprüfung

Optional kann am Gerät, falls RBAC nicht aktiviert ist, ein Verbindungspasswort gesetzt werden. Ein Aufbau der Fernzugriffverbindung über Ethernet ist nach Eingabe eines vordefinierten Passwortes des Benutzers möglich. Erst nach erfolgreicher Passwortverifizierung hat der Anwender lesenden und schreibenden Zugriff auf das Gerät. Dieses Verbindungspasswort entspricht den Cyber-Security-Vorgaben von NERC CIP für die Vergabe von Passwörtern. Es hat 8 bis 30 Zeichen, muss aus Groß- und Kleinbuchstaben, Zahlen und Sonderzeichen bestehen. Durch das sichere Übertragungsprotokoll wird die Integrität und die Vertraulichkeit der übertragenen Daten sichergestellt. Dadurch wird die Manipulation und das Mitlesen der Daten verhindert.

Aufbau der Verbindung nach zentraler Authentisierung und Autorisierung des Anwenders

Als neue Option unterstützt das Gerät rollenbasierte Zugangskontrolle (Role-based Access Control oder RBAC). Mit dieser Option kann das Gerät mittels zentralverwalteter Anmeldedaten und Benutzerkonten die Anwender authentisieren und autorisieren. Mit Authentisierung ist gemeint, dass das Gerät mit dem zentralen Benutzermanagementsystem prüft, ob die eingegebene Benutzername- und Passwortkombination des Anwenders gültig ist. Nach erfolgreicher Authentisierung prüft das Gerät die erlaubten Rollen des Anwenders (Autorisierung). Abhängig von der Rollenzuordnung des Anwenders kann er nur berechtigte Operationen am Gerät durchführen.

Die wesentlichen Vorteile dieser Option für Energieversorgungsunternehmen (EVU) sind:

- Zentrale Pflege der Benutzerkonten und -rollen im RADIUS/ Microsoft Active Directory Server
- Schutz vor unberechtigtem Zugang zum Gerät über DIGSI 5, Web und Vor-Ort-Bedienung dank eingebauter RADIUS-Authentifizierung und -Autorisierungsoption
- Unterstützung für Standardrollen und Rechte nach Normen und Richtlinien wie IEC 62351-8, IEEE 1686 sowie BDEW Whitepaper
- Notzugangsmöglichkeiten bei Ausfall der RADIUS Serververbindung

Protokollierung Cybersecurity-relevanter Ereignissen

Cybersecurity-relevante Ereignisse wie Anmeldeversuche oder Geräteeinstart werden aufgezeichnet und optional über das standardisierte Syslog UDP Protokoll an einen zentralen Server übertragen. Die gerätinternen Protokolleinträge sind gegen Löschen gesichert und mit RBAC-Option vor anonymem Zugang geschützt. Zusätzlich können die Ereignisse zur Stationsleittechnik übertragen und dort archiviert werden.

Integritätssicherung von Firmware und Cybersecurity-Einstellungen

SIPROTEC 5 Gerätefirmware-Dateien sind digital signiert. So wird eine Verfälschung von außen durch Viren oder Trojaner, z.B. von manipulierter Firmware-Dateien, sicher verhindert. Zusätzlich sind die mit DIGSI 5 projektierten Cybersecurity-Einstellungen eines Gerätes verschlüsselt abgespeichert und somit gegen Manipulation sowie Offenlegung geschützt.

Sichere Standardkonfiguration

Standardmäßig ist im Gerät nur die Verbindung von DIGSI 5 freigeschaltet. Alle anderen Ethernet-Dienste und ihre Ports sind standardmäßig im Gerät deaktiviert und können mit DIGSI 5 freigeschaltet werden. Findet z.B. ausschließlich das Ringredundanz-Protokoll RSTP Anwendung, dann schalten Sie als Anwender dies mit DIGSI 5 frei (*Bild 2.8/4*). Durch die sichere Standardkonfiguration stehen einem potenziellen Angreifer keine offenen Schnittstellen zur Verfügung und nur wirklich genutzte Dienste werden in einem Netzwerk aktiviert.

Eingaben von Anmeldedaten, Verbindungspasswort oder Bestätigungscode sind in der Konfigurations- und Testphase in der Regel nicht erwünscht. Im Betrieb steht dagegen das Auslesen von Daten im Vordergrund. Umfassender Zugriffsschutz kann im Gerät, bis zur abgeschlossenen Inbetriebsetzung, deaktiviert und anschließend, für den Betrieb, wieder aktiviert werden.

Abgrenzung der verschiedenen Netzwerkzugänge

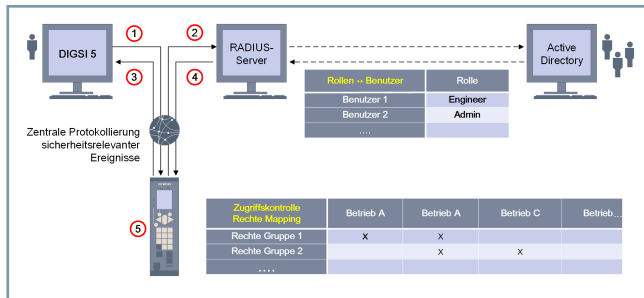
In SIPROTEC 5 kann die IP-Angriffsoberfläche der SIPROTEC 5-Geräten effektiv reduziert werden.

- Einstellen des IP-basierten Zugriffs pro Gerät-Port (Mainboard Port J, Slot F/E/P/N)
- Einstellungsoptionen: Vollzugriff, Lesezugriff oder kein Zugriff
- Einstellbar für DIGSI 5 Engineering, IEC 61850-MMS-Prozesskommunikation oder Web-Monitor-Zugang

Diese Einstellungen funktionieren unabhängig von RBAC.

SIPROTEC 5 Compact – System

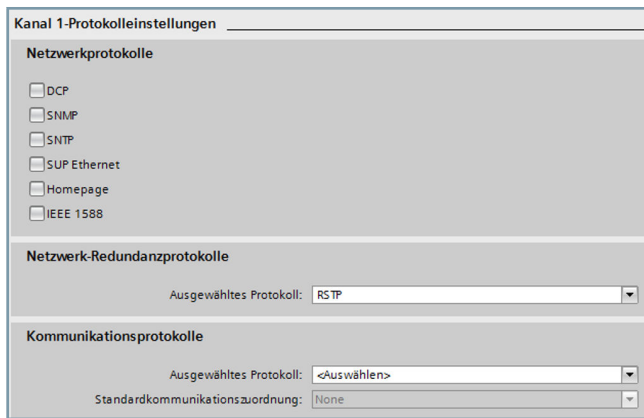
Safety- und Securitykonzept – Cybersecurity



[dw_SIP5C_cyber-security_syslog_protocol_1_de_DE]

Bild 2.8/3 Rollenbasierte Zugriffskontrolle (RBAC) mit zentraler Benutzerverwaltung

- (1) Anwender fordert Gerätezugriff (mit Anwendername & Passwort)
- (2) Authentifizierungsanforderung über RADIUS
- (3) Authentifizierung & Autorisierung (Rolle) seitens RADIUS
- (4) Erfolgs-/Ablehnungsreaktion vom Gerät zum Anwender
- (5) Rollenbasierte Anwender-Session initiiert oder abgelehnt



[tc_onlyRSTP_de_1_de_DE]

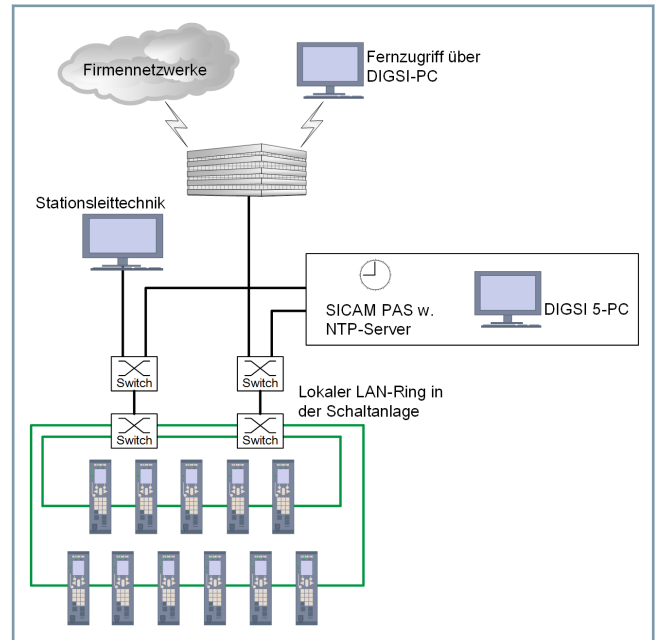
Bild 2.8/4 Abschaltbare Kommunikationsdienste beim Zugriff über Ethernet-Netze

Product Security Blueprint

Mit dem Product Security Blueprint im Zusammenhang mit dem **Application Note – SIP5-APP-009** der SIPROTEC 5-Geräte werden Ihnen wertvolle Hinweise für die Einbindung und den sicheren Betrieb der Geräte in Ihrem Netzwerk geliefert. Ein sicheres Gesamtkonzept sollte in einem **Spanning Security Blueprint** hinterlegt werden. Es dokumentiert typische Netzwerkkonfigurationen, die verwendeten Dienste und ihre Ports. Ferner werden Maßnahmen für das Update Cybersecurity-kritischer Komponenten, der Passwortschutz und Virenschutz beschrieben.

Bild 2.8/5 zeigt eine solche Empfehlung für die Absicherung einer Schaltanlage. Die SIPROTEC 5-Geräte sind über Switches in optischen Ethernet-Ringen verbunden. Dort läuft ohne Performanceverlust das jeweilige Ethernet-basierte Stationsleitprotokoll, z.B. IEC 61850 oder DNP3 TCP, zusammen mit der Leittechnik. Zugriffe aus einem unsicheren externen Netzwerk erfolgen über ein Gateway, das die Absicherung des Netzwerks

vornimmt. Dort findet eine Authentifizierung des Zugreifenden, z.B. von DIGSI 5, statt und die Kommunikation wird über VPN verschlüsselt. Die Kommunikationsdienste von DIGSI 5 unterstützen dies vollständig.



[dw_SIP5C_schaltanlage-mit-remote-zugriff_1_de_DE]

Bild 2.8/5 Sicherer Betrieb von Geräten innerhalb einer Schaltanlage mit Remote-Zugriff von einem externen Netzwerk

In SIPROTEC 5 und DIGSI 5 sind umfangreiche Cybersecurity-Features integriert.

Security-Patch-Management (Security-Updates) für SIPROTEC 5 und DIGSI 5

Entsprechend den Anforderungen zum Schutz energietechnischer Anlagen wurde für SIPROTEC 5 und DIGSI 5 ein sogenanntes **Patch-Management** eingeführt. Dabei werden in regelmäßigen Abständen Security-Updates für die in SIPROTEC 5/DIGSI 5 integrierten oder von SIPROTEC 5/DIGSI 5 verwendete Software-Komponenten von Fremdherstellern (sogenannte 3rd-Party-Produkte) auf Verträglichkeit mit SIPROTEC 5 und DIGSI 5 getestet. Eine entsprechende Liste, mit den zuletzt getesteten Microsoft Windows Security-Updates und Hinweisen auf die Verträglichkeit für DIGSI 5, steht im [Internet](#) zum Download bereit und wird monatlich aktualisiert.

Geräteauthentizität mit IEEE 802.1x

IEEE 802.1x ist das Standardprotokoll, mit dem nur kryptographisch autorisierte Netzwerkgeräte als Mitglieder des IEEE 802.1x-Netzwerks verbunden werden können. Der Standard legt 2 Hauptrollen fest, wobei die Endgeräte, die Mitglieder eines Netzwerks werden sollen, als "Supplicant" (Antragsteller) agieren und das Basisnetz, das für den Schaltvorgang verantwortlich ist, als "Authenticator" (Authentifizierer).

In IEEE 802.1x-fähigen Netzwerken müssen Antragsteller (SIPROTEC 5 oder andere Endgeräte) eine kryptografische Identität aufweisen, die dann den Authentifizierern (normalerweise

Schaltgeräte) mitgeteilt wird. Daraufhin gleicht der Authentifizierer die angefragten Anmeldedaten mit dem zentralen Benutzerverzeichnis ab (in diesem Fall ist dies der RADIUS Server) und aktiviert oder deaktiviert den Zugriff auf diesen Port gemäß der Gültigkeit der Anmeldedaten des Antragstellers.

Wenn Sie IEEE 802.1x in Ihrem OT-Netzwerk einsetzen, können Sie im Einzelnen steuern, welche Geräte zum Netzwerk gehören sollen und alle unerwünschten Fremdgeräte durch den Einsatz von Zertifizierungsstellen-/Benutzerzertifikaten in der SIPROTEC 5-Familie blockieren.

Safety and Cybersecurity bedeutet:

- **Langlebige und robuste Hardware bezüglich EMV-Festigkeit, Klima und mechanischer Belastung**
- **Ausgefeilte Selbstüberwachungs-Routinen (Monitoring) lokalisieren und melden Gerätestörungen umgehend und zuverlässig**
- **Konform zu den strengen Cybersecurity Anforderungen gemäß internationaler Cybersecurity Normen und Richtlinien**
- **Effektive und effiziente rollenbasierte Zugriffskontrolle (RBAC) mit zentralem Benutzermanagement im SIPROTEC 5-Gerät**
- **Automatische Protokollierung von Cybersecurity kritischen Ereignissen**
- **Reduzierung der IP-Angriffsoberfläche des Gerätes**

SIPROTEC 5 Compact – System

Test und Diagnose

SIPROTEC 5-Geräte verfügen über umfangreiche Test- und Diagnosefunktionen. Diese stehen dem Anwender bei SIPROTEC 5 zusammen mit DIGSI 5 zur Verfügung und verkürzen die Test- und Inbetriebsetzungszeit erheblich.

Die DIGSI 5 Test Suite bietet:

- Simulation von binären Signalen und analogen Sequenzen durch integrierte Prüfeinrichtung
- Hardware- und Verdrahtungstest
- Funktions- und Schutzfunktionsprüfung
- Leistungsschalterprüfung und AWE-Testfunktionen
- Test der Kommunikation inkl. Schleifentest
- Auswertung von Logikplänen

DIGSI 5 Test Suite

Das Ziel umfangreicher Test- und Diagnosefunktionen, die dem Anwender bei SIPROTEC 5 zusammen mit DIGSI 5 zur Verfügung stehen, ist die Verkürzung von Test- und Inbetriebsetzungszeit. Alle Testfunktionen sind in DIGSI 5 integriert. Somit kann das Engineering inklusive des Gerätetests mit einem Werkzeug erfolgen. Beispielhaft sollen hier die wichtigsten Funktionen aufgezählt werden. Je nach Gerätetyp gibt es noch weitere spezifische Testfunktionen.

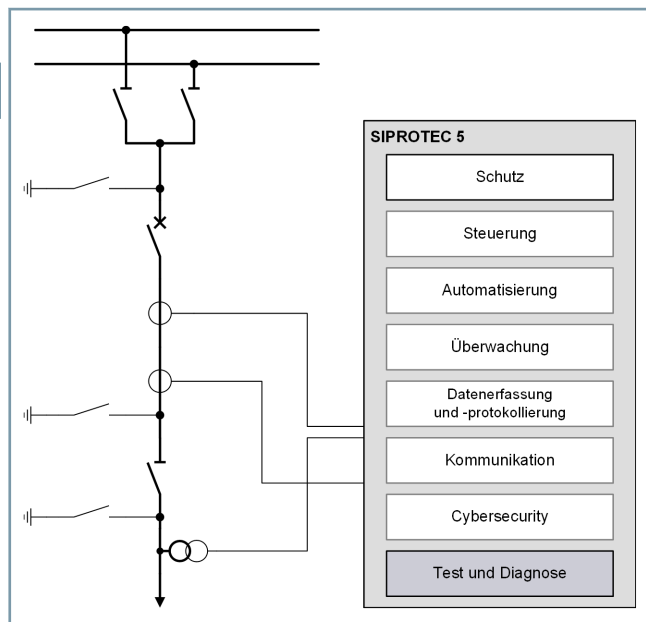


Bild 2.9/1 SIPROTEC 5 – Funktionale Integration – Test

Integrierter Testsequenzer

Der integrierte Testsequenzer ermöglicht das Prüfen von Funktionen über den im Gerät integrierten Testsequenzer. Normalerweise werden analoge und binäre Signale vom Prozess oder von einer externen Sekundärprüfeinrichtung ins Gerät eingespeist. Schutzfunktionsprüfung und Kommunikationsprüfung erfolgen bisher ausschließlich mit solchen Größen. SIPROTEC 5-Geräte gestatten es, in einem Simulationsbetrieb diese Größen

durch Werte zu ersetzen, die aus einer integrierten Prüfeinrichtung gespeist werden. Dazu werden die analogen und binären Eingänge vom Prozess abgekoppelt und mit dem integrierten Testsequenzer verbunden.

Der Tester erstellt sich mit DIGSI 5 eine Testsequenz, z.B. einen Kurzschlussverlauf, lädt diesen ins Gerät und versetzt dieses in den Simulationsbetrieb. Mit dem Testsequenzer in DIGSI 5 lassen sich bis zu sechs Testschritte zu einer Testsequenz zusammensetzen. Dieser ins Gerät geladene Prüfverlauf wird dort in Echtzeit abgespielt und simuliert die Funktionen des Gerätes wie ein realer Verlauf an binären und analogen Eingängen. Schutzfunktionen, Steuerung, Logikfunktionen und Kommunikation lassen sich so ohne Sekundärprüfeinrichtung in Echtzeit testen.

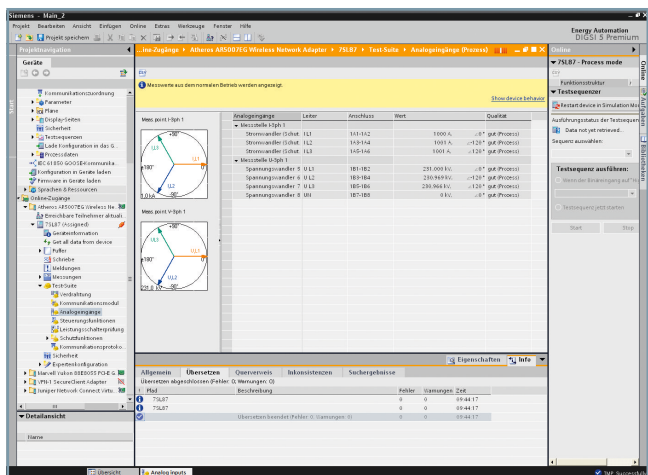
Gestartet wird der Prüfvorgang manuell von DIGSI 5 aus oder über einen Binäreingang gesteuert. Somit lässt sich auch das Zusammenspiel mehrerer Geräte testen.

Hardwaretest und Verdrahtungstest

Beim Hardwaretest lässt sich der Zustand von Binäreingängen durch DIGSI 5 auslesen, Kontakte und LEDs können testweise geschaltet bzw. durch DIGSI 5 gesetzt werden.

Die an Spannungs- und Stromeingängen gemessenen Größen werden in Zeigerdiagrammen dargestellt – eingeteilt nach Betrag und Phasenwinkel (Bild 2.9/2). Somit kann eine Vertauschung der Anschlüsse in der Messgrößenverdrahtung, die Schaltgruppe oder die Richtung zwischen Strom- und Spannung einfach erkannt und überprüft werden. Bei Geräten, die über Wirkverbindungen verbunden sind, können auch analoge Messstellen entfernter Enden als Zeiger dargestellt werden. Die Stabilität eines Differentialschutzes lässt sich damit einfach überprüfen.

Beim Verdrahtungstest werden die Drahtverbindungen zwischen Geräten getestet. Wenn die Geräte über Ethernet an einem Netzwerk angeschlossen sind, lässt sich dieser Test mit bisher nicht gekanntem Komfort durchführen. Dazu wird der Kontakt an einem Gerät mit Hilfe von DIGSI 5 geschlossen. Dieser Kontakt ist über Drahtverbindung mit dem Binäreingang eines oder mehrerer SIPROTEC 5-Geräte verbunden. Diese melden automatisch über einen Report an DIGSI 5, dass der Binäreingang durch Schließen des Kontakts angeregt wurde. Der Prüfer kann diesen Test dann protokollieren und die Verdrahtung zwischen den Geräten überprüfen.

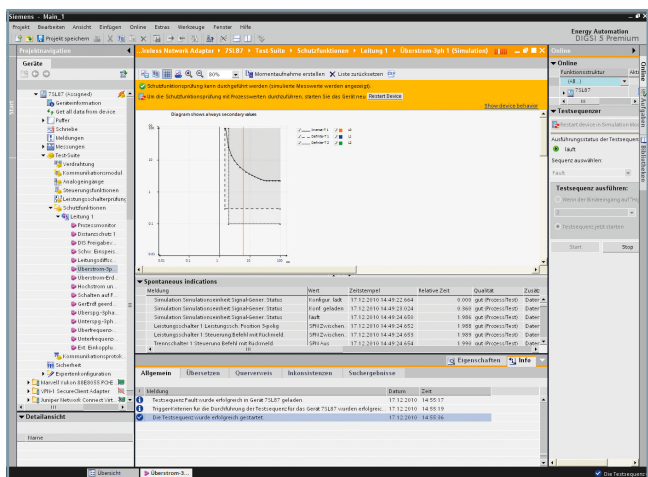


[sc_Analog_Inputs_1_de_DE]

Bild 2.9/2 Anzeige von analogen Messstellen in Zeigerdiagrammen

Funktions- und Schutzfunktionsprüfung

Die grafische Darstellung von Kennlinien bzw. Diagrammen von Schutzfunktionen unterstützt nicht nur den Parametrierer, sondern auch den Tester der Schutzfunktionen (**Bild 2.9/3**). Bei dieser Prüfung wird der Arbeitspunkt einer Schutzfunktion in den Diagrammen grafisch dargestellt. Zusätzlich werden Meldungen der Schutzfunktion protokolliert, z.B. deren Anregung oder Auslösung. Durchführen lässt sich dieser Test mit Signalen vom Prozess oder mit der integrierten Prüfeinrichtung des Gerätes.



[sc_Schutzfunktionenkomp_1_de_DE]

Bild 2.9/3 Schutzfunktionsprüfung mit Arbeitspunkt der Schutzfunktion in der Anregelkennlinie

Leistungsschalterprüfung und AWE-Testfunktion

Zum Test der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) können Schaltfolgen über DIGSI 5 angestoßen werden. Dies ist aber nur möglich, wenn das Schalten von Ferne über den Schlüssel-schalter erlaubt ist. Ferner muss für die Schaltberechtigung über DIGSI 5 eine Sicherheitsabfrage (Bestätigungscode) eingegeben werden. Für unverriegeltes Schalten gibt es weitere Sicherheitsabfragen. Dies schützt im Betrieb gegen versehentliches Betätigen oder unbefugte Nutzung.

