Relion® Schutz und Steuerung

615 Serie
Technisches Handbuch

Power and productivity
for a better world™

Dokument-ID: 1MRS757687
Herausgegeben: 2017-03-24
Revision: B
Produktversion: 5.0 FP1

© Copyright 2017 ABB. Alle Rechte vorbehalten

Copyright

Jedwede Wiedergabe oder Vervielfältigung dieser Unterlagen sowie von deren Bestandteilen ohne schriftliche Genehmigung von ABB Oy ist strengstens untersagt. Die Inhalte derselben dürfen nicht an Dritte weitergegeben noch für jedwede unerlaubte Zwecke genutzt werden.

Die in diesem Dokument beschriebene Soft- oder Hardware ist an Lizenzvereinbarungen gebunden und darf ausschließlich im Einklang mit den entsprechenden Lizenzvereinbarungen benutzt, vervielfältigt oder weitergegeben werden.

Warenzeichen

ABB und Relion sind eingetragene Warenzeichen der ABB Group. Alle sonstigen Marken- oder Produktnamen, die in diesen Unterlagen Erwähnung finden, sind gegebenenfalls Warenzeichen oder eingetragene Markenzeichen der jeweiligen Inhaber.

Gewährleistung

Über die genauen Gewährleistungsbestimmungen informiert Sie gerne Ihr ABB-Handelsvertreter vor Ort.

ABB AG

Calor Emag Mittelspannungsprodukte

Oberhausener Strasse 33

40472 Ratingen, Deutschland

Telefon: +49 (0) 21 02/12–0

Fax: +49 (0) 21 01/12–17 77

http://www.abb.de/mittelspannung

Haftungsausschluss

Die in diesem Handbuch enthaltenen Daten, Beispiele und Diagramme dienen ausschließlich der Beschreibung des Konzepts oder Produkts und dürfen nicht als Erklärung garantierter Eigenschaften angesehen werden. Alle für die Anwendung der in diesem Handbuch bezeichneten Geräte verantwortlichen Personen müssen sich vergewissern, das jede beabsichtigte Anwendung geeignet und zulässig ist. Sie müssen auch sicherstellen, dass alle geltenden Sicherheits- oder anderen Betriebsanforderungen eingehalten werden. Insbesondere tragen Personen oder Stellen, die diese Geräte betreiben, die alleinige Verantwortung für jegliche Gefahr, die von Anwendungen ausgeht, bei denen ein System- und/oder ein Produktfehler zu Sach- oder Personenschäden (u. a. mit Verletzungs- oder Todesfolge) führen kann. Die in diesem Sinne verantwortlichen Personen werden hiermit dazu aufgefordert, sicherzustellen, dass Vorkehrungen getroffen werden, um solche Risiken auszuschließen oder einzugrenzen.

Dieses Produkt wurde für die Verbindung und Kommunikation von Daten und Informationen über eine Netzwerkschnittstelle entwickelt, die an ein sicheres Netzwerk angeschlossen ist. Die für die Netzwerkadministration verantwortliche Person oder Unternehmenseinheit ist ausschließlich dafür verantwortlich, dass eine sichere Verbindung zum Netzwerk sichergestellt wird und die erforderlichen Maßnahmen (z. B. Installation von Firewalls, Anwendung von Authentifizierungsmaßnahmen, Datenverschlüsselung, Installation von Anti-Virus-Software usw.) zum Schutz des Produkts und des Netzwerks, einschließlich des Systems und der Schnittstelle vor Sicherheitsverletzungen, unbefugtem Zugriff, Störungen, Eindringlingen, Verlust bzw. Diebstahl von Daten und Informationen ergriffen werden. ABB ist nicht haftbar für solche Schäden und/oder Verluste.

Dieses Dokument wurde von ABB sorgfältig geprüft. Dennoch sind Abweichungen nicht völlig auszuschließen. Falls Fehler entdeckt werden, möchte der Leser bitte den Hersteller in Kenntnis setzen. Abgesehen von ausdrücklichen vertraglichen Verpflichtungen ist ABB unter keinen Umständen für einen Verlust oder Schaden aufgrund der Verwendung dieses Handbuchs oder der Anwendung der Geräte verantwortlich oder haftbar.

Konformität

Dieses Produkt entspricht den Richtlinien des Rats der Europäischen Union zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die elektromagnetische Verträglichkeit (EMC-Richtlinie 2004/108/EG) und in Bezug auf Ausrüstung für spezifische Spannungsgrenzen (Niederspannungsrichtlinie 2006/95/EC). Diese Konformität ist das Ergebnis von Prüfungen von ABB gemäß der Produktnorm EN 60255-26 für die EMV-Richtlinie und mit den Produktnormen EN 60255-1 und EN 60255-27 für die Niederspannungsrichtlinie. Das Produkt wurde gemäß den internationalen Normen der Serie IEC 60255 entwickelt.