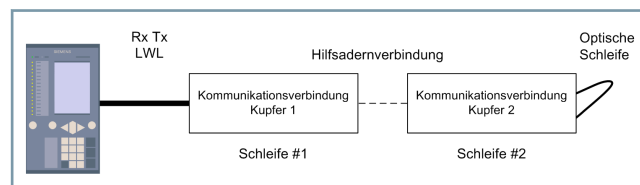
Der Test protokolliert das Schließen des Schalters inklusive der Verriegelungen und Rückmeldungen an den Binäreingängen. Zusätzlich kann das Aus- und Einschalten eines Schalters ohne Verriegelungsprüfung erfolgen.

Test der Kommunikation

Da die Kommunikation integraler Bestandteil der Geräte ist und diese untereinander oder mit einer Leitetechnik in Verbindung stehen, muss diese bei der Inbetriebsetzung vollständig geprüft und während des Betriebs ständig überwacht werden. Die integrierten Prüfhilfen unterstützen den Anwender in der effizienten Überprüfung und Überwachung der Kommunikationswege.

Schleifentest für Kommunikationsverbindungen (Schleifentest)

Dieser Test wird von DIGSI 5 für ein Kommunikationsmodul und eine ausgewählte Schnittstelle gestartet, wenn dort eine Wirkverbindung zu einem fernen Leitungsende konfiguriert ist. Er dient bei der Überprüfung der physikalischen Verbindung der Kommunikationsstrecke dem Erkennen von Störungen auf Teilstrecken (**Bild 2.9/4**). Auf der sendenden Seite Tx einer Schnittstelle werden Test-Telegramme ausgesandt, die auf der empfangenden Schnittstelle Rx wieder gemessen werden. Der Anwender hat dadurch die Möglichkeit, an verschiedenen Stellen des Kommunikationsnetzes Schleifen einzulegen und die Verbindung der Schleife zu überprüfen. Die Zahl der gesendeten, empfangenen und gestörten Telegramme wird in DIGSI 5 fortwährend angezeigt, so dass die Qualität der Verbindung überprüft werden kann.



[dw_Loop-Test_2_de_DE]

Bild 2.9/4 Schleifentest für Wirkverbindungen (Schleifentest)

Online-Überwachung der Kommunikationsverbindungen

Der Datenfluss auf Kommunikationsschnittstellen lässt sich ständig überwachen. Für serielle Verbindungen und Ethernet-Schnittstellen wird dazu die Zahl der pro Zeiteinheit gesendeten, empfangenen und gestörten Telegramme im Betrieb ständig gemessen und angezeigt. Bei Störungen kann ein Alarm abgesetzt werden. Ein Netzwerk-Management- und Überwachungssystem führt eine detaillierte Überwachung von Ethernet-Modulen über das SNMP-Protokoll durch.

Bei Wirkverbindungen wird zusätzlich die Laufzeit der Signale überwacht und bei Synchronisation über einen hochgenauen Sekundenpuls die Laufzeit in Hin- und Rückrichtung exakt errechnet. Ferner wird dort fortwährend die Kommunikationstopologie überwacht und in DIGSI 5 angezeigt. GOOSE-Verbindungen können beim Empfänger ständig im Betrieb überwacht werden. So wird ein Ausfall innerhalb weniger Sekunden erkannt.

Protokolltest

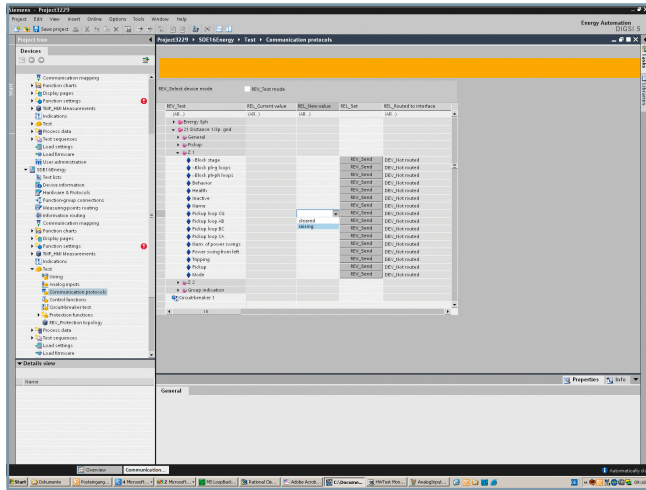
Für den Protokolltest werden mit DIGSI 5 gezielt Werte von Signalen gesetzt und zurückgesetzt (**Bild 2.9/5**). Auch der Testbetrieb ist einstellbar. Das Gerät schickt den ausgewählten

SIPROTEC 5 Compact – System

Test und Diagnose

Wert über das konfigurierte Kommunikationsprotokoll, z.B. IEC 61850, zum Client. In diesem Fall wird ein Report erzeugt oder spontan eine GOOSE-Nachricht gesendet, wenn diese Information entsprechend rangiert ist.

Für alle Protokolle (z.B. IEC 61850, IEC 60870-5-103, DNP3 seriell, DNP3 TCP) lassen sich mit dem Gerät Informationen zur Leittechnik prüfen, ohne die Zustände von Signalen aufwändig durch eine Prüfeinrichtung erzeugen zu müssen. Zusätzlich können auch Signale getestet werden, die über Wirkverbindungen übertragen werden.

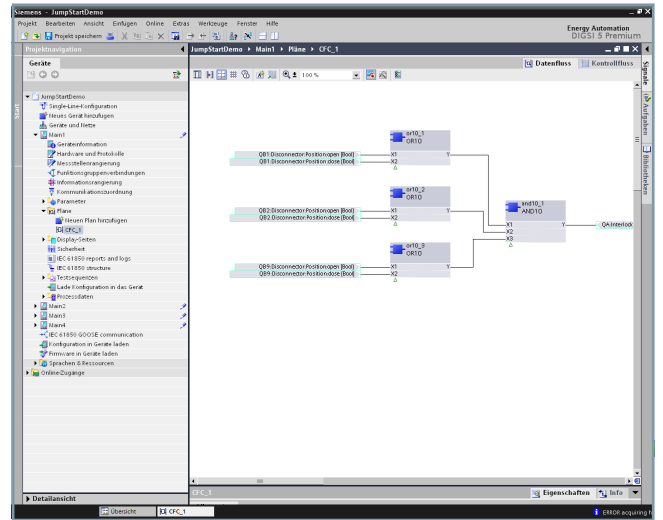


(sc_protokolltest, 1, de_DE)

Bild 2.9/5 Protokolltest zur Stationsleittechnik oder für GOOSE- und Wirkverbindungen

Auswertung von Logikplänen (CFC-Debugging)

Als Funktionspläne (CFC) erstellte Logikpläne lassen sich offline in DIGSI 5 testen. Dazu können mit dem DIGSI 5-Sequencer Testsequenzen erzeugt werden, die an logischen Eingängen des Funktionsplans oder an den analogen und binären Eingängen des Gerätes wirken. Damit lässt sich nicht nur der Funktionsplan, sondern auch das Zusammenspiel mit vor- und nachgeschalteten Funktionen testen. Während dieser Prüfung wird der Wert von Variablen angezeigt und deren zeitlicher Verlauf in Schrieben protokolliert, die später z.B. mit SIGRA analysiert werden können. So lassen sich auch komplexe Zeitabhängigkeiten einfach analysieren. Funktionspläne (CFC) lassen sich damit offline im Büro erstellen und testen, ohne ein Gerät zu benötigen.



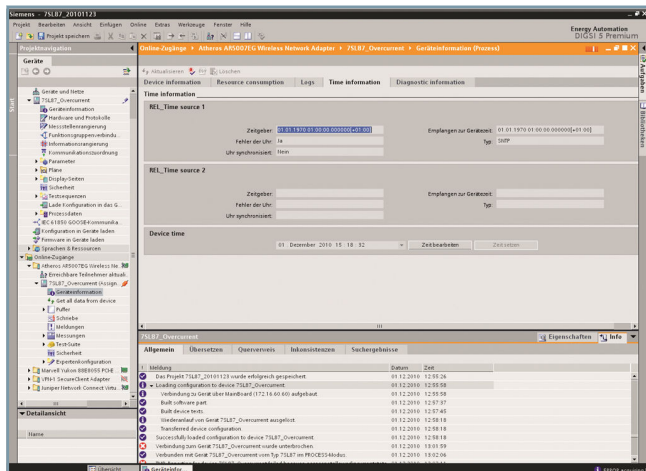
(sc_funktionsplan, 1, de_DE)

Bild 2.9/7 Einfaches Analysieren von Funktionsplänen

2.9

Test und Anzeige der externen Zeitgeber

Wird die Systemzeit des Gerätes über 1 oder 2 Zeitgeber von extern eingestellt, kann diese Zeit im Gerät oder mit DIGSI 5 ausgelesen werden. Wenn das Zeitprotokoll diese Werte liefert, zeigt es an, welcher Zeitgeber die Systemzeit einstellt, und trifft eine Aussage über die Qualität der Zeitquelle. Die Synchronisation über externe Uhren lässt sich somit im Betrieb überwachen und anzeigen (**Bild 2.9/6**).



(sc_dtlaxis_timesynch, 1, de_DE)

Bild 2.9/6 Test der externen Zeitgeber

Die Nutzung der DIGSI 5 Test Suite bedeutet:

- Erhebliche Verkürzung der Test- und Inbetriebsetzungszeit
- IBS-Unterstützungspersonal in der Gegenstation ist nicht zwingend notwendig
- Die durchgeführten Testroutinen sind dokumentiert.
- Prüfung mittels Sekundärprüfeinrichtung wird nahezu überflüssig.
- Mittels der innovativen Lösung SIPROTEC DigitalTwin, ein virtueller digitaler Zwilling eines realen SIPROTEC 5 Compact Gerätes, kann die volle Funktionalität der DIGSI 5 Test Suite rund um die Uhr, von überall aus und auch ohne Hardware genutzt werden.

SIPROTEC 5 Compact-Hardware

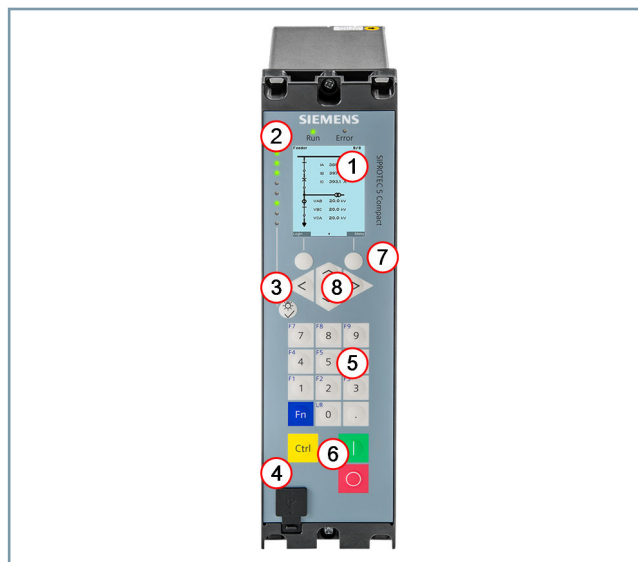
Die SIPROTEC 5 Compact-Hardware bietet die gesammelte Erfahrung von Siemens für digitale Schutzgeräte.

- Langlebigkeit und Zuverlässigkeit
 - Robustes Gehäuse
 - Hervorragende EMV-Abschirmung nach neuesten Normen und Standard IEC 61000-4
- Benutzerfreundliche Bedieneinheit
 - 9 frei belegbare Funktionstasten für häufig benötigte Bedienhandlungen
 - Getrennte Steuertasten für Schaltbefehle
 - Einfaches Umschalten der Schaltheit
 - Kontext-sensitive Tasten mit Beschriftung im Display
 - Vollständige numerische Tastatur zur einfachen Eingabe von Einstellwerten mit Navigationstasten für die einfache Navigation im Menü
 - 8 2-farbige Leuchtdioden für die Signalisierung mit Beschriftung im Display
- Anwenderfreundliches Design
 - Kein Öffnen des Gerätes bei Installation und im Servicefall nötig
 - Integrierte Kommunikationsschnittstellen als Standard
 - Elektronisch einstellbare Schwelle der Binäreingänge
 - Nennstrom (1 A/5 A) der Stromwandler Eingänge elektronisch konfigurierbar
 - Abziehbare Klemmenblöcke
 - Vorverdrahten der Klemmen ist möglich
 - Einfacher Austausch der Stromwandler z.B. gegen empfindliche Erdstromwandler bei Netzumstellungen
 - Erhöhte Sicherheit, da offene Stromwandler-Kreise nicht mehr möglich sind (Safety CT Plug)

Aufbau von SIPROTEC 5 Compact

Das SIPROTEC 5 Compact-Gerät ist 1/6 x 19 Zoll breit. Die Vor-Ort-Bedieneinheit beinhaltet ein graphisches Farb-Display, eine Tastatur und 8 zweifarbige Leuchtdioden.

Bedieneinheit



[IE_SIP5C_operation panel_2_...]

Bild 3.1/1 Bedieneinheit SIPROTEC 5 Compact

- (1) Farb-Display
- (2) LEDs (grün oder rot, parametrierbar)
- (3) Anzeige der LED-Beschriftung im Display
- (4) USB-Schnittstelle
- (5) Numerische Tasten und Funktionstasten
- (6) Steuer-/Befehlstasten
- (7) Kontextsensitive Tasten mit Beschriftung im Display
- (8) Navigationstasten

Elemente der Vor-Ort-Bedieneinheiten

Zentrales Element ist das grafische Farb-Display. Mit seiner hohen Auflösung schafft es viel Raum für Symbole in grafischen Darstellungen.

Unterhalb des Displays befindet sich ein 12-teiliger Tastenblock. In Kombination mit 4 Navigationstasten und 2 kontextsensitiven Tasten haben Sie damit alles, um bequem und schnell durch sämtliche Informationen zu navigieren, die im Display angezeigt werden. 2 Leuchtdioden am oberen Rand der Bedieneinheit informieren Sie über den aktuellen Gerätebetriebszustand.

8 weitere Leuchtdioden, links neben dem Tastenfeld, sorgen für eine schnelle und gezielte Prozessrückmeldung. Die Beschriftung der Leuchtdioden wird direkt im Display angezeigt. Einen schnellen Datentransfer ermöglicht die USB-Schnittstelle. Sie ist leicht von vorne zugänglich und durch eine Kunststoffabdeckung gut geschützt.

SIPROTEC 5 Compact – Hardware

Hardware

Die Bedieneinheit ermöglicht die Darstellung eines Abzweigsteuerbildes und bietet Platz für Messwerte und die Anzeige von Ereignislisten.

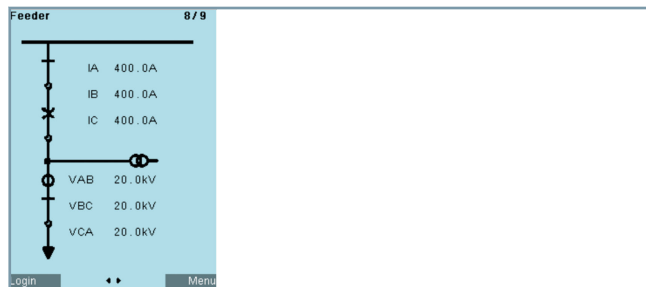


Bild 3.1/2 Display - Abzweigsteuerbild

Die Tasten O und I (rot und grün) zum direkten Steuern von Betriebsmitteln, eine Taste zur Anzeige der LED-Beschriftung sowie die CTRL-Taste zum Aktivieren des Anlagenbildes machen die Bedieneinheit komplett.

Sie können jedes SIPROTEC 5 Compact-Gerät in 2 unterschiedlichen Montagevarianten bestellen:

- Als Einbaugerät
- Als Aufbaugerät mit integrierter Vor-Ort-Bedieneinheit

Aufbaurahmen zur Wandmontage

Für die Wandmontage kann für das SIPROTEC 5 Compact-Gerät ein Montagerahmen als Zubehörteil bestellt werden. Je nach

Geräteverdrahtung wird der Rahmen entsprechend gedreht auf die Schalttafel montiert. Das Schutzgerät SIPROTEC 7SX800 wird anschließend in den Rahmen geschoben und die Verdrahtung nach oben oder unten weggeführt.



[ph_SIP5_C_Surface, 2, -,-]

Bild 3.1/3 SIPROTEC 5 Compact mit Aufbaurahmen

Hardware-Eigenschaften	7SX800
Hardware erweiterbar (modular)	Nein
Binäreingänge	4/14/17
Binärausgänge	5/11/8
Stromeingänge	4
Spannungseingänge	4
Gehäuse (x 19")	1/6
Einbaugerät	Ja
Aufbaugerät mit integrierter Vor-Ort-Bedieneinheit	Ja, mit Montagerahmen
Display (Pixel)	320x240
Funktionstasten	9
LEDs	8
Stromversorgung	DC 24 bis 250 VIAC 100 bis 230 V

Tabelle 3.1/1 Hardware-Eigenschaften

Integrierte Schnittstellen

USB-Anschluss an der Frontseite

Über die USB-B-Buchse an der Frontseite kann mit dem Bedienprogramm DIGSI 5 über ein Standard-USB-Kabel auf das Gerät zugegriffen werden. Die komplette Konfiguration und Einstellung des Gerätes kann über diese Verbindung erfolgen.

Integrierte Schnittstellen an der Rückseite des Gerätes

Das Gerät bietet auf der Rückseite eine fest eingebaute, redundante Ethernet-Schnittstelle. Beachten Sie dazu auch die Anschlusspläne im Anhang.

keit wird für spezielle Schutz- und Messaufgaben benötigt. Damit lassen sich Geräte stationsübergreifend auf die Mikrosekunde genau synchronisieren. Siemens liefert dazu eine vorgefertigte Komplettlösung mit Zeitreceiver, LWL-Konvertern und passenden Verbindungskabeln.



[img_SIP3Comp_rear_optical_interface_1_...]

Bild 3.2/1 Rückansicht des Gerätes mit integrierten Schnittstellen

Integrierte redundante Ethernet-Schnittstelle (Port F)

Die integrierte Ethernet-Schnittstelle ist optisch (2 x Duplex-LC 1300 nm) oder elektrisch (2 x RJ45) verfügbar und ist ohne oder mit integriertem Switch konfigurierbar. Sie kann für Ethernet-basierte Protokollanwendungen, z.B. IEC 61850, Modbus TCP, DNP3, IEC 60870-5-104, PROFINET IO, Zeitsynchronisation über SNTP, Netzwerkmanagement über SNMP⁵, DIGSI 5 über TCP, eingesetzt werden. Es können mehrere Anwendungen parallel laufen, wobei nicht verwendete Anwendungen aus Sicherheitsgründen abschaltbar sind.

Serielle elektrische RS485-Schnittstelle/Zeitsynchronisierungsschnittstelle (Port E)

Die serielle RS485-Schnittstelle verfügt über eine RJ45-Buchse. Sie kann für asynchrone serielle Protokolle z.B. IEC 60870-5-103, DNP3 eingesetzt werden. Alternativ kann über diese Schnittstelle die Uhrzeit im Gerät mittels IRIG-B synchronisiert werden.

Das Zeittelegramm IRIG-B005 (007) eines GPS-Receiver kann mit den Pegeln 5 V oder 24 V eingespeist werden. Ein zusätzlicher Sekundenpulseingang ermöglicht die mikrosekundengenaue Synchronisation des Gerätes aus einer hochpräzisen Zeitquelle, z.B. einem speziellen GPS-Receiver. Diese Genauig-

⁵ In Vorbereitung

SIPROTEC 5 Compact – Hardware

Klemmen

Die SIPROTEC 5-Klemmen

Für die SIPROTEC 5-Familie wurden innovative Klemmen entwickelt. Alle Klemmen sind einzeln abziehbar (**Bild 3.3/1**). Das ermöglicht das Vorverdrahten der Anlagen sowie einen einfachen Gerätetausch ohne aufwändige Neuverdrahtung.

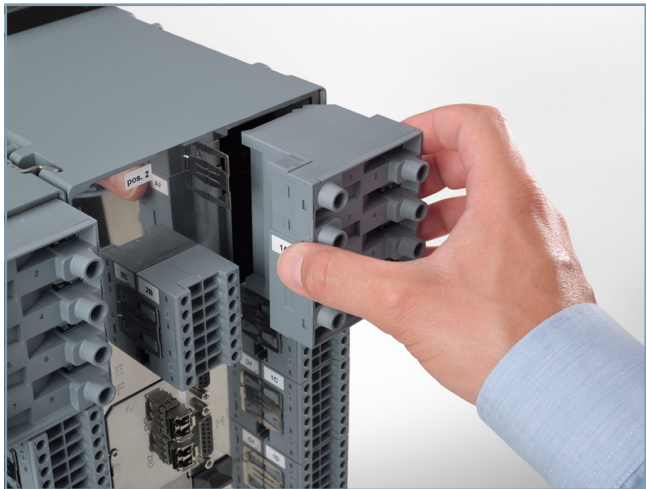


Bild 3.3/1 Abgezogener Stromklemmenblock

Stromklemmen

Die 8-polige Stromklemme mit 4 integrierten Stromwandlern ist in 2 Ausführungen erhältlich:

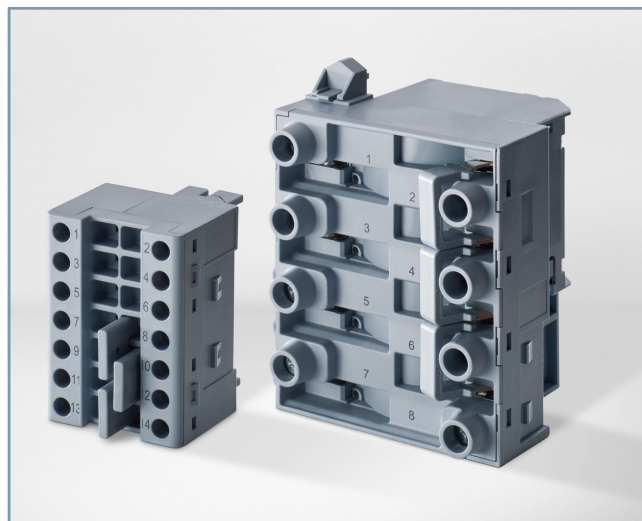
- 4 Schutzwandler
- 3 Schutzwandler + 1 empfindlicher Schutzwandler

Durch das Klemmendesign ergeben sich für den Anschluss von Strömen folgende Vorteile:

- Tausch des Stromwandlertyps auch nachträglich Vor-Ort möglich (z.B. empfindlichen gegen normalen Erdstromwandler bei Netzumstellungen)
- Zusätzliche Sicherheit bei Prüfungen oder Gerätetausch, da die sekundären Stromwandlerkreise immer geschlossen bleiben.

Spannungsklemme

Über die 14-polige Spannungsklemme werden die Spannungswandler sowie binäre Eingangs- und Ausgangssignale angeschlossen. Die Kabelführung vom Gerät weg ermöglicht eine übersichtliche Anschlussverdrahtung. Zur Wurzelung von Kontakten sind genau zu den Klemmen passende Brücken für die Strom- und Spannungsklemmen lieferbar (siehe Ersatzteile und Zubehör, Kapitel Anhang).



[terminal blocks, 1, ...]

Bild 3.3/2 Spannungs- und Stromklemmenblock mit Brücken

Standardvarianten für SIPROTEC 7SX800		
U1	1/6, 4 BE, 5 BA, 4 I, 4 U Gehäusebreite 1/6 x 19" 4 Binäreingänge 5 Binärausgänge (1 Life, 4 Schnell) 4 Stromwandleringänge 4 Spannungswandleringänge	
U2	1/6, 14 BE, 11 BA, 4 I, 4 U Gehäusebreite 1/6 x 19" 14 Binäreingänge 11 Binärausgänge (1 Life, 10 Schnell) 4 Stromwandleringänge 4 Spannungswandleringänge	
U3	1/6, 17 BE, 8 BA, 4 I, 4 U Gehäusebreite 1/6 x 19" 17 Binäreingänge 8 Binärausgänge (1 Life, 7 Schnell) 4 Stromwandleringänge 4 Spannungswandleringänge	

Tabelle 3.4/1 Standardvarianten für SIPROTEC 7SX800

Bei der Projektierung mit SIPROTEC 5 Compact steht Ihr Arbeitsablauf im Mittelpunkt – beginnend vom Single-Line der Primäranlage über die Bestellung, das Engineering und die Parametereinstellung bis hin zu Test und Inbetriebnahme. Das bedeutet für Sie: weniger Fehler, höhere Qualität und höhere Effizienz.

Holistic workflow heißt für Sie optimale und ganzheitliche Unterstützung für sämtliche Projektphasen:

- Projekt-Spezifikation
- Geräte-Engineering
- System-Engineering
- Inbetriebnahme
- Betrieb und Service

Alle Funktionen aus der Bibliothek

Die SIPROTEC 5 Compact-Geräte verfügen gerätetypabhängig immer über eine Basisfunktionalität. Diese können Sie flexibel um beliebige Funktionen aus der Bibliothek erweitern. Zusätzliche Funktionen werden über Ihr Guthaben bezahlt, das über Funktionspunkte abgebildet wird.

Im SIPROTEC 5-System wird die Hauptfunktion über die Wahl des Gerätetyps festgelegt. Dies bedeutet, dass die Funktionalität im Detail bei der Produktauswahl noch nicht feststehen muss. In der späteren Engineering-Phase kann jede beliebige Zusatzfunktion aus der gerätespezifischen Funktionsbibliothek ausgewählt werden. Sie müssen lediglich beachten, dass das für das Gerät bestellte Funktionspunkteguthaben nicht überschritten wird. Fehlende Funktionspunkte können jederzeit einfach nachbestellt werden.

Bedienen mit Web UI

Neben der Verwendung eines Engineering-Werkzeugs wie DIGSI 5 zur Konfiguration und Wartung bietet SIPROTEC 5 Compact ein Web-Front-End, das mit einem normalen Web-Browser verwendet werden kann. Die **browser-basierte Benutzeroberfläche** ist ein umfangreiches Inbetriebsetzungs- und Beobachtungswerkzeug, das eine übersichtliche Darstellung der wichtigsten Messdaten erlaubt. Sie können das Gerät von fern oder lokal mit der **browser-basierten Benutzeroberfläche** und einem Web-Browser bedienen.

Die **browser-basierte Benutzeroberfläche** kann über ein Kommunikationsnetz eingesetzt werden:

- Bei der Inbetriebsetzung
 - Prüfen und Verändern von Werten einer bestimmten Einstellung
 - Vergleich von Werten zwischen 2 oder mehr Geräten
 - Prüfen eines Einstellwertes gegen eine benutzerdefinierte Einstellung, ob der Einstellwert von dem von Siemens vorgegebenen Standardwert abweicht
- Bei einer Überprüfung
 - Abfragen eines Wertes, um einen Testfall anzupassen, z.B. um den Auslösestrom voreinzustellen
 - Ansehen aller Arten von Messwerten, z.B. Funktionsmesswerte und abgeleitete Werte wie Min-/Max- und Mittelwerte
 - Anzeigen der Abweichung der erwarteten Messwertqualität
- Während des Betriebes mit dem Gerät

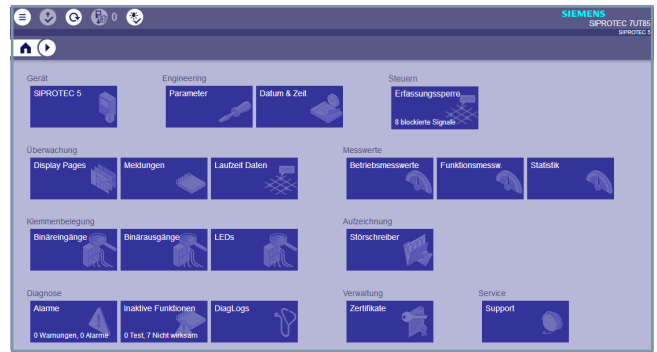
Die **browser-basierte Benutzeroberfläche** ist speziell für das Schutzsystem optimiert und bietet umfangreiche Unterstützung bei Prüfung und Inbetriebsetzung vom PC oder Notebook aus.

Am Bildschirm werden alle relevanten Geräteinformationen und Einstellmöglichkeiten grafisch angezeigt.

Anwendungsmöglichkeiten

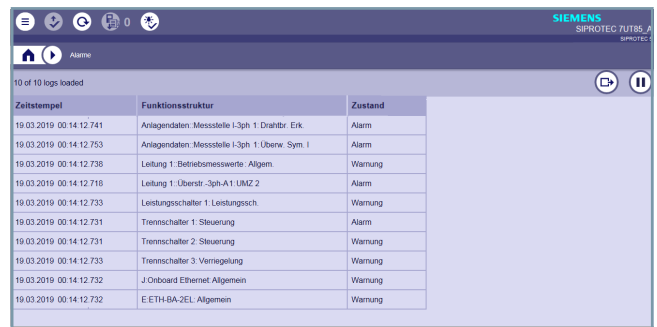
Sie können die **browser-basierte Benutzeroberfläche** z.B. auch für folgende Anwendungen nutzen:

- Prüfen und Verändern von Werten einer bestimmten Einstellung
- Vergleich von Werten zwischen 2 oder mehr Geräten
- Prüfen eines Einstellwertes gegen eine benutzerdefinierte Einstellung, ob der Einstellwert von dem von Siemens vorgegebenen Standardwert abweicht
- Abfragen eines Wertes, um einen Testfall anzupassen, z.B. um den Auslösestrom voreinzustellen
- Ansehen aller Arten von Messwerten, z.B. Funktionsmesswerte und abgeleitete Werte wie Min-/Max- und Mittelwerte
- Anzeigen der Abweichung der erwarteten Messwertqualität



[swebmonitor], 6, de, DE]

Bild 4.1/1 Schaltflächen der browser-basierten Benutzeroberfläche



[sAlarmAndWarningList, 2, de, DE]

Bild 4.1/2 Alarmliste

Weitere Informationen

Weitere Informationen zu **Bedienen mit browser-basierter Benutzeroberfläche** entnehmen Sie bitte dem aktuellen **Gerätehandbuch SIPROTEC 5 Betrieb** unter [SIOS](#)

SIPROTEC 5 Compact – Engineering

DIGSI 5

Beschreibung

DIGSI 5 ist das universelle Engineering-Werkzeug für die Parametrierung, Inbetriebnahme und Bedienung aller SIPROTEC 5-Geräte. Seine innovative Benutzeroberfläche enthält kontext-sensitive Bedienhinweise. Die einfache Verbindung mit dem Gerät über USB ermöglicht einfaches und effizientes Arbeiten mit einem Gerät. Die volle Leistungsstärke von DIGSI 5 entfaltet sich, wenn Sie es mit einem Netzwerk von Schutzgeräten verbinden: Dann können Sie mit allen Geräten einer Unterstation in einem Projekt arbeiten. DIGSI 5 bietet überlegene Bedienbarkeit und ist für Ihre Arbeitsabläufe optimiert. Nur die Informationen werden angezeigt, die Sie zur Erledigung Ihrer Aufgaben tatsächlich benötigen. Durch erweiterte Filtermechanismen können diese weiter reduziert werden. Die konsequente Verwendung ausgeklügelter und einheitlicher Mechanismen in den Benutzeroberflächen erfordert weniger Schulung.

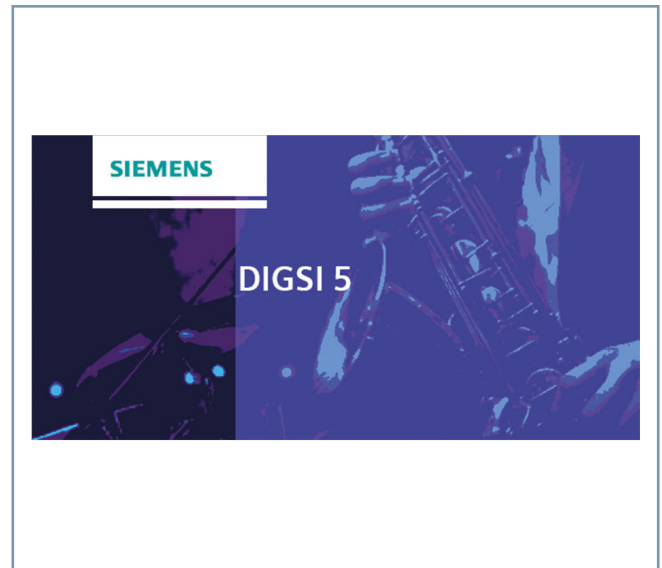
Funktionen

Über einen PC oder Notebook können Sie die Geräte über die Schnittstellen parametrieren und die Störfalldaten exportieren.

DIGSI 5 ist in verschiedenen Varianten (Compact, Standard und Premium) mit unterschiedlichen Funktionalitäten verfügbar:

- Mit dem Single-Line-Editor können Sie eine Unterstation und die Primärtechnik grafisch definieren. Verbinden Sie diese Elemente mit den Schutzfunktionen Ihrer Schutzgeräte.
- Die grafische Anzeige der SIPROTEC-Geräte kann mit dem Display-Editor oder mit einem Grafikprogramm gestaltet und bearbeitet werden. Nehmen Sie Ihr Single-Line-Diagramm und wandeln Sie es in ein Display-Bild um. Sie können auch eigene Symbole definieren.
- Zusätzliche Funktionen, wie die Verriegelung der Geräte, können Sie grafisch mit dem Funktionsplan-Editor (CFC) projektieren.
- Mit dem Siemens IEC 61850 Systemkonfigurator können Sie IEC 61850-Stationen konfigurieren und parametrieren. Mit diesem Tool verwalten Sie Subnetze, Netzteilnehmer und ihre IP-Adressen und verknüpfen die Informationen verschiedener Teilnehmer.
- Die DIGSI 5 Test Suite bietet umfangreiche Testwerkzeuge, die die Inbetriebnahme beschleunigen und Sie bei der Bedienung unterstützen. Mit einer der Testfunktionen können Sie Prüfabläufe erstellen und ausführen, um Geräte ohne externe Prüfmittel zu prüfen.
- SIGRA zur einfachen, schnellen und komfortablen Analyse von Störschrieben, wie sie beispielsweise bei Störfällen in Kraftwerken von Störschreibern aufgezeichnet werden.

Sprachen: Englisch, Deutsch, Französisch, Italienisch, Portugiesisch, Spanisch, Türkisch, Tschechisch, Polnisch und Russisch (wählbar)



[sc_DIGSI 5_SplashScreen, 2, ...]

DIGSI 5 ist in 3 verschiedenen Funktionsumfängen erhältlich:

• DIGSI 5 Compact

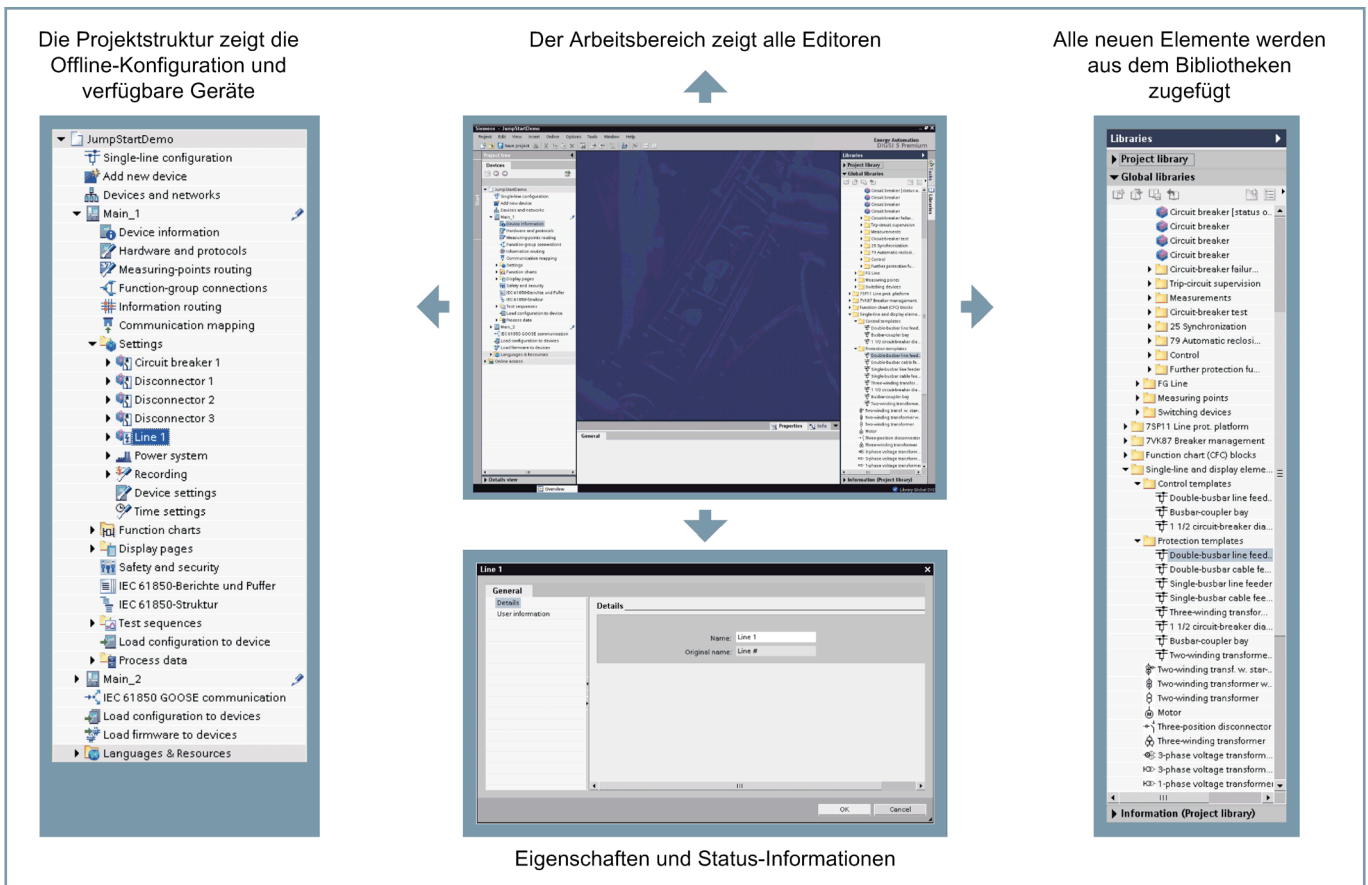
Software für die Konfiguration und den Betrieb kleinerer Projekte mit bis zu 8 SIPROTEC 5 Compact (7x800) bzw. nicht-modularen SIPROTEC 5 Geräten (7x82). Enthält grafische Editoren für Funktionspläne (CFC) und Geräte-Display-Seiten. Integrierte Test- und Inbetriebnahmefunktionalität, einschließlich der Möglichkeit zur Erstellung von Testsequenzen und deren Ablauf im Schutzgerät ohne externe Prüfeinrichtung. Projekte können nur ein einzelnes SIPROTEC 5-Schutzgerät enthalten.

• DIGSI 5 Standard

Wie DIGSI 5 Compact, aber ohne Einschränkung bezüglich der Anzahl unterstützter SIPROTEC 5-Geräte pro Projekt, inkl. IEC 61850 Systemkonfigurator. Enthält zusätzliche grafische Editoren für Single-Line-Diagramme und die Netzwerktopologie. SIGRA für professionelle Störschreibanalyse ist als Option erhältlich.

• DIGSI 5 Premium mit SIGRA

Wie DIGSI 5 Standard, aber mit erweiterter Funktionalität für IEC 61850, z.B. flexibles Engineering und Functional Naming. Enthält SIGRA für die professionelle Analyse von Störschrieben.



[img_digsi-bo_1_08_01]

Bild 4.2/1 Struktur der DIGSI 5 Benutzeroberfläche

MLFB

Die Geräte-MLFB kann direkt in das Engineering-Programm DIGSI 5 übernommen werden. Auf diese Weise legen Sie ohne Umwege Ihre ausgewählten Geräte in DIGSI 5 an. Da alle Geräteeigenschaften über die MLFB eindeutig bestimmt sind, starten die Engineering-Arbeiten mit DIGSI 5 auf einer konsistenten Basis, ohne dass eine aufwändige Neueingabe der Geräteeigenschaften vorgenommen werden muss.

Von der Planung über das Engineering bis zum Test – DIGSI 5

Das Engineering-Werkzeug DIGSI 5 unterstützt Sie in Ihrem Arbeitsablauf von der Planung bis zum Betrieb der Anlagen mit SIPROTEC 5-Geräten. Mit DIGSI 5 haben Sie das Engineering im Griff. Das Tool deckt mit seinem Funktionsumfang alle Aufgaben ab – von der Gerätekonfiguration und Geräteeinstellung über die Inbetriebnahme bis zur Auswertung der Störfalldaten.

So sieht der moderne und effiziente Engineering-Prozess in Kurzform aus:

In der Grobplanung wird das Anlagenlayout anhand von CAD dokumentiert. Dieses Anlagenlayout wird als Basis für die Detailplanung im Single-Line-Editor erstellt. Je nach Anwendung wird die erforderliche Funktionalität (Schutzfunktionen, Steuerungs- und Automatisierungsumfang sowie Zusatzfunktionen) festgelegt und eine Geräteauswahl vorgenommen. Im nächsten Schritt wird dem Gerät die passende Applikationsvorlage zugewiesen. Sie können hier eigene, selbst erstellte,

genau passende Applikationsvorlagen oder standard Applikationsvorlagen verwenden. Funktionsanpassungen sind nach Auswahl der Applikationsvorlage jederzeit einfach möglich. Die leistungsfähigen Kopierfunktionen mit Konsistenzprüfungen ermöglichen eine zügige Anlagenprojektierung. Anschließend müssen noch die Systemkonfiguration (Rangierungen, Umsetzung entsprechender Logiken in Funktionspläne (CFC)) und die Parametrierung vorgenommen werden.

Die neue Programmstruktur von DIGSI 5 ist darauf ausgelegt, die erforderlichen Arbeitsschritte während eines Projekts optimal zu unterstützen. Der anwendungsorientierte Engineering-Ansatz gewährleistet, dass Ihre Konzentration stets auf dem Arbeitsablauf liegt. DIGSI 5 macht Sie produktiver – vom Design bis zum Engineering und selbst bei der Installation, Inbetriebnahme und Bedienung.

Die Projektansicht führt durch den gesamten Arbeitsablauf

In DIGSI 5 erfolgt die Bearbeitung und Pflege aller Komponenten von IEDs sowie aller dazugehörigen Daten projektorientiert. Das heißt, Topologie, Geräte, Parameterwerte, Kommunikationseinstellungen, Prozessdaten und vieles mehr werden in einem Projekt abgelegt.

Alle Geräte stehen Ihnen zentral zur Verfügung. Öffnen Sie das Gerät einfach in der Projektnavigation und der gesamte Inhalt wird bereitgestellt. Wenn Sie mit einem Gerät beginnen, können Sie Ihre Aufgaben einfach und intuitiv bearbeiten.

Die Benutzeroberfläche von DIGSI 5 ist in mehrere Bereiche aufgeteilt (Bild 4.2/1). In der Projektnavigation auf der linken Seite ist alles dargestellt, was zu Ihrem Projekt gehört, beispielsweise Geräte und globale Einstellungen. Mit einem Doppelklick auf einen Eintrag öffnet sich im Hauptbereich des Fensters ein Editor. Das kann z.B. ein Editor zum Ändern der Schutzparameter, zum Konfigurieren von Kommunikationsmappings oder zur Erstellung von Funktionsplänen (CFC) sein.

Im unteren Bereich der Bildschirmansicht können Sie schnell und komfortabel auf die Eigenschaften aller Elemente zugreifen (z.B. bei Leistungsschaltern oder Signalen). Dieser Bereich enthält auch Listen mit Warnungen und Fehlern.

Eine besondere Rolle in DIGSI 5 spielen die Bibliotheken. Sie befinden sich auf der rechten Seite und enthalten alles, was in den Editoren verwendet werden kann. Hier wählen Sie den erforderlichen Umfang aus und fügen ihn in Ihr Projekt ein. Bei der Konfiguration der Hardware stehen Ihnen unterschiedliche Hardware-Komponenten zur Auswahl. Arbeiten Sie dagegen mit Funktionsplänen (CFC), wählen Sie die entsprechenden logischen Bausteine und beim Konfigurieren des Schutzzumfangs suchen Sie die benötigte Funktionalität aus. Sie ziehen dafür die Elemente an die Stelle des Editors, an der Sie diese benötigen.

Visuelle Definition der Primärtopologie in Single-Lines

Das Single-Line-Diagramm beschreibt die Primärtopologie Ihrer Anlage (Bild 4.2/2). Wählen Sie dazu einfach die richtige Single-Line-Vorlage aus der Bibliothek aus. Eine Weiterbearbeitung, z.B. eine Erweiterung, ist problemlos möglich. DIGSI 5 enthält eine Bibliothek mit Elementen, die Ihnen aus den ANSI- und ISO-Normen bekannt sind.