Inhaltsverzeichnis

Abschnitt 1 Einführung 33

Dieses Handbuch 33
Zielgruppe 33
Produktdokumentation 34
Produktunterlagen 34
Frühere Versionen des Dokuments 34
Zugehörige Dokumentation 35
Symbole und Konventionen 35
Symbole 35
Konventionen für dieses Dokument 35
Funktionen, Codes und Symbole 36

Abschnitt 2 615 Serie – Überblick 43

Überblick 43
Versionsverlauf der Produktreihe 44
PCM600 und Connectivity-Package-Version des Geräts 47
Lokale HMI 48
Display 48
LEDs 49
Tastenfeld 49
Web HMI 50
Berechtigungen 51
Audit Trail 52
Kommunikation 54
Selbstregenerierender Ethernet-Ring 55
Ethernet-Redundanz 56
Prozessbus 59
Sichere Kommunikation 60

Abschnitt 3 Basisfunktionen 61

Allgemeine Parameter 61
Selbstüberwachung 73
Interne Fehler 73
Warnungen 76
LED-Anzeigensteuerung 78
Funktionsblock 78
Funktionalität 78
Programmierbare LEDs 79
Funktionsblock 79
Funktion 79

Signale....82
Einstellungen....83
Überwachte Daten....86
Zeitsynchronisierung....86
Zeithauptüberwachung GNRLLTMS....86
Funktionsblock....86
Funktion....87
Signale....88
Einstellungen....89
Parametersätze....91
Funktionsblock....91
Funktionen....91
Testmodus....93
Funktionsblöcke....93
Funktion....93
Anwendungskonfiguration und Testmodus....94
Steuermodus....94
Anwendungskonfiguration und Steuermodus....95
Autorisierung....95
LHMI-Anzeigen....96
Signale....96
Datenaufzeichnung (FLTRFRC)....96
Funktionsblock....96
Funktion....96
Einstellungen....97
Überwachte Daten....98
Nichtflüchtiger Speicher....106
Sensoreingänge für Strom und Spannung....106
Binäreingang....109
Filterzeit des Binäreingangs....109
Binäreingangsinvertierung....110
Unterdrückung des Signalflatterns....110
Binärausgänge....110
Leistungsausgangskontakte....111
Duale einpolige Leistungsausgänge PO1 und PO2....111
Zweipolige Leistungsausgänge PO3 und PO4 mit Auskreisüberwachung....112
Duale einpolige Hochgeschwindigkeits-Leistungsausgänge HSO1, HSO2 und HSO3....113
Signalausgangskontakte....114
Ausgang für internes Fehlersignal IRF....114
Signalausgänge SO1 und SO2 im Stromversorgungsmodul115
Signalausgänge SO1, SO2, SO3 und SO4 in BIO0005....115
Signalausgänge SO1, SO2 und SO3 in BIO0006....116

RTD/mA-Eingänge 117
Funktionen 117
Funktionsweise 117
Auswahl von Eingangssignalarten 117
Auswahl des Ausgangswertformats 118
Lineare Skalierung des Eingangs 119
Messkreisüberwachung 119
Selbstüberwachung 120
Kalibrierung 120
Grenzwertüberwachung 120
Totzonenüberwachung 122
RTD-Temperatur zu Widerstand 123
RTD/mA-Eingangsverbindung 124
RTD/mA-Kartenvarianten 125
Signale 129
Einstellungen 130
Überwachte Daten 131
SMV-Funktionsblöcke 132
IEC 61850-9-2 LE Abtastwerte, die SMVSENDER senden 133
Funktion 133
Einstellungen 133
IEC 61850-9-2 LE Abtastwerte, die SMVRCV empfangen 133
Funktionsblock 133
Funktion 133
Signale 134
ULTVTR - Funktionsblock 134
Funktionsblock 134
Funktion 134
Funktionsweise 134
Signale 135
Einstellungen 136
Überwachte Daten 136
RESTVTR - Funktionsblock 137
Funktionsblock 137
Funktion 137
Funktionsweise 137
Signale 138
Einstellungen 138
Überwachte Daten 138
GOOSE-Funktionsblöcke 138
Funktionsblock GOOSERCV_BIN 139
Funktionsblock 139
Funktionen 139