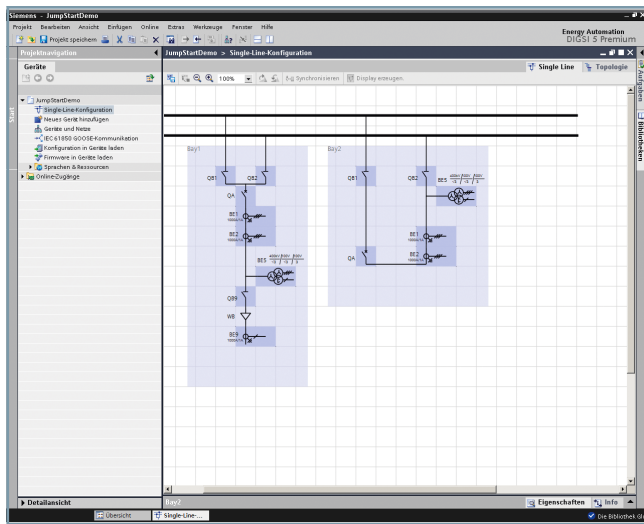


Bild 4.2/2 Grafische Definition der Topologie einer Unterstation im Single-Line

Von der Anwendung zur Lösung: Applikationsvorlagen und deren Modifikation

Nachdem die Topologie definiert wurde, besteht der nächste Schritt darin, das erforderliche Gerät hinzuzufügen. Sie übernehmen einfach vom Konfigurator den Bestellcode in DIGSI 5 und schon ist Ihre Geräteausprägung bekannt. Im darauf folgenden Schritt wählen Sie die für die Anwendung geeignete

Applikationsvorlage aus und passen sie entsprechend den Anforderungen an. Entfernen Sie nicht benötigte Funktionen und fügen Sie gewünschte Funktionen hinzu. Die Bibliothek bietet Ihnen eine umfangreiche Auswahl, die Sie dafür verwenden können. Die Konsistenz der Gerätekonfiguration wird kontinuierlich geprüft. Abschließend können Sie die Applikationsvorlage mit den Primärelementen des Single-Line-Diagramms (Spannungs- und Stromwandler sowie Leistungsschalter) grafisch verbinden. Damit wird ein topologischer Bezug hergestellt. Einstellwerte der Wandler (primäre und sekundäre Nenngrößen sowie die Sternpunktbildung beim Stromwandler) können dann aus dem Single-Line-Diagramm übernommen werden.

Haben Sie ein passendes Gerätetyp erstellt, so können Sie dieses als eigene Applikationsvorlage speichern und in anderen Geräten derselben Gerätefamilie nutzen. Exportieren Sie dazu die Applikationsvorlage mit DIGSI 5 im UAT-Format (User defined Application Template).

Gestalten selbst definierter Abzweigsteuerbilder

Mit dem Display-Editor können Sie die werkseitig voreingestellten Displayanzeigen, sogenannte Abzweigsteuerbilder, erstellen oder ändern. Der Editor unterstützt Sie bei einem typischen Arbeitsablauf. Sie entscheiden einfach, welche Felder Ihres bereits erstellten Single-Line-Diagramms für die Display-Seiten verwendet werden sollen – und schon sind Sie fertig. Natürlich können die Displays auch komplett neu erstellt oder importiert werden. Ziehen Sie dazu ein Signal aus der Bibliothek auf ein dynamisches Element im Display und die Verbindung ist hergestellt. Neben der Benutzung der Symbole gemäß der IEC- und ANSI-Normen können Sie in einem Symbol-Editor Ihre eigenen statischen oder dynamischen Symbole erstellen.

Rangierung und Zuordnung

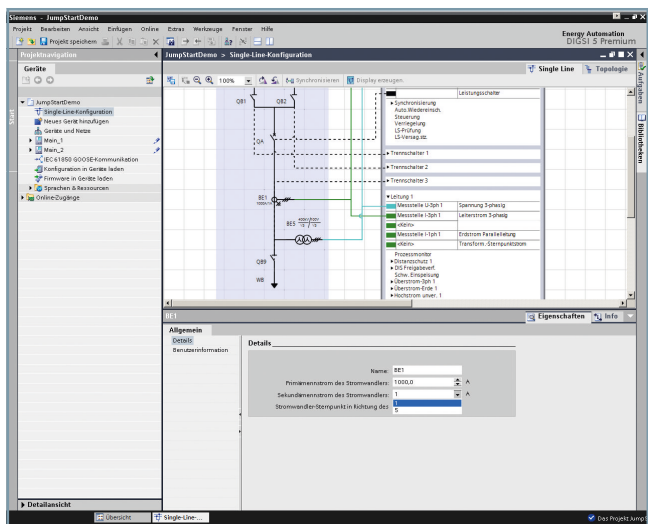
Die Rangiermatrix ist eine der wichtigsten Funktionalitäten von DIGSI 5. Sie ist komfortabel auf 2 Editoren aufgeteilt: **Informationsrangierung** und **Kommunikationszuordnung**. Beide Ansichten sind darauf ausgerichtet, dass Sie Ihre Aufgabe schnell erledigen können. Mit vor- oder selbstdefinierten Filtern reduzieren Sie die angezeigten Informationen auf ein Minimum. Wie in Excel können Sie für jede Spalte auswählen, welche Informationen angezeigt werden sollen (Bild 4.2/4).

In der Matrix werden alle Signale sortiert nach Funktionen und Funktionsgruppen dargestellt. Quellen und Ziele werden dabei als Spalten angezeigt. Der Umfang reicht von der komprimierten Darstellungsform bis zur detaillierten Informationsdarstellung, in der Sie jede einzelne Information (Rangieren auf binäre Ein- und Ausgänge, LEDs, Puffer usw.) in verschiedenen Spalten einsehen und ändern können. Auf diese Weise können alle Informationen sehr einfach konfiguriert werden.

Bei der Kommunikationszuordnung sind für das ausgewählte Protokoll bereits alle benötigten Einstellungen vorgelegt. Diese können Sie einfach und schnell an Ihre Bedürfnisse anpassen.

Durch eine große Auswahl an Filtern und die Möglichkeit, Zeilen und Spalten im Handumdrehen auf- bzw. zuzuklappen, wird gewährleistet, dass Sie nur mit den Informationen versorgt werden, die Sie benötigen.

Zeitersparnis steht bei DIGSI 5 im Vordergrund. Alle tabellenbasierten Datenanzeigen stellen die Funktionalität bereit, angrenzende Zellen mit einem einzigen Mausklick zu füllen – genau so, wie Sie es aus Excel kennen.



sc_change CT ratio, 1, de_DE

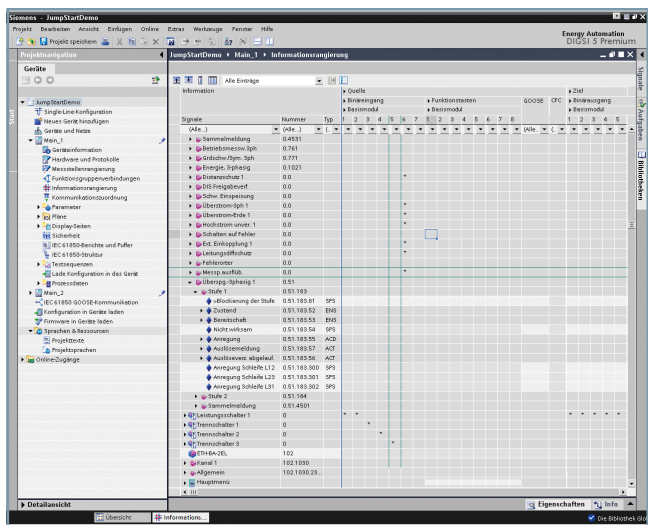
Bild 4.2/3 Grafische Verknüpfung von Primär- und Sekundärtechnik

Die Verwendung des Editors ist effizienter als je zuvor. Zur Umsetzung Ihrer Ziele benötigen Sie damit weniger Bausteine. Das verbessert entscheidend die Lesbarkeit des Funktionsplans (CFC). Neue Anzeigemodi erhöhen zudem die Übersichtlichkeit. Die neuen Modi bieten Ihnen eine komprimierte Ansicht der Bausteine und Anschlusspunkte, sodass Sie alle benötigten Informationen sehen können, ohne blättern zu müssen.

Verwenden Sie Makros (Plan im Plan), um wiederkehrende Aufgaben übersichtlich und vorgeprüft wiederzuverwenden.

Auch die Verwendung von Signalen in einem Funktionsplan (CFC) gestaltet sich einfacher. Ziehen Sie ein Signal per Drag & Drop von der Signalbibliothek zum Eingangs- oder Ausgangsanschluss eines Bausteins – und schon sind Sie fertig. Erstellte Logikpläne lassen sich bereits ohne Geräte (Offline) mit DIGSI 5 testen. Dies sichert Ihnen die notwendige Qualität für die Inbetriebsetzung und bringt Ihnen einen Zeitvorteil.

Aber auch online im Gerät kann der Ablauf der Logik mit DIGSI 5 überwacht und analysiert werden.



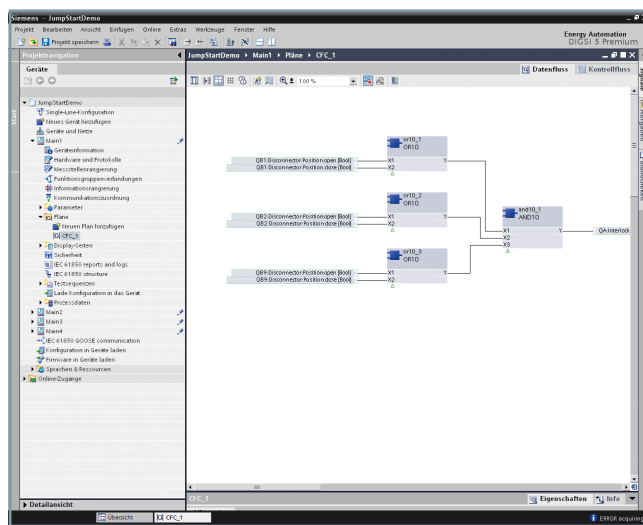
sc_information_routing_fong, 1, de_DE

Bild 4.2/4 Die ganze Flexibilität des Informationsrangierungs-Editors

Automatisierung und Schaltfehlerschutz

In SIPROTEC 5-Geräten ist eine PLC (Programmable Logic Controller) integriert, in der Automatisierungsfunktionen, Logik für Schaltfehlerschutz und vieles mehr, ausgeführt werden. Wenn Sie diese ändern oder anpassen möchten, verwenden Sie den Funktionsplan (CFC)-Editor, der als Komponente in DIGSI 5 Standard und Premium enthalten ist. Dank der vollgrafischen Benutzeroberfläche können selbst Anwender ohne Programmierkenntnisse den Funktionsumfang voll ausschöpfen und damit flexibel die Funktionsweise des Gerätes anpassen (**Bild 4.2/5**).

Dafür steht Ihnen eine ganze Bibliothek mit Bausteinen zur Verfügung, die mit IEC 61131-3 kompatibel sind. Diese Bibliothek umfasst einfache logische Operatoren, wie zum Beispiel UND, aber auch komplexe Funktionen wie beispielsweise Zeitglieder, Befehlsketten für Schaltfolgen und viele mehr.



sc_CFC_1, de_DE

Bild 4.2/5 Einfaches Erstellen von Automatisierungen mit dem CFC-Editor

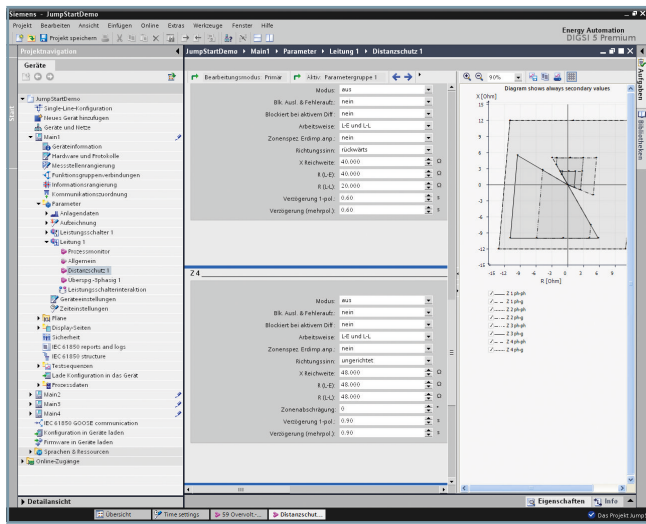
Einstellen der Parameter des Gerätes

Alle Parametereinstellungen werden auf dieselbe Weise dargestellt. Dies geschieht im Parameter-Editor, der alle Parameter einer Funktion anzeigt. Dabei haben Sie die Wahl zwischen unterschiedlichen Einstellsichten. Zum einen gibt es die Primärsicht, in der Sie direkt die primären Einstellwerte eingeben können.

Dabei entfällt das Umrechnen über die Wandlerübersetzungsverhältnisse, wodurch sich Einstellfehler vermeiden lassen. Gleiches gilt für die „per Unit“-Sicht, wo sich Einstellparameter auf Objektengrößen beziehen. Entscheiden Sie sich für die Sekundärsicht, müssen die Einstellparameter auf die Geräteseite umgerechnet werden.

Für die Einstellung spezieller Schutzkennlinien ist die grafische Darstellung der Kennlinien von Vorteil. Im Parameter-Editor werden alle Kennlinienvarianten der Funktion dargestellt. Dadurch können Sie die Auswirkungen von Änderungen in den Einstellungen sofort grafisch kontrollieren. Einstellwerte unter-

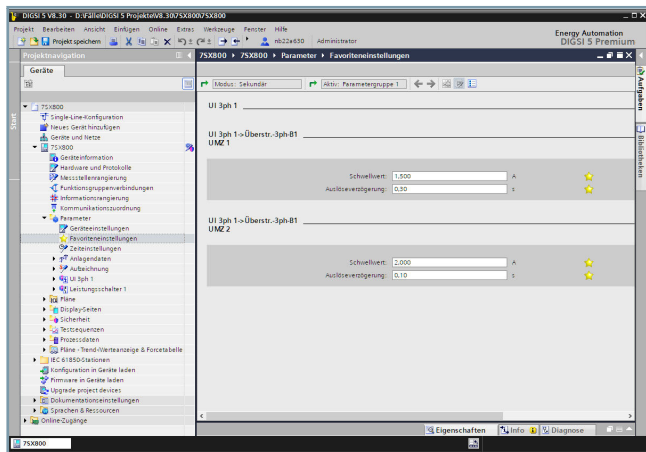
schiedlicher Parametergruppen können einfach und schnell in einem gemeinsamen Fenster verglichen, Unterschiede erkannt und abgeglichen werden (Bild 4.2/6).



[sic_Function Settings, with diagram, 1, de_DE]

Bild 4.2/6 Einfaches Einstellen der Parameter

Häufig benutzte Parameter können als Favoriten markiert werden. Diese Favoriten werden in einer übersichtlichen Favoritenansicht dargestellt, so dass man jederzeit alles Wesentliche im Blick behält (Bild 4.2/7)



[sic_Favorites Settings, 1, de_DE]

4.2 **Bild 4.2/7** Favoritenansicht

Zusammenarbeiten in Teams

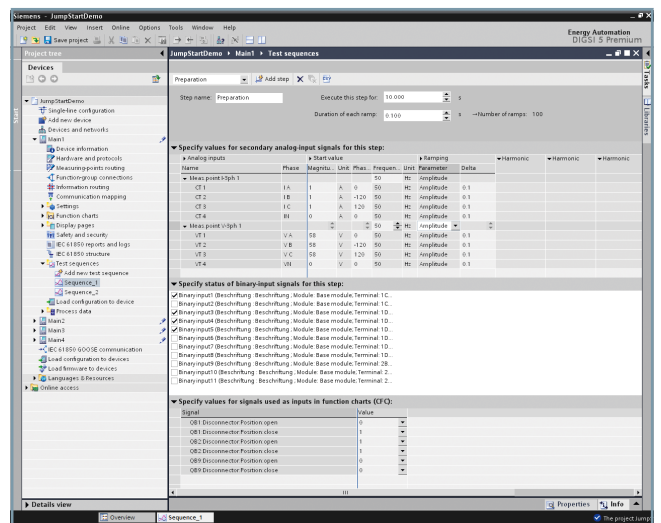
Verbessern Sie Ihre Engineering-Leistung, indem Sie in Teams zusammenarbeiten. Mit Hilfe von umfangreichen Export- und Importfunktionen kann ein Team die Schutzparameter definieren und an den Einstellungen der Rangierung arbeiten, während andere die Systemschnittstelle parametrieren. Die einzelnen Bereiche lassen sich jederzeit mit neuen Eingaben von Kollegen aktualisieren. Wenn beispielsweise das Schutzparameter-Team seine Daten aktualisiert hat, können diese Daten in das Projekt übernommen werden.

Umfassende Prüfunterstützung während der Inbetriebnahme und des Betriebs

Die Prüf- und Diagnosefunktionen unterstützen Sie in der Inbetriebnahme-Phase. Sie können damit schnell und einfach die Verdrahtung prüfen oder die Auswirkung beobachten, die eine über die Systemschnittstelle übertragene Meldung in der übergeordneten Station hat. Die Fehlermeldungen, die im Fall einer Störung des Schutzobjektes im Relais aufgezeichnet werden, sind in DIGSI 5 aufgeführt und können zu Dokumentationszwecken angezeigt, gespeichert und ausgedruckt werden.

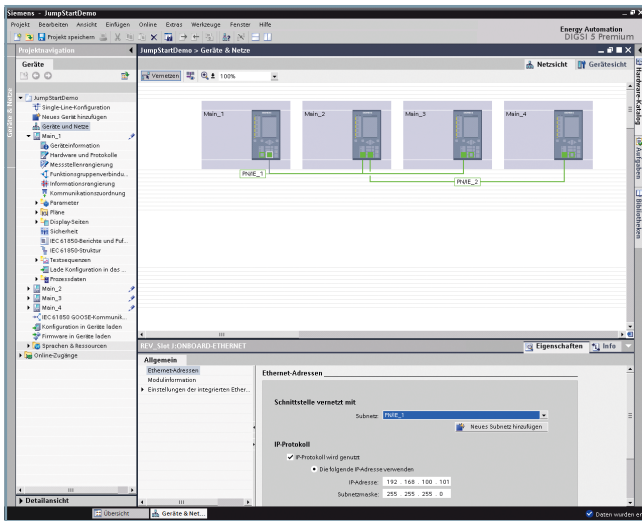
Eine Innovation sind die neuen Prüfmöglichkeiten. Über eine Sequenzfunktionalität lassen sich mehrstufige Testsequenzen (auch für Zeigergrößen) definieren. Diese werden mit DIGSI 5 in das Gerät geladen und simulieren dort die physikalischen Eingänge. Über den integrierten Testsequenzer, der die analogen Prozessgrößen simuliert, werden diese dann im Gerät ausgeführt. Dadurch können Sie komplexe Prüfungen definieren und ausführen, um Ihre Projektierung und Logik bereits in frühen Phasen zu testen.

Mit den Test- und Diagnosefunktionen entfallen umfangreiche Prüfmittel bzw. werden deren Prüfungen auf ein Minimum reduziert. Verfahren, die für die Prüfung spezieller Schutzprinzipien entwickelt wurden, z.B. für den Leitungsdifferentialschutz, entnehmen Sie bitte dem jeweiligen Gerätehandbuch. Der Funktionsplan-Editor (CFC) bietet ebenfalls neue Analysefunktionen. DIGSI 5 ermöglicht damit ein Offline-Debugging der Logikpläne sowie ein Tracing der Messwerte – sowohl in der Darstellung des Logikplans als auch in der Listendarstellung. Dadurch reduziert sich der Testaufwand während der Inbetriebsetzung. Die Ergebnisse der Funktionsplan-Analyse (CFC) können auch nach Ablauf der Testsequenz zum Beispiel mit Hilfe von SIGRA dargestellt werden. So werden auch komplexe Laufzeitbeziehungen einfach analysiert.



[sic_Test sequence, 1, de_DE]

Bild 4.2/8 Definition von Testsequenzen für umfassende Tests von Gerätekonfigurationen



[sc_Grafsche_Konfiguration_1_de_DE]

Bild 4.2/9 Grafische Konfiguration der Netzwerkverbindungen zwischen den Geräten

Direkter Online-Zugriff auf alle erreichbaren Geräte

DIGSI 5 unterstützt Sie auch in Ihrem Arbeitsablauf, wenn Ihre offline projektierten Geräte mit den Geräten in Ihrer Anlage in Ihrem System verbunden werden. In DIGSI 5 werden alle über Kommunikationsschnittstellen erreichbaren Geräte unmittelbar neben Ihren Offline-Geräten angezeigt. Die bevorzugte Kommunikation in Netzen ist Ethernet. Sie können natürlich auch über eine USB-Schnittstelle einzeln auf die Geräte zugreifen. Um mit einem physischen Gerät zu arbeiten, verbinden Sie Online-Gerät und Offline-Konfiguration per Drag & Drop und schon sind Sie fertig.

Neben der Übertragung der Gerätekonfiguration auf einzelne Geräte können Sie auch alle Gerätekonfigurationen automatisch auf Ihre Geräte übertragen.

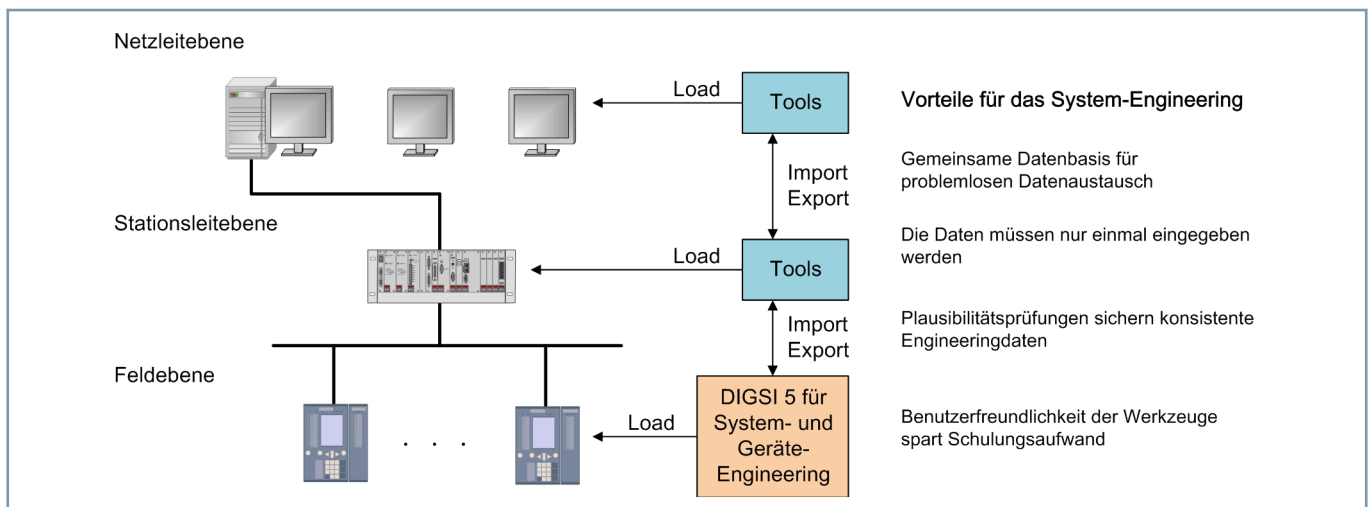
Durch den Online-Zugriff können Sie neben dem Auslesen von Störschrieben, Meldepuffern auch Messwerte und Meldungen anzeigen. Zur späteren Analyse oder zur Dokumentation von Prüfungen von temporären Betriebszuständen oder der Inbetriebnahme können Sie Momentaufnahmen von Messwerten und Meldungen in Archiven speichern.

Offenheit durch Import und Export

DIGSI 5 bietet ein breites Spektrum an Austauschformaten. Diese umfassen sowohl die Standardformate der IEC 61850 als auch das einheitliche Datenaustauschformat TEA-X der Siemens Tools. Dieses XML-basierte Format ist Grundlage für alle Import-Export-Szenarien und sorgt für effiziente Workflows im Engineeringprozess. Da die Daten nur einmal eingegeben werden müssen, reduziert sich der Engineeringaufwand und Sie profitieren von einer konsistenten Datenqualität in sämtlichen Automatisierungsebenen.

Neben dem effizienten Datenaustausch für die Ebenen der Energieautomatisierung unterstützt das XML-Datenformat auch den einfachen Datenaustausch zu anderen Anwendungen.

Über die Importschnittstelle können Sie Daten aus anderen Anwendungen in DIGSI 5 einlesen. Dies ermöglicht so die externe Projektierung der Geräte. Auf ähnliche Weise können Sie die Einstelldaten zur weiteren Verarbeitung in andere Anwendungen exportieren. Sie können damit auf einfache Weise Daten mit anderen Energieverteilungsanwendungen austauschen: z.B. Netzberechnung, Schutzdatenverwaltung/-auswertung sowie Daten für die Schutzfunksprüfung.



[dw_engineering_app1_2_de_DE]

Bild 4.2/10 Offene Austauschformate erlauben die Wiederverwendung der Daten auf allen Ebenen

SIPROTEC 5 Compact – Engineering

DIGSI 5

Funktionsübersicht

	Compact	Standard	Premium
Projektentwicklung			
Maximale Anzahl Geräte pro Projekt	8 oder 1 ⁶	Unbegrenzt	Unbegrenzt
Kopieren und Einfügen	■	■	■
Mehrsprachigkeit wird unterstützt	■	■	■
Single-Line-Diagramme und Geräte-Displays			
Single-Line-Editor mit Symbolen der ANSI- und IEC-Norm verfügbar	–	■	■
Geräte-Display-Editor erlaubt das Erstellen anwenderdefinierter Displays und Symbole	■ ⁷	■	■
Einstellen von Parametern und Rangierung			
Informationsrangierungen inkl. Filtern und Sortieren	■	■	■
Grafische Visualisierung der Schutzparameter	–	■	■
Vergleich von Geräten (offline/offline – offline/online)	■	■	■
Funktionspläne (CFC)			
Grafischer Funktionsplan-Editor (CFC) vorhanden	■	■	■
Kommunikation			
Kommunikationszuordnung auf Systemschnittstelle	■	■	■
Kommunikationszuordnung auf verschiedene Protokolle	■	■	■
Grafische Netzansicht der Geräte	–	■	■
Intergerätekommunikation (über IEC 61850 Systemkonfigurator)	–	■	■
IEC 61850			
IEC 61850 Edition 2 wird voll unterstützt	–	■	■
IEC 61850-Struktur-Editor für flexibles Engineering und Functional Naming	–	–	■
Zugriff und Kommunikation			
Über USB und Ethernet	■	■	■
Zugriff auf Kommunikationspartner über Systemschnittstelle	■	■	■
Online			
Messwerte (aktuelle Werte, Minimal-, Maximal-, Mittelwerte) und Speichern im Projekt als Momentaufnahmen	■	■	■
Meldungen (und Speichern im Projekt als Momentaufnahmen)	■	■	■
Protokolle und Schriebe	■	■	■
Störschriebe visualisieren	■	■	■
	COMTRADE Viewer	COMTRADE Viewer ⁸	SIGRA
Parameter für das ausgewählte Gerät laden	■	■	■
Inbetriebnahme und Prüfung			
Erstellung und Ausführung mehrstufiger Prüffolgen, keine externen Betriebsmittel erforderlich	■	■	■
Testansichten zum Testen der Gerätekonfiguration	■	■	■
Analyse/Debugging von Funktionsplänen (CFCs) im Offline- und Online-Modus	■	■	■
Export und Import			
SCL-Formate (IEC 61850 – ICD/IID/MICS)	–	■	■
Gerätekonfigurationen (vollständig und teilweise)	■	■	■
Single-Line-Diagramme/Topologie	■	■ ⁹	■
Display-Seiten	■	■	■
Test Objekt Definition (RIO)	■	■	■
Dokumentation			
Drucken und Exportieren der Projektdokumentation	■	■	■
Erstellung selbstdefinierter Druckformate	■	■	■

⁶ 8 SIPROTEC 5 Compact (7SX800) bzw. nicht-modulare SIPROTEC 5-Geräte (7xx82); alternativ 1 modulares SIPROTEC 5-Gerät

⁷ Für SIPROTEC 5 Compact (7SX800) bzw. nicht-modulare SIPROTEC 5-Geräte (7xx82)

⁸ SIGRA als Optionspaket erhältlich

⁹ nur WMF-Export

	Compact	Standard	Premium
Absicherung und Sicherheit			
Autorisierung vor Gerätezugriff mit NERC CIP-kompatiblen Passwort	■	■	■
Gesicherte Verbindung zum Gerät	■	■	■
Konfigurationsdaten gegen Veränderung geschützt	■	■	■
Bestätigungscode zur Absicherung kritischer Handlungen (z.B. Schalten)	■	■	■

SIPROTEC 5 Compact – Engineering

DIGSI 5

DIGSI 5-Bestellvarianten

	DIGSI 5 Compact	DIGSI 5 Standard	DIGSI 5 Premium mit SIGRA
Beschreibung	<ul style="list-style-type: none"> • Software für die Konfiguration und den Betrieb kleinerer Projekte einschließlich der Übertragung von Prozessdaten aus dem Gerät • Enthält grafische Editoren für Funktionspläne (CFC) und Geräte-Display-Seiten. • Integrierte Test- und Inbetriebnahmefunktionalität, einschließlich der Möglichkeit zur Erstellung von Testsequenzen und deren Ablauf im Schutzgerät ohne externe Prüfeinrichtung • Projekte können bis zu 8 SIPROTEC 5 Compact (7x800) bzw. nicht-modularen SIPROTEC 5-Geräte (7x82) enthalten. Alternativ kann auch 1 einzelnes modulares SIPROTEC 5-Gerät angelegt werden. 	<ul style="list-style-type: none"> • Wie DIGSI 5 Compact, jedoch ohne Einschränkung bezüglich der Anzahl unterstützter SIPROTEC 5-Geräte pro Projekt, inkl. IEC 61850 Systemkonfigurator • Enthält zusätzliche grafische Editoren für Single-Line-Diagramme, Geräte-Display-Seiten und die Netzwerktopologie • SIGRA für professionelle Störschriebanalyse ist als Option erhältlich 	<ul style="list-style-type: none"> • Wie DIGSI 5 Standard, jedoch mit erweiterter Funktionalität für IEC 61850, z.B. flexibles Engineering und Functional Naming • Enthält SIGRA für die professionelle Analyse von Störschrieben
Merkmale	In der Tabelle Funktionsübersicht, Seite 68 werden alle Merkmale aufgeführt.		
Autorisierung	Kein Lizenzschlüssel erforderlich	Autorisierung über den Lizenzschlüssel erforderlich; kann pro Lizenz auf einem Rechner verwendet werden.	
Verfügbare Bediensprachen	Deutsch, Englisch, Portugisisch, Spanisch, Italienisch, Französisch, Russisch, Polnisch, Tschechisch und Türkisch (wählbar)		
Im Lieferumfang der DVD-Version enthalten	<ul style="list-style-type: none"> • Programm, Gerätetreiber und Online-Dokumentation auf DVD-ROM • USB-Stick inkl. einer 30 Tage gültigen Testlizenz zum kostenlosen Testen von DIGSI 5 Premium • Produktinformationen • USB-Kabel zur Verbindung von PC/ Notebook und allen SIPROTEC 5-Gerätetypen 	<ul style="list-style-type: none"> • Programm, Gerätetreiber und Online-Dokumentation auf DVD-ROM • USB-Stick mit bestellter Anzahl an Lizenzen. Pro Lizenz ist das Programm auf einem Rechner verwendbar. • Inkl. einer 30 Tage gültigen Testlizenz zum kostenlosen Testen von DIGSI 5 Premium • Produktinformationen • USB-Kabel zur Verbindung von PC/ Notebook und allen SIPROTEC 5-Gerätetypen 	<ul style="list-style-type: none"> • Programm, Gerätetreiber und Online-Dokumentation auf DVD-ROM • USB-Stick mit bestellter Anzahl an Lizenzen. Pro Lizenz ist das Programm auf einem Rechner verwendbar. • Produktinformationen • USB-Kabel zur Verbindung von PC/ Notebook und allen SIPROTEC 5-Gerätetypen
DIGSI 5 kann auch über Online-Software-Delivery (OSD) bestellt und geliefert werden. Die Lieferung von DVD und USB-Kabel entfallen. Das Programm wird zum Download angeboten. Die Lizenz kann online auf den Automation License Manager geladen werden.			

Auswahl- und Bestelldaten

Varianten	Anzahl Lizenzen	Lieferform	Bestell-Nr.
DIGSI 5 Compact	Unbegrenzt	DVD/USB ¹⁰	7XX8002-OCA00
DIGSI 5 Standard ohne SIGRA (mit COMTRADE Viewer)	1 Einzellizenz	Download	7XX8002-OSA01
	5 Einzellizenzen	Download	7XX8002-OSA05
	10 Einzellizenzen	Download	7XX8002-OSA10
DIGSI 5 Standard mit SIGRA	1 Einzellizenz	Download	7XX8002-1SA01
	5 Einzellizenzen	Download	7XX8002-1SA05
	10 Einzellizenzen	Download	7XX8002-1SA10
DIGSI 5 Premium mit SIGRA	1 Einzellizenz	Download	7XX8002-1PA01
	5 Einzellizenzen	Download	7XX8002-1PA05
	10 Einzellizenzen	Download	7XX8002-1PA10
DIGSI 5 Premium Trial (Premium-Vollversion für 30 Tage)	Unbegrenzt	DVD/USB ¹⁰	7XX8002-1PT00
DIGSI 5 Premium Scientific (nur für Hochschulen)	10 Einzellizenzen	Download	7XX8002-1PC10
DIGSI 5 Premium Sales (nur für Siemens-Vertrieb)	10 Einzellizenzen	Download	7XX8002-1PS10
Upgrade von DIGSI 5 Standard auf Premium	1 Einzellizenz	Download	7XX8002-1UP01
	5 Einzellizenzen	Download	7XX8002-1UP05
	10 Einzellizenzen	Download	7XX8002-1UP10
Upgrade von DIGSI 4 Professional auf DIGSI 5 Standard	10 Einzellizenzen	Download	7XX8002-0US10
Upgrade von DIGSI 4 Professional auf DIGSI 5 Premium	10 Einzellizenzen	Download	7XX8002-1US10
Upgrade von DIGSI 4 Professional + IEC 61850 auf DIGSI 5 Standard	10 Einzellizenzen	Download	7XX8002-0UC10
Upgrade von DIGSI 4 Professional + IEC 61850 auf DIGSI 5 Premium	10 Einzellizenzen	Download	7XX8002-1UC10
Optionspaket SIGRA für DIGSI 5 Standard	1 Einzellizenz	DVD/USB ¹⁰	7XS5412-2AA00
	5 Einzellizenzen	DVD/USB ¹⁰	7XS5413-2AA00
	10 Einzellizenzen	DVD/USB ¹⁰	7XS5414-2AA00

Tabelle 4.2/1 DIGSI 5 Auswahl- und Bestelldaten

¹⁰ Ausschließlich physikalische Lieferung (DVD/USB)

SIPROTEC 5 Compact – Engineering

IEC 61850 Systemkonfigurator

Beschreibung

Der IEC 61850 Systemkonfigurator ist die herstellerneutrale Lösung für das interoperable Engineering von IEC 61850-Produkten und -Systemen und unterstützt alle Geräte mit IEC 61850, nicht nur die eigenen Siemens-Produkte – wie SIPROTEC 5, SIPROTEC 4, SIPROTEC Compact, Reyrolle, SICAM RTUs, SICAM IO/AI/P85x/Q200 – sondern auch Geräte von anderen Siemens-Bereichen (z.B. SITRAS PRO) oder von Fremdherstellern.

Der IEC 61850 Systemkonfigurator unterstützt die SCL-Konfigurationsdateien (Substation Configuration Language) von der IEC 61850-6 durch Import oder Export aller Formate (ICD/IID/CID/SCD/SSD/SED). Somit können IEC 61850-Geräte hinzugefügt und eine vollständige IEC 61850-Station der Stationsleittechnik zur Verfügung gestellt werden.

IEDs vom IEC 61850-Standard der Edition 1, 2.0 oder 2.1 werden unterstützt. Das mögliche Engineering umfasst somit nicht nur die GOOSE-Kommunikation und die Client-/Server-Konfiguration via MMS Reporting, sondern auch die Anlagentopologie, die Prozessbus-Kommunikation mit SMV (Sampled Measured Values) und die IEC 60870-5-104-Adressen für das Gateway zur Netzleitstelle über IEC 61850-8-1.

Einfaches Engineering durch kundenfreundliche Workflows und der durchgängigen Darstellung von IEC 61850-Adressen sowie der Kundenbeschreibungstexte. Benutzer mit IEC 61850-Grund- oder Expertenkenntnissen finden die gewünschte Detailtiefe. Das Engineering lässt sich für Dokumentationszwecke in einer kundenfreundlichen Form im Web-Browser darstellen. Abgestimmte Schnittstellen des Tools, z.B. zu DIGSI 4 und DIGSI 5, reduzieren den Engineering Aufwand für Siemens Anlagen noch weiter.

Vorteile

- Umfassend – ein Tool für die Konfiguration aller digitalen IEC 61850-Geräte
- Einfache Erweiterung und Anpassung von Anlagen durch Verwendung der IEC 61850 Edition 1 und 2 in einem Projekt
- Kundenspezifische IEC 61850 Strukturen (Flexible Engineering) ermöglichen die Umsetzung von Kundenstandards
- Einfach verständlich durch die Verwendung applikationsorientierter Signalnamen an Stelle der spezifischen IEC 61850-Sprache (Logische Knoten, ...)

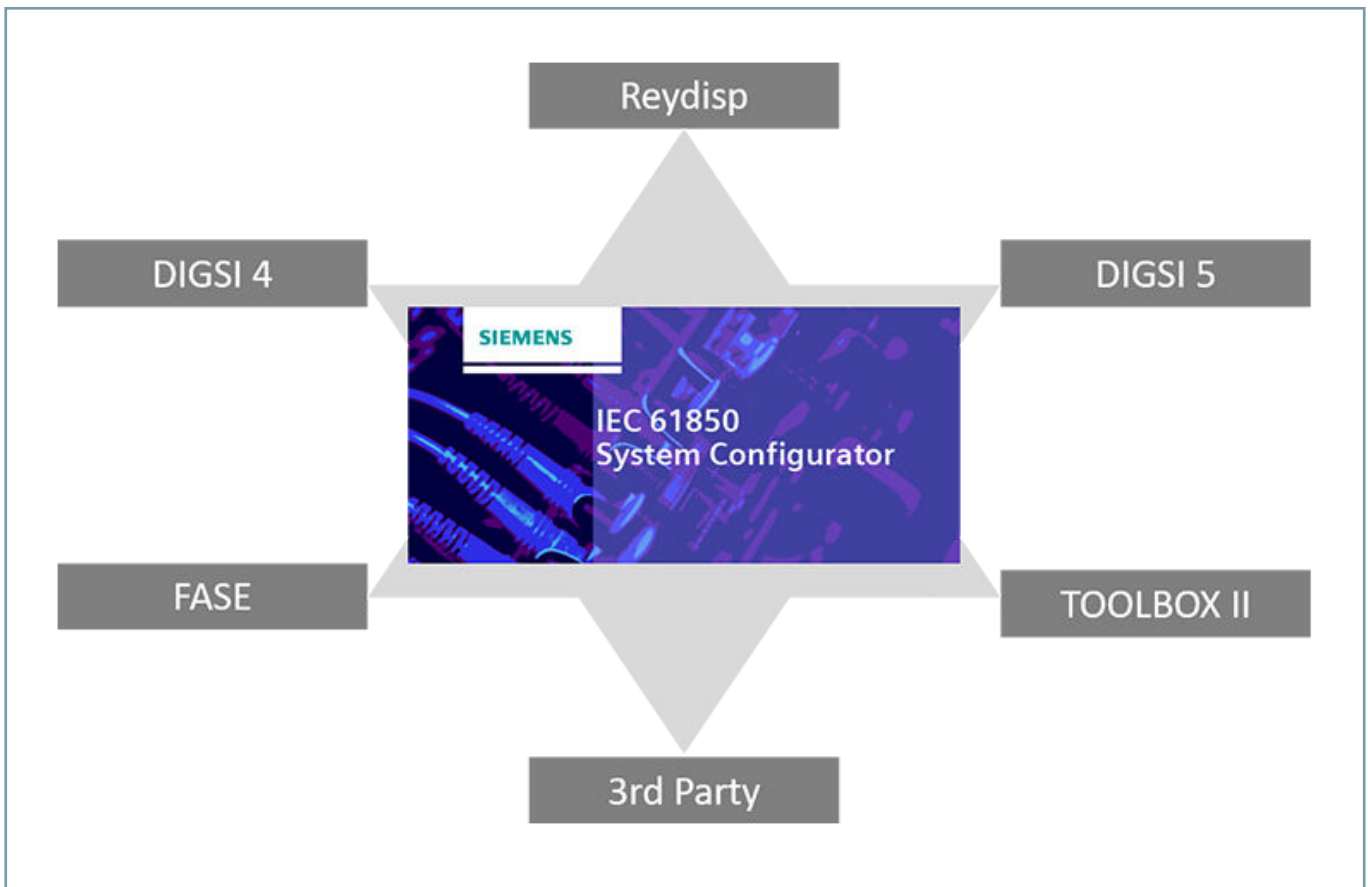


Bild 4.3/1 Splashscreen IEC 61850 Systemkonfigurator

- Bewährt durch die Erfahrung aus weltweiten Standardisierungsaktivitäten und dem Engineering von mehr als 500 000 Geräten
- Erleichtertes Engineering durch integrierte Schnittstellen zu DIGSI, SICAM SCC, SICAM PAS, SICAM Protokoll Testsystem und IEC 6150-Browser

Anwendungsbereiche

- Interoperables Engineering von IEC 61850 (MMS; GOOSE; SMV)
- Import und Export aller SCL Formate, wie ICD, IID, CID, SCD, SSD oder SED
- Unterstützung von Edition 1, 2.0 und 2.1 der IEC 61850
- Engineering mit IEC 61850-80-1
- Herstellerunabhängiges Engineering



[One IEC 61850, 3, ...]

Bild 4.3/2 Ein IEC 61850 Systemkonfigurator für alle Geräte in der Station

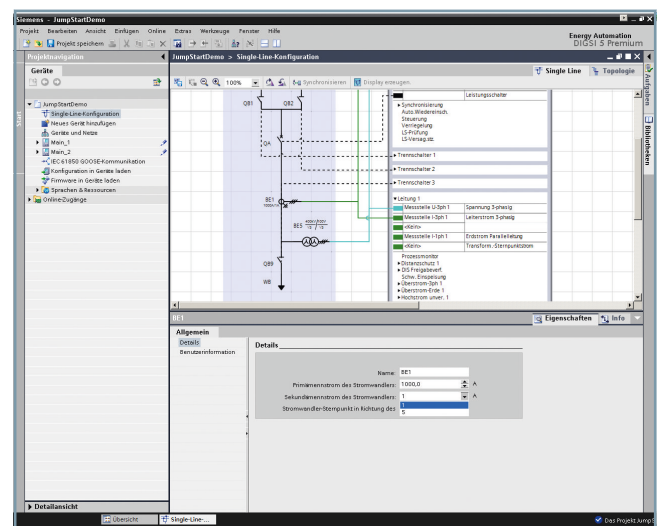
IEC 61850 – Ethernet-basiertes Stationsleittechnik-Protokoll

IEC 61850 ist mehr als ein Stationsleittechnik-Protokoll. Der Standard definiert umfassend Datentypen, Funktionen und die Kommunikation in Stationsnetzwerken. Mit Edition 2 dehnt sich der Einfluss des Standards auf weitere Branchen der Energieversorgung aus. Siemens hat den Standardisierungsprozess von Edition 1 nach Edition 2 in der Normung aktiv mitgestaltet. Edition 2 schließt Lücken und definiert weitere Anwendungen. Als Weltmarktführer mit SIPROTEC 4 Geräten der Edition 1 hat Siemens das Thema Interoperabilität, Flexibilität und Kompatibilität zwischen Edition 1 und 2 gelöst. Eine Zusammenarbeit mit Geräten der Edition 1 ist problemlos möglich.

- Umsetzen der Komplexität des IEC 61850 Datenmodells in Ihre gewohnte Anwendersprache
- Integriertes und durchgängiges System- und Geräte-Engineering (vom Single-Line der Anlage zur Geräteparametrierung auf Basis des IEC 61850 Datenmodells)
- Flexible Objektmodellierung, Freiheitsgrade der Objektadressierung und flexible Kommunikationsdienste gewährleisten höchste Interoperabilität und effektive Austausch- und Erweiterungskonzepte
- Volle Kompatibilität und Interoperabilität zu IEC 61850 Edition 1, 2.0 und 2.1

Die interne Struktur von SIPROTEC 5-Geräten entspricht der IEC 61850. Damit wird erstmals ein integriertes und durchgängiges

System- und Geräte-Engineering – vom Single-Line der Anlage bis zur Geräteparametrierung – ermöglicht, das den Leitgedanken der IEC 61850 entspricht.



[IEC_Change_CT_ratio, 1, ...]