Signale..... 139
Funktionsblock GOOSERCV_DP..... 140
Funktionsblock..... 140
Funktionen..... 140
Signale..... 140
Funktionsblock GOOSERCV_MV..... 140
Funktionsblock..... 140
Funktionen..... 140
Signale..... 141
Funktionsblock GOOSERCV_INT8..... 141
Funktionsblock..... 141
Funktionen..... 141
Signale..... 141
Funktionsblock GOOSERCV_INTL..... 142
Funktionsblock..... 142
Funktionen..... 142
Signale..... 142
Funktionsblock GOOSERCV_CMV..... 143
Funktionsblock..... 143
Funktionen..... 143
Signale..... 143
Funktionsblock GOOSERCV_ENUM..... 144
Funktionsblock..... 144
Funktionen..... 144
Signale..... 144
Funktionsblock GOOSERCV_INT32..... 144
Funktionsblock..... 144
Funktionen..... 144
Signale..... 145
Umwandlungsfunktionsblöcke..... 145
Funktionsblock QTY_GOOD..... 145
Funktionsblock..... 145
Funktionen..... 145
Signale..... 145
Funktionsblock QTY_BAD..... 146
Funktionsblock..... 146
Funktionen..... 146
Signale..... 146
Funktionsblock QTY_GOOSE_COMM..... 147
Funktionsblock..... 147
Funktion..... 147
Signale..... 147
Funktionsblock T_HEALTH..... 147

Funktionsblock 147
Funktionen 148
Signale 148
Funktionsblock T_F32_INT8 148
Funktionsblock 148
Funktionen 148
Signale 149
Funktionsblock T_DIR 149
Funktionsblock 149
Funktion 149
Signale 149
Funktionsblock T_TCMD 150
Funktionsblock 150
Funktion 150
Signale 150
Funktionsblock T_TCMD_BIN 151
Funktionsblock 151
Funktion 151
Signale 151
Funktionsblock T_BIN_TCMD 152
Funktionsblock 152
Funktion 152
Signale 152
Konfigurierbare Logikblöcke 153
Konfigurierbare Standard-Logikblöcke 153
OR Funktionsblock 153
AND Funktionsblock 155
XOR Funktionsblock 157
NOT Funktionsblock 158
MAX3 Funktionsblock 158
MIN3 Funktionsblock 159
R_TRIG Funktionsblock 160
F_TRIG Funktionsblock 161
T_POS_XX Funktionsblöcke 161
SWITCHR Funktionsblock 163
SWITCHI32 Funktionsblock 164
SR Funktionsblock 164
RS Funktionsblock 165
Min. Pulszeitgeber 167
Min. Pulszeitgeber TPGAPC 167
Min. Pulszeitgeber TPSGAPC 168
Min. Pulszeitgeber TPMGAPC 169
Pulszeitgeber-Funktionsblock PTGAPC 171

Funktionsblock..... 171
Funktionen.....171
Signale..... 171
Einstellungen.....172
Technische Daten..... 172
Ausschaltverzögerung (8 Kanäle) TOFGAPC.....173
Funktionsblock..... 173
Funktionen.....173
Signale..... 173
Einstellungen.....174
Technische Daten..... 174
Einschaltverzögerung "AN" (8 Kanäle) TONGAPC.....175
Funktionsblock..... 175
Funktionen.....175
Signale..... 175
Einstellungen.....176
Technische Daten..... 176
S-R Flip Flop SRGAPC..... 177
Funktionsblock..... 177
Funktionen.....177
Signale..... 178
Einstellungen.....179
Steuerobjekt (8 Kanäle) MVGAPC..... 179
Funktionsblock..... 179
Funktionen.....179
Signale..... 180
Einstellungen.....180
Ganzzahl-Steuerobjekt MVI4GAPC..... 180
Funktionsblock..... 180
Funktion.....181
Signale..... 181
Skalierung von Analogwerten SCA4GAPC.....181
Funktionsblock..... 181
Funktion.....182
Signale..... 182
Einstellungen.....183
Lokale/Fernsteuerung-Funktionsblock CONTROL.....183
Funktionsblock..... 183
Funktionen.....183
L/R Control Zugriff..... 184
Stationsberechtigungsebene “L,F”..... 184
Stationsberechtigungsebene “L,F,L+F”..... 185
Stationsberechtigungsebene “L,S,F”.....187

Stationsberechtigungsebene “O,S,S+F,O+S,O+S+F”.....188
Signale..... 189
Einstellungen.....190
Überwachte Daten.....191
Allgemeines Steuerungsobjekt (16 Kanäle) SPCGAPC.....192
Funktionsblock..... 192
Funktionalität.....192
Signale..... 193
Einstellungen.....194
Wiederherstellen der Werkseinstellungen.....197
Lastprofilrekorder LDPRLRC.....197
Funktionsblock.....197
Funktionalität..... 197
Einheit..... 197
Länge der Aufzeichnung..... 199
Hochladen einer Aufzeichnung..... 200
Löschen einer Aufzeichnung.....201
Konfiguration..... 201
Signale.....202
Einstellungen.....203
Überwachte Daten.....216
ETHERNET Kanalüberwachungs-Funktionsblöcke..... 216
Redundante Ethernet-Kanalüberwachung (RCHLCCH)..... 216
Funktionsblock..... 216
Funktionalität.....216
Signale..... 217
Einstellungen.....217
Überwachte Daten.....217
Ethernet-Kanalüberwachung (SCHLCCH)..... 218
Funktionsblock..... 218
Funktionalität.....218
Signale..... 218
Einstellungen.....219
Überwachte Daten.....219