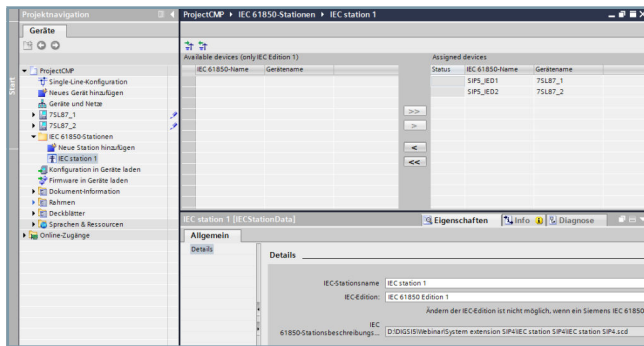
Bild 4.3/3 Systemspezifikation und Konfiguration in DIGSI 5 – die IEC 61850 Komplexität dringt nicht an die Oberfläche

SIPROTEC 5 Compact – Engineering

IEC 61850 Systemkonfigurator

DIGSI 5 mit dem integrierten IEC 61850 Engineering versteckt die Komplexität des Standards hinter einer ausgefeilten Benutzeroberfläche. Im Standard-Engineering werden Sie als Anwender nicht mit Details der IEC 61850 konfrontiert, sondern in Ihrer Anwendersprache angesprochen.

Ein Distanzschutz ist in der Anwendersprache ein Distanzschutz mit Zonen und abhängigen Funktionen und keine Ansammlung von logischen Knoten. Reports sind Meldelisten, in die Informationen zur Leittechnik konfiguriert werden. GOOSE-Verbindungen werden im Systemkonfigurator mit Quell- und Zielinformationen einfach in einer Tabelle konfiguriert. Sie arbeiten in Ihrer Sprache mit Funktionen und Meldungen eines Gerätes. Wahlweise können Sie sich die zugeordneten IEC 61850 Objekte in der IEC 61850 Protokollsprache betrachten. Konsequenterweise wird diese Zweisprachigkeit in der Benutzeroberfläche von DIGSI 5 und den Exportfiles zur Leittechnik unterstützt. Auch selbst definierte Datenpunkte können mit aussagekräftigen Texten in Ihrer Sprache als Anwender versehen und datentechnisch in der ICD- und SCD-Beschreibung exportiert werden.



IEC_DIGSI_5_atalog_1_06_DF1

Bild 4.3/4 Anlegen einer IEC 61850 Station

Das Flexible Engineering bietet dem Experten der IEC 61850 weitgehende Freiheitsgrade bezüglich der Gestaltung seiner IEC 61850 Struktur auch bei selbst definierten Funktionen und Objekten. Flexible Objektmodellierung, Freiheitsgrade der Objektadressierung und flexible Kommunikationsdienste gewährleisten höchste Interoperabilität und effektive Austausch- und Erweiterungskonzepte.

Der Name des logischen Gerätes (ldName) ist frei editierbar. So kann beispielsweise der normkonforme Name CTRL in CONTROL umbenannt werden. Auch strukturelle Änderungen können durch Ändern des logischen Gerätes (LD) erfolgen, sodass die Schnittstellenstruktur flexibel an eigene Vorgaben angepasst wird. Starre Vorgaben des Herstellers gehören der Vergangenheit an. Präfix (prefix) und Instanz (inst) des logischen Knoten (LN) sind ebenso editierbar.

4.3

Der Standard gibt Länge und Regeln vor, die von DIGSI 5 während der Eingabe überprüft werden.

Stufen von Funktionen eines Gerätes, die der Standard in logische Knoten (LN) abbildet, sind löscherbar, kopierbar und durch Objekte des Anwenders erweiterbar. Einem Schaltobjekt wie dem LN XCBR können Meldungen hinzugefügt werden, z.B. Überwachungsmeldungen eines Schalters, die nicht im ursprünglichen LN definiert sind. Sie als Anwender rangieren alle zum Schaltobjekt zugehörigen Informationen in einen logischen Knoten (LN).

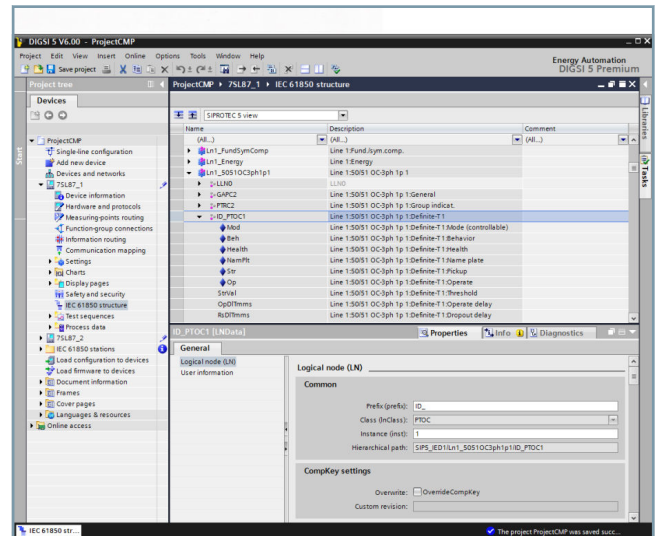
Aus einer Bibliothek können logische Knoten (LN) hinzugefügt werden. Diese Vorgaben sind mit eigenen Objekten ergänzbar. Auch generische Knoten lassen sich definieren und anlegen. Es sind beispielsweise logische Knoten (LN), deren Funktion Sie sich als Anwender durch Logikfunktionen selbst schaffen. Diese selbst definierten Funktionen lassen sich ins Gerät laden und dort ausführen. Überwachungsfunktionen können geschaffen und beliebig ergänzt werden.

Bei der Konfiguration von GOOSE-Meldungen und Reports ist ein hohes Maß an Flexibilität bei der Kommunikation gegeben.

Adressen, Datensatzbezeichnungen usw. lassen sich von Ihnen als Anwender einstellen.

Flexibles Engineering bietet viele Freiheitsgrade und führt über die Interoperabilität bis über eine Communication Interchangeability hinaus. Dies sichert die Investitionen in die Modellierung der Geräte nach IEC 61850.

Mit dem Single-Line-Diagramm visualisieren Sie als Kunde die topologische Struktur der Anlage. DIGSI 5 ist vorbereitet, diese topologische Struktur einer Anlage in das normkonforme SSD-File zu exportieren. Diese Beschreibung als Erweiterung des SCD-Files repräsentiert datentechnisch die Primäranlage. Die Objekte des Gerätes, mit der Prozesse der Primäranlage gesteuert werden, können zukünftig flexibel an die Vorgaben des Kunden angepasst werden. Flexibles Engineering ist der Schlüssel dafür, die Systemsicht und die IEC 61850 Struktur des Gerätes in Einklang zu bringen.



IEC 61850 str...

Bild 4.3/5 Editor zur Anpassung der IEC 61850-Struktur in der SIPROTEC 5 Ansicht

Beschreibung

Der SIPROTEC DigitalTwin ist der virtuelle digitale Zwilling eines realen SIPROTEC 5-Gerätes, einschließlich Algorithmen, Funktionen und Kommunikationsschnittstellen.

Das neue innovative Cloud-basierte SIPROTEC DigitalTwin bietet einen umfassenden Test Ihrer SIPROTEC 5-Geräte als Teil des Energieautomatensystems mit hoher Effizienz, Leistung, Sicherheit und Verfügbarkeit rund um die Uhr von überall und ohne Hardware.

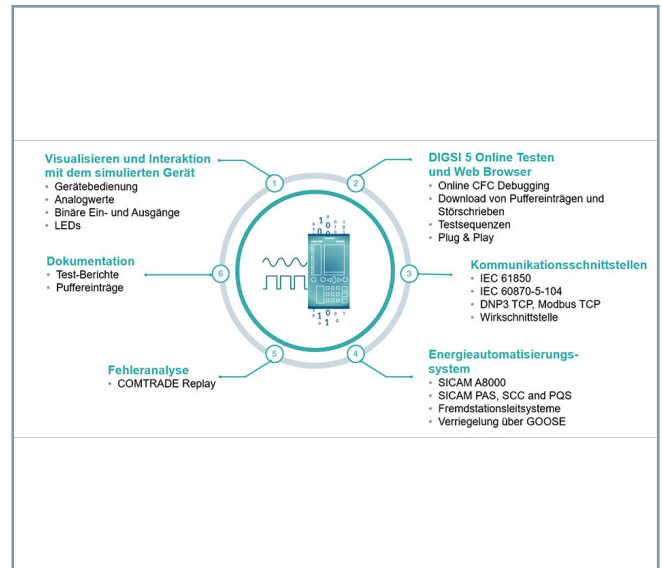
Anwendungsgebiete

- Visualisierung und Bedienung des Gerätes (Navigation, Funktionstasten, ...)
- Einspeisung von Strömen, Spannungen, Binäreingängen, u.a. zur Simulation Einstellwerten
- Test der Schutzfunktionen, der Automatisierungslogiken und kundenspezifische Anwendungen
- Integration in Stationsautomatisierungssystemen SICAM A8000, SICAM PAS/SCC und SCADA Systemen von Drittanbietern mit den Ethernet Protokollen IEC 61850, DNP3, Modbus TCP, IEC 60870-5-104
- PMU und Power Quality Systemen wie SICAM PQS, SIGUARD PDP oder PQ Advisor Compact
- IoT-Anwendungen SICAM GridEdge, SIPROTEC Dashboard oder PQ Advisor Premium
- IEC 61850 GOOSE Kommunikation zwischen den Geräten, z.B. Verriegelungen
- Fehleranalyse z.B. Wiedergabe von Störschrieben
- Cybersecurity-Funktionen (Syslog, RADIUS)
- Individuelle und intuitive Schulungen von SIPROTEC 5

Kundennutzen

Spart Zeit und erhöht die Qualität während des gesamten Lebenszyklus Ihres Systems.

- Testen des Energieautomatisierungssystems in Minuten, ohne Hardware, ohne Zusatzaufwand und das ortsunabhängig rund um die Uhr.
- Schnellere Zuschaltung neuer Systeme dank kürzerer Projektlaufzeiten
- Reduzierte OPEX mit kürzeren Ausfällen sorgen für höhere Verfügbarkeit dank besserer Vorprüfung (einschl. Patches)
- Reduzierte Investitionskosten (CAPEX) in Testgeräten
- Schnelle und realistische Fehleranalyse durch einfache Reproduzierbarkeit des Verhaltens von Produkten und Systemen
- Flexibles, kontinuierliches und personalisiertes Training in einer virtuellen Testumgebung basierend auf realen Systembedingungen



[sc_SIPROTEC DigitalTwin energy aut, 1, de_DE]

Bild 4.4/1 SIPROTEC DigitalTwin innerhalb des Energieautomatisierungssystems

SIPROTEC 5 Compact – Engineering

SIPROTEC DigitalTwin –

Testen des Gerätes

- Einspeisung statischer Ströme und Spannungen
- Simulation von Binäreingängen und analogen Werten
- Gerätebetrieb (Display, LED)



[sc_SIPROTEC-DigitalTwin-Analog-Values, 1, ...]

Bild 4.4/2 SIPROTEC DigitalTwin – Analoger Wert

Testen der Schutzfunktion

- Mit statischen Werten
- Mit COMTRADE Wiedergabe
- Mit State Sequencer



[sc_SIPROTEC-DigitalTwin-Analog-Values-Vector, 1, ...]

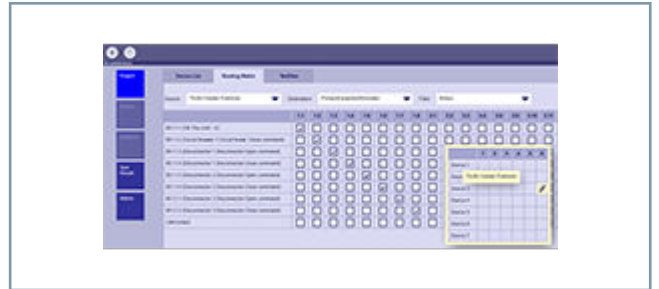
Bild 4.4/3 SIPROTEC DigitalTwin – Vektor Analogere Werte

Cybersecurity

- Windows Server
- Security Logs
- Role-Based Access Control (RBAC)

Kommunikation

- SCADA-Systeme
- Ethernet basierende Stationsprotokolle
- Schutzdatenübertragung
- Fernwirkchnittstellen
- Webbasierte Schnittstellen (SIPROTEC 5 Web UI)
- IoT-Connectivity / GridEdge

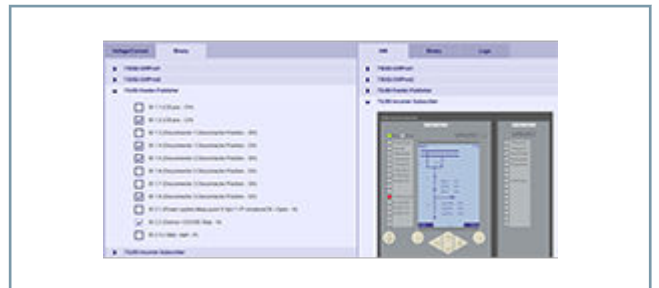


[sc_SIPROTEC-DigitalTwin-Binary-Inputs, 1, ...]

Bild 4.4/4 SIPROTEC DigitalTwin – Binäreingang

IEC 61850 Kommunikation

- GOOSE, MMS und Verriegelungen
- SCADA Systeme
- Prozessbus



[sc_SIPROTEC-DigitalTwin-Binary-Outputs, 1, ...]

Bild 4.4/5 SIPROTEC DigitalTwin – Binärausgang

Transparenz für höhere Effizienz

Schutzgeräte befinden sich im Herzen unserer Netzinfrastruktur. Sie arbeiten unauffällig in Unterstationen und lauschen dem AC-50-Hz- oder AC-60-Hz-Herzschlag der Leitungen. Wenn sie allerdings aktiv werden, zählt wirklich jede Millisekunde, um Schalthandlungen zu initiieren, die Katastrophen verhindern und den Netzbetreiber über ein spezifisches Fehlerbild informieren. Hier kommt das SIPROTEC Dashboard ins Spiel.

Die Cloud-basierte Applikation SIPROTEC Dashboard ist Teil unserer Grid Diagnostic Suite und profitiert von einer neuen Kommunikationsarchitektur. Denn SIPROTEC 5-Geräte kommunizieren nicht nur mit der Stationsautomatisierungsebene, sondern auch mit dem neuen SICAM GridEdge-Knoten und über diesen mit der MindSphere-Cloud. Damit lässt sich das Beste aus 2 Welten erreichen: vollständige Datentransparenz auf der Edge-Ebene und ein netzweiter Datenüberblick in der Cloud unter Einhaltung modernster Cybersecurity-Standards dank der Entkopplung der Feldgeräte von der Cloud.

Arbeitserleichterung für das Wartungspersonal

Mit dem SIPROTEC Dashboard kann das Betriebspersonal Störungen im Netz leichter beheben. Anstatt auf Informationen von der Leitstelle zu warten, können sie nun direkt auf wichtige Daten eines ausgelösten Schutzgerätes, z.B. Störfallmeldepuffer und Störschriebe, zugreifen – auch ohne vor Ort zu sein. Das neue SIPROTEC Dashboard enthält verschiedene Ansichten für alle Relais im Netz, darunter eine Kartenansicht, eine Stationsansicht und eine Geräteansicht.

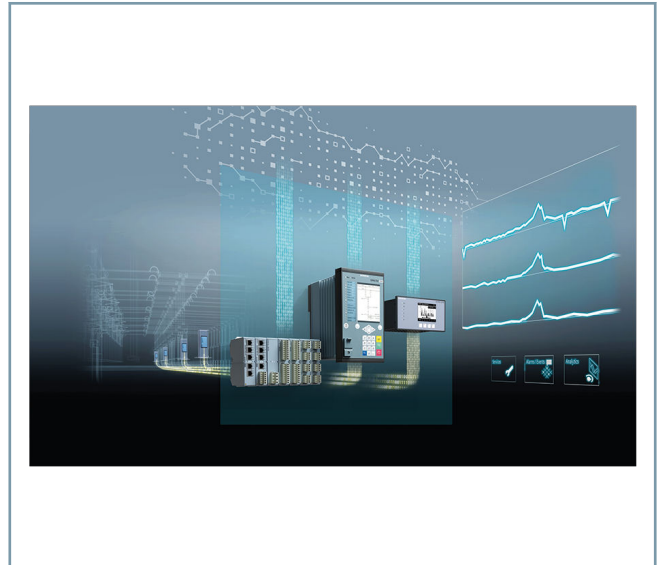
Des Weiteren bietet das Dashboard zusätzliche Einblicke in kompakte Zustandsüberwachungsparameter wie den geschalteten Fehlerstrom (I^2t) oder Temperaturheißpunkte von Transformatoren oder Schaltanlagen – äußerst hilfreiche Anhaltspunkte für eine frühzeitige Bewertung der Situation vor Ort.

Bei der Fehlerklärung von Schutzgeräten sorgt das Thema Firmware-Versionen für zusätzliche Komplexität. Sind alle Geräte auf demselben Stand? Ist überall die aktuelle Version installiert? Mithilfe unserer neuen Firmware-Prüffunktionalität können die Firmware-Versionen in einer Unterstation oder sogar im gesamten Netz auf einen Blick analysiert und miteinander verglichen werden.

Mit übersichtlichen und aufschlussreichen Ansichten zu Ihren Schutzgeräten stellt das SIPROTEC Dashboard insgesamt eine neue und innovative Ergänzung zu unseren SIPROTEC-Geräten dar.

Die Vorteile auf einen Blick

- Vereinfachte Workflows für schnellere Reaktionszeiten
- Verbesserte Netzverfügbarkeit und Service-Qualität
- Vollständige Unterstützung der SIPROTEC- und Reyrrolle-Geräte sowie herstellerübergreifende Unterstützung für IEC 61850-fähige Schutzgeräte
- Höchste Cybersecurity-Standards



[IoT, 1, ...]

Bild 4.5/1 Grid Diagnostic Suite

Die wichtigsten Produktmerkmale

Überwachung des Zustands Ihrer Schutzgeräte:

Mehrere Ansichten

- Kartenansicht, Stationsansicht, Geräte- und Messwertansicht
- Drill-Down-Option für jedes Ereignis

Störfallanalyse

- Automatisierter Abruf von Störschrieben und Störfallmeldepuffer
- Störschriebvisualisierung

Geräte-Management

- Firmware-Überprüfung auf Stations- und Netzebene
- Einstellungsüberwachung auf Stations- und Netzebene

SICAM GridEdge

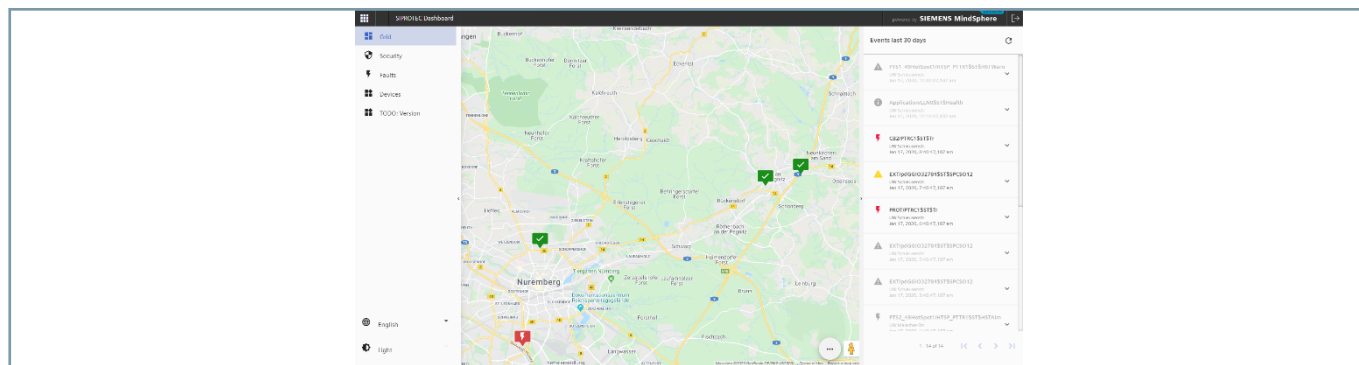
- Volle Datentransparenz durch direkten Gerätezugriff
- Herstellerübergreifende Kompatibilität für IEC 61850-fähige Schutzgeräte
- Modulare, erweiterbare Funktionalität dank Applikationen in Containern
- Sichere Entkopplung der Schutzgeräte zur Cloud

Ansichten zur Zustandsüberwachung

- I^2t -Statistik bei Leistungsschaltern
- Heißpunktmessungen für Transformatoren und Schaltanlagen
- Statistik zu Trafostufenstellungen

SIPROTEC 5 Compact – Engineering

SIPROTEC Dashboard



[sc_SIPROTEC_Dashboard, 1, _-]

Bild 4.5/2 IoT Architektur für Energieautomatisierungssysteme

Beschreibung

Das Benutzerprogramm SIGRA unterstützt Sie bei der Analyse der Störfälle Ihres Netzes. Das Programm bereitet die während der Störung aufgezeichneten Daten grafisch auf und berechnet aus den gelieferten Messwerten ergänzend weitere Größen wie Impedanzen, Leistungen oder Effektivwerte, die Ihnen die Auswertung des Störschriebes erleichtern.

Die Größen lassen sich in den Diagrammen der Ansichten **Zeitsignale**, **Vektordiagramme**, **Ortskurven**, **Oberschwingungen** und **Fehlerorter** frei wählen und in der Ansicht **Tabelle** darstellen.

Nach einem Netzfehler ist es besonders wichtig, den Fehler schnell und vollständig zu analysieren, so dass die entsprechenden Maßnahmen sofort aus der Ursachenanalyse abgeleitet werden können. Dadurch kann der ursprüngliche Netzzustand wiederhergestellt und die Ausfallzeit auf ein absolutes Mindestmaß reduziert werden.

Neben der gewohnten Zeitsignaldarstellung der aufgezeichneten Messgrößen ist die aktuelle Version auch dafür ausgelegt, Vektor-, Torten- und Balkendiagramme zur Darstellung der Harmonischen und Datentabellen anzuzeigen. Aus den in den Störschrieben aufgezeichneten Messwerten berechnet SIGRA weitere Werte, beispielsweise fehlende Größen im 3-phasigen Netz, Impedanzen, Ausgaben, symmetrische Komponenten. Mit 2 Cursor kann die Fehlerspur einfach und bequem ausgewertet werden. Mithilfe von SIGRA lassen sich aber auch weitere Störschriebe hinzufügen. Die Signale eines anderen Störschriebes (z.B. vom Gegenende der Leitung) werden über Drag & Drop zum aktuellen Signalmuster hinzugefügt.

SIGRA ermöglicht die Anzeige von Signalen aus verschiedenen Störschrieben in einem Diagramm sowie eine voll automatische Synchronisation dieser Signale auf eine gemeinsame Zeitbasis. Neben der genauen Bestimmung der Einzelheiten des Leitungsfehlers ist der Fehlerort von besonderem Interesse.

Eine genaue Bestimmung des Fehlerorts erspart Zeit, die der Benutzer zu einer Vor-Ort-Inspektion des Fehlers verwenden kann. Auch diese Funktion wird von SIGRA unterstützt über die Funktion der **Offline-Fehlerortung**. SIGRA kann für alle Störschriebe im COMTRADE-Dateiformat verwendet werden.

Die Funktionen und Vorteile von SIGRA können häufig nur direkt am Produkt optimal gezeigt werden. Daher steht SIGRA als 30-tägige Testversion zur Verfügung.

Funktionen

- 6 Diagrammtypen:
 - Zeitsignaldarstellung (Standard)
 - Tortendiagramm (z.B. für RX)
 - Vektordiagramm (Auslesen von Winkeln)
 - Balkendiagramm (z.B. zur Darstellung der Harmonischen)
 - Tabelle (Listenwerte verschiedener Signale zum gleichen Zeitpunkt)
 - Fehlerortung (zum Anzeigen des Fehlerorts)
- Berechnung von Zusatzwerten, z.B. Mitimpedanzen, Effektivwerte, symmetrische Komponenten, Vektoren



[sc_SIGRA_Splash, 1, ...]

Bild 4.6/1 Störschriebeanalyse mit SIGRA

- 2 Cursor für die Messwerte werden in jeder Ansicht synchronisiert
- Leistungsstarke Zoomfunktion
- Benutzerfreundliche Konfiguration per Drag & Drop
- Innovative Signalkonfiguration in übersichtlicher Matrix
- Zeitsparende Benutzerprofile, die den einzelnen Gerätetypen oder -reihen zugewiesen werden können
- Hinzufügen weiterer Störschriebe zu dem bestehenden Störschrieb
- Synchronisation von verschiedenen Störschrieben auf eine gemeinsame Zeitbasis
- Einfache Dokumentation durch Kopieren von Diagrammen in Dokumente von anderen MS-Office-Programmen
- Offline-Fehlerortbestimmung

Hardware-Voraussetzungen

Um mit SIGRA zu arbeiten, benötigen Sie einen PC oder ein Notebook mit folgenden Mindestvoraussetzungen, die unabhängig von der Version des verwendeten Betriebssystems sind:

- Intel® Celeron® Dual Core 2,2 GHz (Ivy/Sandy Bridge) oder vergleichbares
- 2 GB RAM (8 GB empfohlen)
- Grafik-Display mit einer Auflösung von 1024 Pixel x 768 Pixel (1280 Pixel x 1024 Pixel empfohlen)
- 5 GB freier Festplattenspeicher

SIPROTEC 5 Compact – Engineering

SIGRA

Betriebssystem	Version/Typ	Updates	PC ¹¹	VM ¹²	32-Bit ¹³	64-Bit ¹⁴
Windows 10	Professional	1803;1809;1903	+	+	+	+
Windows 10	Enterprise	1803;1809;1903	+	+	+	+
Windows 7	Professional	SP1 ¹⁵	+	+	+	+
Windows 7	Enterprise	SP1 ¹⁵	+	+	+	+
Windows 7	Ultimate	SP1 ¹⁵	+	+	+	+
Windows Server 2019	Standard	–	+	–	–	+

Tabelle 4.6/1 Unterstützte und getestete Betriebssysteme

Virtuelle Maschinen

SIGRA unterstützt virtuelle Maschinen der Firma VMware ab den folgenden Versionen:

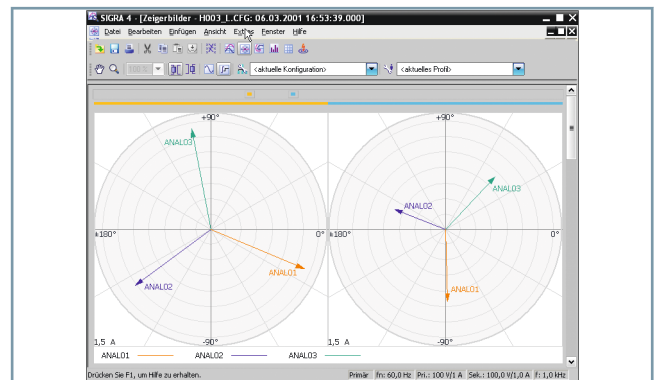
- VMware Workstation V6.5.0
- VMware Player V3.1.2
- VMware Tools for Windows V8.4.4

Weitere Informationen erhalten Sie unter: <https://www.vmware.com>

Der Einsatz anderer Windows- und älterer VMware-Versionen erfolgt auf eigene Verantwortung.

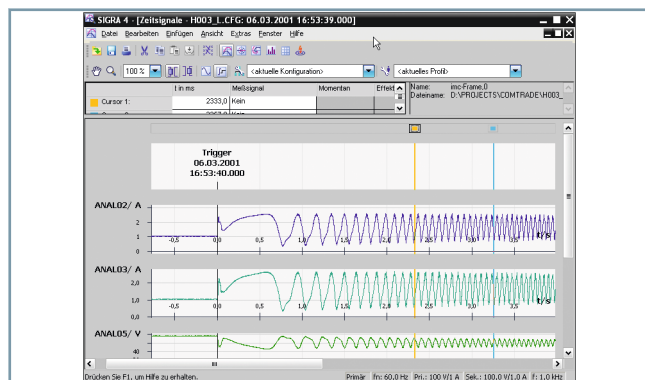
Bediensprachen:

Deutsch, Englisch, Französisch, Spanisch, Italienisch, Chinesisch, Russisch, Türkisch (wählbar)



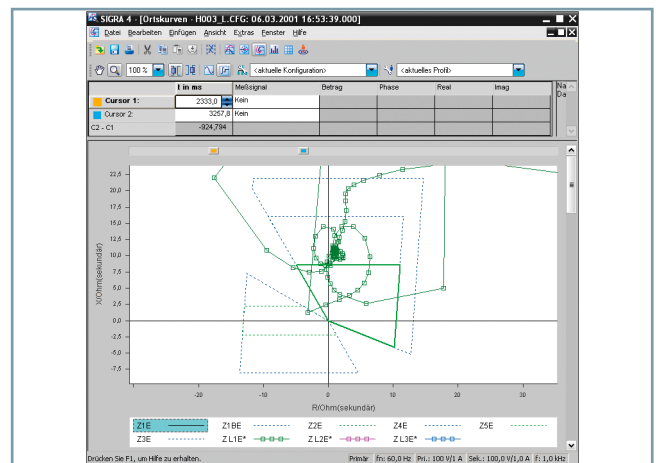
[sc_VectorDiagram, 1, de_DE]

Bild 4.6/3 SIGRA-Zeigerdiagramm



[sc_TimeSignalsDiagram, 1, de_DE]

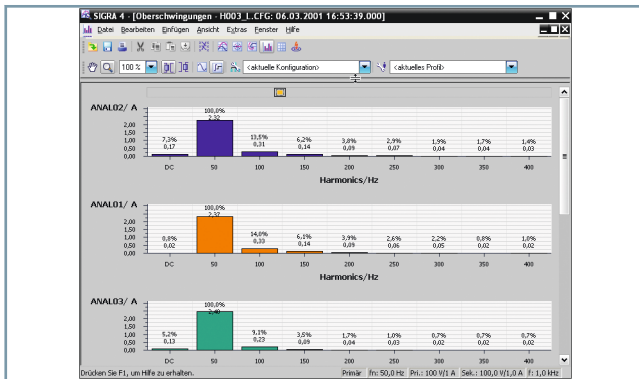
Bild 4.6/2 SIGRA-Zeitsignale



[sc_circle diagram, 1, de_DE]

Bild 4.6/4 SIGRA-Ortskurven

11 PC: Windows Rechner
 12 VM: virtuelle Maschinen (z.B. VMWare)
 13 32-Bit: Betriebssystem mit 32-bit Unterstützung (DIGSI 5 kann auf einem 32-bit Betriebssystem weder installiert noch verwendet werden)
 14 64-Bit: Betriebssystem mit 64-bit Unterstützung
 15 Einschließlich des Sicherheitsupdates KB3033929 oder eines anderen Sicherheitspatches, der dieses Sicherheitsupdate enthält



[sc_Oberschwingung_1_de_DE]

Bild 4.6/5 SIGRA-Oberschwingungen

DIGSI 5, IEC 61850 und SIGRA unterstützen Sie optimal und ganzheitlich für Ihr SIPROTEC 5-Projekt:

- Leistungsstarke und effektive Auswertung von Störschrieben
- Integriertes System- und Geräte-Engineering
- Grafische Benutzeroberfläche erleichtert und beschleunigt die Projektierung
- Applikationsvorlagen und Funktionsgruppen als Abbild der Primärapplikation und der Primärobjekte, wie z.B. Leitung oder Leistungsschalter, gewährleisten eine anwendergerechte Arbeits- und Sichtweise
- Test- und Simulations-Werkzeuge bieten optimale Plausibilitätsprüfungen

Anhang

Auswahl- und Bestelldaten

Auswahl- und Bestelldaten

5.1

Beschreibung	Varianten	Bestell-Nr.																	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
Universelles Schutzgerät		7	S	X	8	0	0	0	-	3	□	□	5	□	-	1	□	A	0
											▲	▲		▲			▲		
Binäreingänge/-ausgänge																			
	4 BE, 5 BA (4 F, 1 Life)										A								
	14 BE, 11 BA (10 F, 1 Life)										B								
	17 BE, 8 BA (7 F, 1 Life)										C								
Messeingänge																			
	4 x Ip, 4 x U										A								
	3 x Ip, 1 x lee, 4 x U										B								
Ansicht Vorderseite																			
	Standard													0					
	US													1					
Ethernet-Schnittstelle (Port F)																			
	Ethernet elektrisch																	B	
	Ethernet optisch																		C
Funktionspunktebudget																			
	1 Funktionspunkt	7	X	X	8	1	5	2	-	1	A	A	□	□	-	□	□	□	□

Tabelle 5.1/1 SIPROTEC 7SX800 Auswahl- und Bestelldaten

Erstellen Sie SIPROTEC 5-Lizenzdateien (DAF) und verwalten Sie Ihre Funktionspunktebudgets mit dem [SIPROTEC Funktionspunkte-Manager](#). Voraussetzung ist die Registrierung im Funktionspunkte-Manager und die Erstellung eines Budget-Kontos.

Verwenden Sie zur Bestellung von SIPROTEC-Funktionspunkten die kontospezifische Artikelnummer, die Ihnen im Funktionspunkte-Manager angezeigt wird. Bestellen Sie Funktionspunkte bei Ihrem regionalen Vertriebspartner oder im [SiePortal](#).

Weitere Erläuterungen finden Sie unter [siemens.de/siprotec-funktionspunkte-manager](https://www.siemens.de/siprotec-funktionspunkte-manager).

Mit der Bestellung akzeptieren Sie die folgenden Geschäftsbedingungen: [siemens.com/fpm-terms](https://www.siemens.com/fpm-terms).

Funktionen/Funktionspunkte siehe nächste Seite

ANSI	Funktion	Funktionspunkte (FP)
	Schutzfunktionen für 3-polige Auslösung	Basis (0)
14	Blockierter Läufer	
37	Unterstromschutz	
46	Gegensystem-Überstromzeitschutz	
46	Schieflastschutz	
49	Thermischer Überlastschutz	
49R	Thermischer Überlastschutz Läufer (Motor)	
50/51	Überstromzeitschutz, Phasen	
	Schnellauslösung bei Zuschalten auf Fehler (SOTF)	
50HS	Hochstrom-Schnellabschaltung	
50/51	Überstromzeitschutz mit Mitsystemstrom I1	
50N/51N	Überstromzeitschutz, Erde	
50N/51N	Überstromzeitschutz, 1-phasig	
50Ns/51Ns	Empfindlicher Erdstromschutz für gelöschte und isolierte Netze (3I0>, 3I0-harm>)	
	Erdschlusserfassung über Pulsortung	
	Intermittierender Erdfehlerschutz	
50BF	Leistungsschalter-Versagerschutz, 3-polig	
50RS	Leistungsschalter-Rückzündeüberwachung	
59C	Spitzenüberspannungsschutz, 3-phasig, für Kondensatoren	
60C	Stromunsymmetrieschutz für Kondensatorbänke (1-phasig)	
74TC	Auslösekreisüberwachung	
74CC	Ein-Kreisüberwachung	
79	Automatische Wiedereinschaltung, 3-polig	
86	Einschaltsperr	
87N	Erdfehler-Differentialschutz	
	Messwerte - Erweitert: Min, Max, Mittel	
	Schaltstatistikzähler	
	Power Quality – Basis, Messwerte: THD (Total Harmonic Distortion) und Harmonische (Strom)	
	CFC (Standard, Steuerung, Arithmetik)	
	Leistungsschalter-Abnutzungsmonitoring	
	Schaltfolgen-Funktion	
	Einschaltstromerkennung	
	Externe Einkopplung	
	Steuerung	
	Störschreibung analoger und binärer Signale	
	Überwachung	
	Cybersecurity: Role-Based Access Control	
	Cybersecurity: Authentisierter Netzzugriff mittels IEEE 802.1x	
SSR	Slow-Scan-Schreiber	
CR	Kontinuierlicher Schreiber	
TR	Trendschreiber	

Tabelle 5.1/2 Standardfunktionspaket (Strombasierte Funktionen und Cybersecurity)

Anhang

Auswahl- und Bestelldaten – Funktionen/Funktionspunkte

5.1

ANSI	Funktion	FP
	Spannungsmessung	40
24	Übererregungsschutz	
25	Synchrocheck, Synchronisierungsfunktion	
27	Unterspannungsschutz: 3-phasig oder Mitsystem U1 oder universal Ux	
27R, 59R	Spannungsänderungsschutz	
	Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (QU-Schutz)	
32,37	Leistungsschutz Wirk-/Blindleistung	
32R	Rückleistungsschutz	
46	Gegensystem-Überstromzeitschutz mit Richtung	
47	Überspannungsschutz: Gegensystem U2 oder Gegensystem U1/Mitsystem U1	
51V	Spannungsabhängiger Überstromzeitschutz	
59, 59N	Überspannungsschutz: 3-phasig oder Nullsystem U0 oder Mitsystem U1 oder universal Ux	
	Spannungsschutz gemäß CEI 0-16 Standard	
60	Spannungsvergleichsüberwachung	
67	Gerichteter Überstromzeitschutz, Phasen	
67N	Gerichteter Überstromzeitschutz, Erde	
67Ns	Empfindliche Erdschlusserfassung für gelöschte und isolierte Netze inkl. a) 3I0> b) U0>, c) Cos-/SinPhi, d) Erdschlusswischer, e) Phi(U,I), f) Admittanz	
	Gerichteter intermittierender Erdfehlerschutz	
81	Frequenzschutz: f> oder f< oder df/dt	
81U	Automatische Frequenzentlastung	
	Vektorsprungschutz	
FL	Fehlerorter, 1-seitig	
FL+	Fehlerorder Plus, 1-seitig	
	Power Quality – Basis, Messwerte: THD (Total Harmonic Distortion) und Harmonische (Spannung)	

Tabelle 5.1/3 Spannungsbasiertes Funktionspaket

ANSI	Funktion	FP
48	Anlaufzeitüberwachung für Motoren	5
50L	Lastsprungschutz	5
66	Wiedereinschaltsperr für Motoren	5

Tabelle 5.1/4 Motorschutzfunktionen

	Ethernet-Protokolle	FP
	IEC 61850-8-1	50
	Modbus TCP	
	IEC 60870-5-104	
	DNP3	
	PROFINET IO	
	Redundanzprotokolle RSTP/PRP/HSR	

Tabelle 5.1/5 Kommunikationspaket – Ethernet-Protokolle

Serielle Protokolle		FP
	IEC 60870-5-103	20
	DNP3	
	Modbus RTU	

Tabelle 5.1/6 Kommunikationspaket – Serielle Protokolle

Messwerte		FP
	Spannungsunsymmetrie (benötigt Spannungsbasierte Schutzfunktionen)	20
	Spannungsschwankungen – Überwachung von Spannungseinbrüchen, Überspannungen und Spannungsunterbrechungen (benötigt Spannungsbasierte Schutzfunktionen)	30
	TDD – Total Demand Distortion	10
	PQ-10/12 Zykluswerte für Kontinuierlichen Schreiber	25
	PQ-Trend Werte für Trend Rekorder	25
	PQ-Flicker Werte für Trend Rekorder	25

Tabelle 5.1/7 PQ – Basis

Für Länder in denen der SIPROTEC Funktionspunkte Manager noch nicht verfügbar ist, können Sie die Geräte vorkonfiguriert mit Funktionspunkten bestellen. Folgende Optionen sind verfügbar:

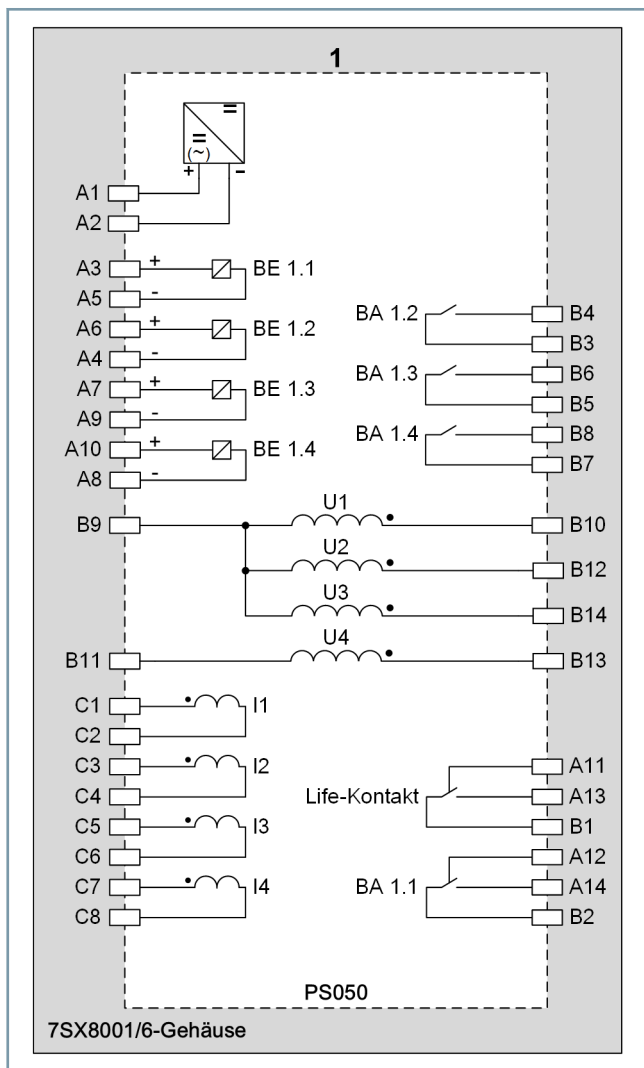
Vorkonfiguration	Kurzangabe
20 Funktionspunkte	ZP02
50 Funktionspunkte	ZP05
100 Funktionspunkte	ZP10
150 Funktionspunkte	ZP15
200 Funktionspunkte	ZP20

Anhang

Zubehör

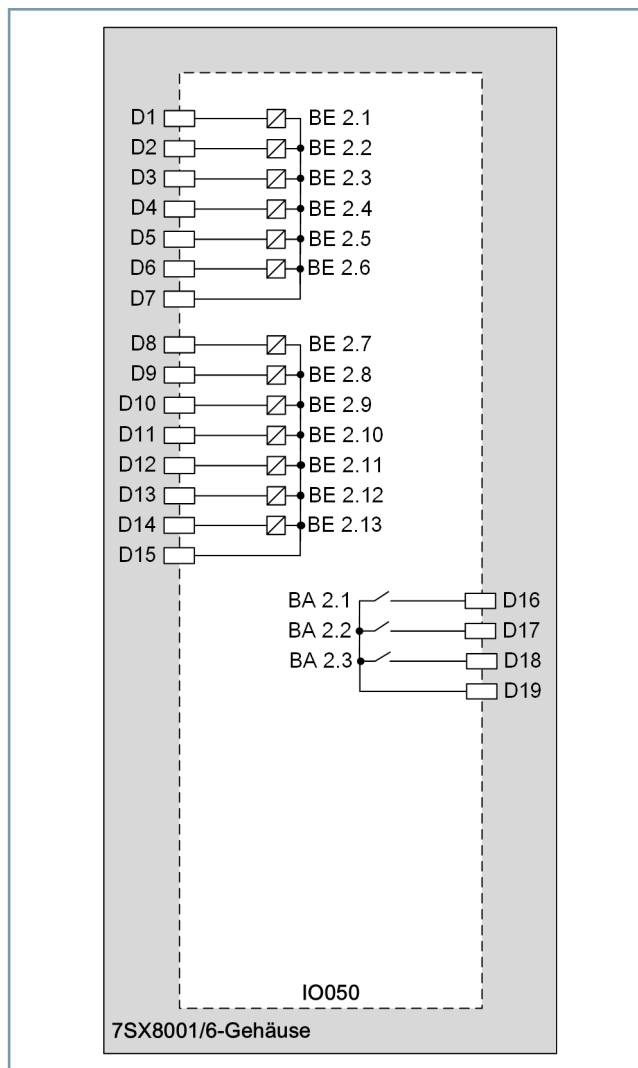
Gruppe	Zubehör	Artikel pro Verpackungseinheit	Bestell-Nr.
Klemme	Spannungsklemme, Klemmenblock, 14-polig	8	7XX8400-0VA00
Klemme	Stromklemme, 4 x Schutz	1	7XX8410-0CF00
Klemme	Stromklemme, 3 x Schutz und 1 x Messung	1	7XX8410-0CG00
Klemme	2-poliger Querverbinder für Stromklemme	3	7XX8400-0XA00
Klemme	Klemmen für Erweiterungsmodul	2	7XX8410-0TE00
Klemme	2-poliger Querverbinder für Spannungsklemme	6	7XX8400-0XB00
Klemme	Abdeckung für Stromklemmenblock	1	7XX8400-0XC00
Klemme	Abdeckung für Spannungsklemmenblock	8	7XX8400-0XD00
Klemme	Transportsicherung Stromklemme	2	7XX8400-0XE00
Klemme	Transportsicherung Spannungsklemme	10	7XX8400-0XF00
Klemme	Klemmensatz für Direktanschluss an 400 V Niederspannung	4	7XX8400-0TD00
Zubehör	USB-Abdeckung	10	7XX8310-0MK00
Zubehör	Satz Winkelschienen	2	7XX8300-0ME00
Zubehör	Schalttafel- aufbau- Montagerahmen (um ein Gerät im Schalttafel- aufbau zu montieren)	1	7XX8310-0MG00
Zubehör	DIGSI 5 USB-Kabel 2.0	1	7XX8300-0CE00
Zubehör	SFP RJ45	10	7XX8300-0EB00
Zubehör	Y-Adapterkabel für serielle Kommunikation	1	7XXV5103-2CA00
Zubehör	RS485-Busabschlussstecker	1	7XXV5103-5BA00
Zubehör	IRIG B-Adapterkabel	1	7XX8310-0CG00

Tabelle 5.2/1 Zubehör



[sv_PS050, 1, de_DE]

Bild 5.3/1 PS050 – Anschlussplan



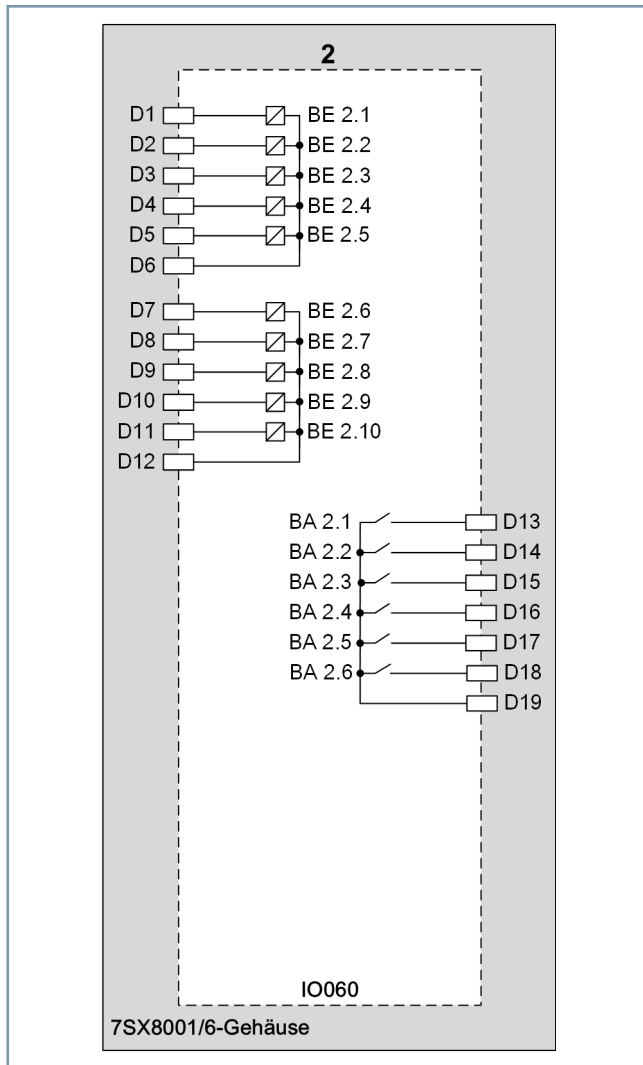
[dw_IO050, 1, de_DE]

Bild 5.3/2 IO050 – Anschlussplan

Anhang

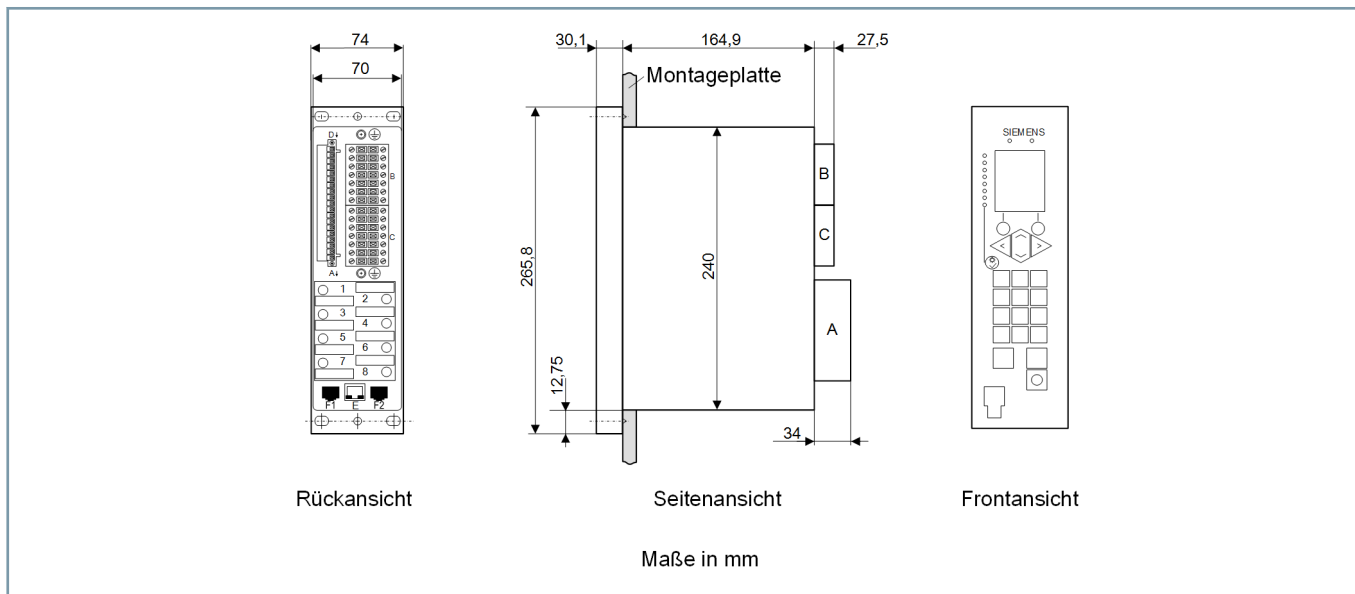
Anschlusspläne

5.3

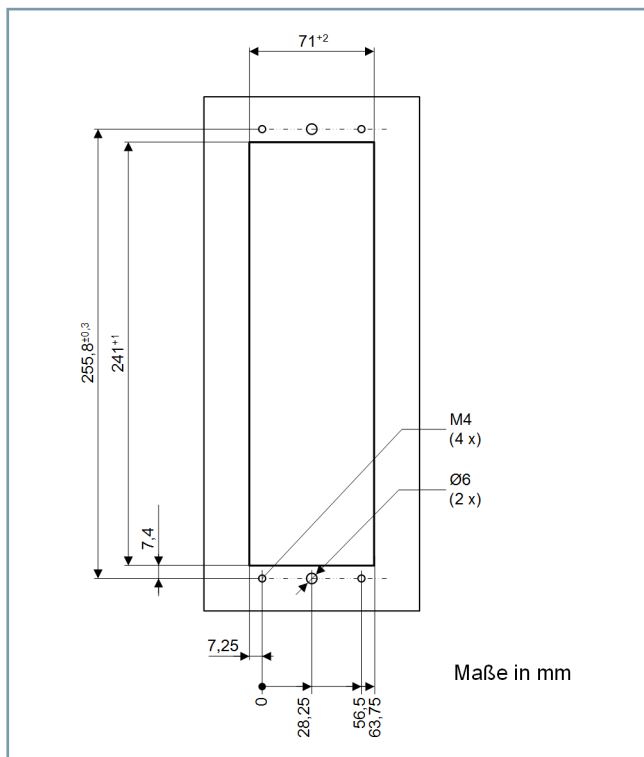


[dw_IO60, 1, de_DE]

Bild 5.3/3 IO60 – Anschlussplan



[dw_SIP5-compact_dimensional_drawing_2_de_DE]



[dw_drilling_surface_mounting_in_SIP5Comp_1_de_DE]

Anhang

Gruppierung von Messwerten

5.5

Messwert	Beschreibung
Gruppierung von Basismesswerten	
Betriebsmesswerte	<p>Effektivwertberechnung und Leistungsberechnung nach Definition</p> <p>Leiterströme I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}</p> <p>Erdstrom I_N, I_{N5} (empfindlich)</p> <p>Leiter-Erde-Spannungen U_{L1}, U_{L2}, U_{L3}</p> <p>Leiter-Leiter-Spannungen U_{12}, U_{23}, U_{31}</p> <p>Verlagerungsspannung U_{NE}</p> <p>Frequenz f</p> <p>Leistungen P, Q, S (3-phasig und leiterspezifisch)</p> <p>Leistungsfaktor f</p>
Grundswingungs- und symmetrische Komponenten	<p>Berechnung von Zeigergrößen über Fourierfilter bzw. gemäß Transformationsvorschrift</p> <p>Leiterströme $\underline{I}_{L1}, \underline{I}_{L2}, \underline{I}_{L3}$</p> <p>Erdstrom $\underline{I}_N, \underline{I}_{N5}$ (empfindlich)</p> <p>Leiter-Erde-Spannungen $\underline{U}_{L1}, \underline{U}_{L2}, \underline{U}_{L3}$</p> <p>Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}, \underline{U}_{23}, \underline{U}_{31}$</p> <p>Verlagerungsspannung \underline{U}_{NE}</p> <p>Symmetrische Komponenten $\underline{I}_0, \underline{I}_1, \underline{I}_2, \underline{U}_0, \underline{U}_1, \underline{U}_2$</p>
Energiewerte	<p>Zählwerte werden für Wirk- und Blindenergie ermittelt. Umspeicherzeit, Umspeicherintervall und Zählmodus sind einstellbar. Die Umspeicherung kann auch über einen Binäreingang angestoßen werden. Folgende Zählwerte sind verfügbar:</p> <p>Wirkenergie W_{p+} (Abgabe), W_{p-} (Bezug)</p> <p>Blindenergie W_{q+} (Abgabe), W_{q-} (Bezug)</p>
Statistikwerte	<p>Es werden folgende Statistikwerte gebildet:</p> <p>Summe der primären Ausschaltströme gesamt</p> <p>Zahl der veranlassten Auslösungen des Leistungsschalters gesamt</p>
Gruppierung von erweiterten Messwerten	
Mittelwerte	<p>Die Mittelwerte können auf Basis der Betriebsmesswerte und der symmetrischen Komponenten gebildet werden. Das Zeitfenster für die Mittelwertbildung und das Ausgabeintervall sind parametrierbar.</p>
Minimalwerte und Maximalwerte	<p>Die Minimal-/Maximalwerte können auf Basis der Betriebsmesswerte, der symmetrischen Komponenten sowie ausgewählter Messwerte (z.B. von Mittelwerten) gebildet werden. Die Anzeige der Minimal- und Maximalwerte enthält den Zeitpunkt ihres Auftretens. Die Berechnung ist gegen kleinere Werteschwankungen bei Strömen und Spannungen stabilisiert.</p>

Folgend finden Sie einen Auszug der Technischen Daten zu SIPROTEC 5 Compact. Weitere Informationen finden Sie im aktuellen Handbuch **SIPROTEC 5 Compact** unter www.siemens.com/siprotec oder unter *SIOS*

Spannungseingang

Alle Strom-, Spannungs- und Leistungsdaten sind als Effektivwert angegeben.	
Nennfrequenz f_{nenn}	50 Hz, 60 Hz
Messbereich	0 V bis 200 V
Bürde	< 0,1 VA
Thermische Belastbarkeit	230 V dauernd

Stromversorgung

Stromversorgung über integrierte Stromversorgung	
Zulässige Spannungsbereiche	DC 19 V bis DC 250 V AC 92 V bis AC 265 V bei 50 Hz, 60 Hz
Hilfennennspannung U_H	DC 24 V, 48 V, 60 V, 110 V, 220 V AC 100 V, 230 V bei 50 Hz, 60 Hz
Überlagerte Wechselspannung, Spitze-Spitze, IEC 60255-11, IEC 61000-4-17	$\leq 15\%$ der DC-Hilfennennspannung (gilt nur für Gleichspannung)
Einschaltstrom	≤ 18 A
Empfohlene externe Absicherung	Leitungsschutzschalter 6 A, Charakteristik C nach IEC 60898
Interne Sicherung	
DC 24 V bis DC 250 V AC 100 V bis AC 230 V 4 A träge, AC 250 V, DC 300 V, UL recognized SIBA Typ 179200	
Leistungsaufnahme (Life-Relais aktiv)	
	DC AC 230 V AC 100 V
	12 W 42 VA, Leistungsfaktor $\geq 0,25$ 28 VA, Leistungsfaktor $\geq 0,35$
Überbrückungszeit bei Ausfall oder Kurzschluss der Hilfsspannung IEC 61000-4-11 IEC 61000-4-29	In jedem zulässigen AC- und DC-Spannungsbereich ≥ 50 ms

Binäreingang

Standardbinäreingang	
Nennspannungsbereich	DC 24 V bis 250 V
Stromaufnahme, angeregt	Ca. DC 0,6 mA bis 2,5 mA (unabhängig von der Betätigungsspannung)

Standardbinäreingang		
Leistungsaufnahme, max.	0,6 W	
Anregezeit	Ca. 3 ms	
Rückfallzeit ¹⁶	Kapazitive Last (Zuleitungskapazität)	Rückfallzeit
	< 5 nF	< 4 ms
	< 10 nF	< 6 ms
	< 50 nF	< 10 ms
	< 220 nF	< 35 ms
Betätigungsspannung	Passen Sie die im Gerät einzustellende Binäreingangsschwelle an die Betätigungsspannung an.	
	Bereich 1 für 24 V, 48 V und 60 V Betätigungsspannung	$U_{\text{low}} \leq \text{DC } 10 \text{ V}$ $U_{\text{high}} \geq \text{DC } 19 \text{ V}$
	Bereich 2 für 110 V und 125 V Betätigungsspannung	$U_{\text{low}} \leq \text{DC } 44 \text{ V}$ $U_{\text{high}} \geq \text{DC } 88 \text{ V}$
	Bereich 3 für 220 V und 250 V Betätigungsspannung	$U_{\text{low}} \leq \text{DC } 88 \text{ V}$ $U_{\text{high}} \geq \text{DC } 176 \text{ V}$
Maximal zulässige Spannung	DC 300 V	
Die Binäreingänge enthalten Störschutzkondensatoren. Um die EMV-Störfestigkeit sicherzustellen, verwenden Sie zum Wurzeln der Binäreingänge die in den Klemmenplänen/Anschlussplänen gekennzeichneten Klemmen.		

5.6

Relaisausgänge

Schnelles Relais (Typ F)	
Einschaltvermögen	Max. 1000 W (L/R = 40 ms)
	Max. 3600 VA (Leistungsfaktor $\geq 0,35$, 50 Hz bis 60 Hz)
Ausschaltvermögen	Max. 30 W (L/R = 40 ms)
	Max. 360 VA (Leistungsfaktor $\geq 0,35$, 50 Hz bis 60 Hz)
Schaltspannung AC und DC	250 V
Zulässiger Strom pro Kontakt (dauernd)	5 A
Zulässiger Strom pro Kontakt (Einschalten und Halten)	30 A für 1 s (Schließer)
Kurzzeitstrom über geschlossenen Kontakt	250 A für 30 ms
Zulässiger Gesamtstrom für gewurzelte Kontakte	5 A
Schaltzeit OOT ¹⁷	Einschaltzeit: typisch: 4 ms; maximal: 5 ms
	Ausschaltzeit: typisch: 2 ms; maximal: 5 ms

¹⁶ Beachten Sie bei zeitkritischen Anwendungen mit Low-Aktiven Signalen die angegebenen Rückfallzeiten. Wenn notwendig, sorgen Sie für eine aktive Entladung des Binäreingangs (z.B. Widerstand parallel zum Binäreingang oder mit Hilfe eines Wechslerkontaktes).

¹⁷ OOT (Output Operating Time): Zusatzverzögerung des verwendeten Ausgabemediums, z.B. 1 ms mit elektronischen Relais

Schnelles Relais (Typ F)	
Nenndaten der Ausgangskontakte gemäß UL-Zulassung	DC 24 V, 5 A, General Purpose
	DC 48 V, 0,8 A, General Purpose
	DC 240 V, 0,1 A, General Purpose
	AC 120 V, 5 A, General Purpose
	AC 250 V, 5 A, General Purpose
	AC 250 V, 0,5 hp
	B300 R300
Störschutzkondensatoren über den Kontakten	4,7 nF, ± 20 %, AC 250 V
Überwachung	2-kanalige Ansteuerung

Leuchtdioden in der Vor-Ort-Bedieneinheit

Status	Farbe	Anzahl
RUN	Grün	1
ERROR	Rot	1
Rangierbar (mit DIGSI 5 einstellbar) Im Betrieb ist nur die eingestellte Farbe nutzbar.	2-farbig: Rot oder grün	8

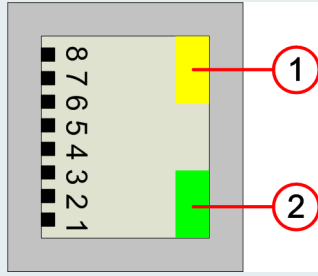
Bedienschnittstelle, frontseitig

An der Gerätefront befindet sich zum Anschluss eines Notebooks oder PCs ein USB-Stecker vom Typ B. Dieser USB-Stecker ist zum Schutz gegen Verschmutzung und Feuchtigkeit mit einer Schutzkappe abgedeckt.

USB	Bedienschnittstelle
Anschluss	USB-Typ B 
Isolationsklasse	PELV (Protective Extra Low Voltage) (gemäß IEC 60255-27)

Integrierte Ethernet-Schnittstelle (Port F)

Dieser Anschluss wird zum Laden des Gerätes mit DIGSI 5 über Ethernet verwendet. Dieser Anschluss ermöglicht auch eine IEC 61850-Ethernet-Kommunikation oder die Kommunikation mit einem anderen Protokoll über Ethernet, z.B. zum Anschluss einer externen Thermobox.

Schnittstelle	Integrierte elektrische Ethernet-Schnittstelle
Anschluss	 (1) LED 1: Gelb (2) LED 2: Grün
Steckertyp	2 x RJ45
Baud-Rate	100 Mbit/s
Protokoll	DIGSI 5-Protokoll (gesichertes Web-Service-Protokoll) IEC 61850 (MMS und GOOSE) Modbus TCP DNP3 IEC 60870-5-104 PROFINET IO
Max. Leitungslänge	20 m mit Ethernet-Patch-Kabel CAT 6 S/FTP, F/FTP oder SF/FTP
Isolationsklasse	SELV (gemäß IEC 60255-27)
Schnittstellen-Design	Entspricht IEEE 802.3, 100Base-TX

Schnittstelle	Integrierte optische Ethernet-Schnittstelle
Steckertyp	2 x Duplex-LC
Wellenlänge	$\lambda = 1300 \text{ nm}$
Baud-Rate	100 Mbit/s
Protokoll	DIGSI 5-Protokoll (gesichertes Web-Service-Protokoll) IEC 61850 (MMS und GOOSE) Modbus TCP DNP3 IEC 60870-5-104 PROFINET IO Sie können weitere Netzwerkdienste wie SNMP, RSTP, PRP, HSR, SNTP und SUP Ethernet ein- und ausschalten.
Max. Leitungslänge	2 km über 62,5 μm /125 μm Multimode-Lichtwellenleiter

Sendeleistung	Minimum	Typisch	Maximum
50 μm /125 μm , NA ¹⁸ = 0,2	-24,0 dBm	-21,0 dBm	-17,0 dBm
62,5 μm /125 μm , NA ¹⁸ = 0,275	-20,0 dBm	-17,0 dBm	-14,0 dBm

¹⁸ Numerische Apertur ($NA = \sin \theta$ (Einkopplungswinkel))

Empfängerempfindlichkeit	Maximal -12,0 dBm Minimal -31,0 dBm
Optisches Budget	Minimal 7,0 dB für 50 µm/125 µm, $NA^{18} = 0,2$ Minimal 11,0 dB für 62,5 µm/125 µm, $NA^{18} = 0,275$
Schnittstellen-Design	Entspricht IEEE 802.3, 100Base-FX
Laser-Klasse 1 nach EN 60825-1/-2	Beim Einsatz von Lichtwellenleitern 62,5 µm/125 µm und 50 µm/125 µm

Die integrierte optische Ethernet-Schnittstelle bietet die Möglichkeit, die standardmäßig mitgelieferten optischen SFPs (Small Form-Factor Pluggable) gegen separat bestellbare elektrische SFPs zu tauschen.

Angaben zur Konformität



Das Produkt entspricht den Bestimmungen des Rates der Europäischen Gemeinschaften zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten betreffend die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV-Richtlinie 2014/30/EU), die Einschränkung der Nutzung von gefährlichen Substanzen in elektrischen und elektronischen Geräten (RoHS-Richtlinie 2011/65/EU) sowie elektrische Betriebsmittel zur Verwendung innerhalb bestimmter Spannungsgrenzen (Niederspannungsrichtlinie 2014/35/EU).

Diese Konformität ist das Ergebnis einer Bewertung, die durch die Siemens AG gemäß den Richtlinien in Übereinstimmung mit der Norm EN 60255-26 für die EMV-Richtlinie, der Norm EN IEC 63000 für die RoHS-Richtlinie und der Norm EN 60255-27 für die Niederspannungsrichtlinie durchgeführt worden ist.

Das Gerät ist für den Einsatz im Industriebereich entwickelt und hergestellt.

Das Erzeugnis steht im Einklang mit den internationalen Normen der Reihe IEC 60255 und der nationalen Bestimmung VDE 0435.

5.7

Haftungsausschluss

Änderungen und Irrtümer vorbehalten. Die Informationen in diesem Dokument enthalten lediglich allgemeine Beschreibungen bzw. Leistungsmerkmale, welche im konkreten Anwendungsfall nicht immer in der beschriebenen Form zutreffen bzw. welche sich durch Weiterentwicklung der Produkte ändern können. Die gewünschten Leistungsmerkmale sind nur dann verbindlich, wenn sie bei Vertragsschluss ausdrücklich vereinbart werden.

Copyright

Copyright © Siemens AG 2022. Alle Rechte vorbehalten.

Weitergabe sowie Vervielfältigung, Verbreitung und Bearbeitung dieses Dokuments, Verwertung und Mitteilung des Inhaltes sind unzulässig, soweit nicht schriftlich gestattet. Alle Rechte für den Fall der Patenterteilung, Geschmacks- oder Gebrauchsmustereintragung sind vorbehalten.

Marken

SIPROTEC, DIGSI, SIGRA, SIGUARD, SIMEAS SAFIR, SICAM und MindSphere sind Marken der Siemens AG. Jede nicht autorisierte Verwendung ist unzulässig.

Herausgeber**Siemens AG**

Smart Infrastructure
Electrification & Automation
Mozartstr. 31 C
91052 Erlangen
Deutschland

Unser Customer Support Center unterstützt Sie
rund um die Uhr.

Siemens AG
Smart Infrastructure – Protection Automation
Customer Support Center
Tel.: +49 911 2155 4466
E-Mail: energy.automation@siemens.com

Artikel-Nr. SIEA-C10017-02
pdf Dokument
KG 032023

Für alle Produkte, die IT-Sicherheitsfunktionen der OpenSSL beinhalten, gilt Folgendes:

This product includes software developed by the
OpenSSL Project for use in the OpenSSL Toolkit.
(<http://www.openssl.org>)

This product includes cryptographic software written
by Eric Young (eay@cryptsoft.com)

This product includes software written
by Tim Hudson (tjh@cryptsoft.com)

This product includes software developed
by Bodo Moeller.