Abschnitt 4 Schutzfunktionen.....221
Leistungsschutz.....221
Leiter-Überstromschutz (PHxPTOC).....221
Kennung.....221
Funktionsblock..... 221
Funktionalität.....221
Funktionsweise.....222
Messmodi.....225
Zeitkennlinien..... 225

Anwendung 227
Signale 234
Einstellungen 236
Überwachte Daten 239
Technische Daten 240
Technische Änderungshistorie 240
Leiter-Überstromrichtungsschutz (DPHxPDOC) 241
Kennung 241
Funktionsblock 241
Funktionalität 242
Funktionsweise 242
Messmodi 248
Eigenschaften Überstromrichtungsschutzfunktion 248
Anwendung 256
Signale 258
Einstellungen 260
Überwachte Daten 263
Technische Daten 265
Verlauf der technischen Revisionen 266
Spannungsabhängiger Überstromschutz (PHPVOC) 266
Kennung 266
Funktionsblock 266
Funktionalität 267
Funktionsweise 267
Anwendung 273
Signale 274
Einstellungen 275
Überwachte Daten 277
Technische Daten 277
Thermischer Überlastschutz, eine Zeitkonstante (T1PTTR) 277
Kennung 277
Funktionsblock 278
Funktionalität 278
Funktionsweise 278
Anwendung 281
Signale 282
Einstellungen 283
Überwachte Daten 284
Technische Daten 284
Technische Änderungshistorie 284
Thermischer Überlastschutz, zwei Zeitkonstanten (T2PTTR) 285
Kennung 285
Funktionsblock 285

Funktion....285
Funktionsweise....285
Anwendung....289
Signale....291
Einstellungen....292
Überwachte Daten....293
Technische Daten....293
Technische Änderungshistorie....293
Blockierter Rotorschutz (JAMPTOC)....294
Kennung....294
Funktionsblock....294
Funktion....294
Funktionsweise....294
Anwendung....296
Signale....296
Einstellungen....297
Überwachte Daten....297
Technische Daten....297
Technische Änderungshistorie....298
Unterstromschutz (LOFLPTUC)....298
Kennung....298
Funktionsblock....298
Funktion....298
Funktionsweise....298
Anwendung....299
Signale....300
Einstellungen....300
Überwachte Daten....301
Technische Daten....301
Technische Änderungshistorie....301
Thermischer Überlastschutz für Motoren (MPTTR)....302
Kennung....302
Funktionsblock....302
Funktion....302
Funktionsweise....302
Anwendung....311
Signale....315
Einstellungen....316
Überwachte Daten....317
Technische Daten....317
Verlauf der technischen Revisionen....318
Erdfehlerschutz....318
Erdfehlerschutz (EFxPTOC)....318

Kennung....318
Funktionsblock....318
Funktion....318
Funktionsweise....319
Messmodi....321
Zeitkennlinien....321
Anwendung....323
Signale....323
Einstellungen....325
Überwachte Daten....328
Technische Daten....329
Technische Änderungshistorie....329
Erdfehlerrichtungsschutz (DEFxPDEF)....330
Kennung....330
Funktionsblock....331
Funktion....331
Funktionsweise....331
Prinzipien bei gerichteten Erdfehlern....338
Messmodi....344
Zeitkennlinien....344
Erdfehlerrichtungskennlinien....346
Anwendung....354
Signale....356
Einstellungen....357
Überwachte Daten....362
Technische Daten....363
Technische Änderungshistorie....364
Transienter/intermittierender Erdfehlerschutz, Erdschluss-Wischer (INTRPTEF)....364
Kennung....364
Funktionsblock....365
Funktion....365
Funktionsweise....365
Anwendung....370
Signale....372
Einstellungen....372
Überwachte Daten....373
Technische Daten....373
Technische Änderungshistorie....374
Admittanzbasierter Erdfehlerschutz (EFPADM)....374
Kennung....374
Funktionsblock....374
Funktionen....374

Funktionsweise....375
Sternpunkt-Admittanzeigenschaften.... 388
Verwendung.... 395
Signale.... 400
Einstellungen....401
Überwachte Daten....402
Technische Daten.... 402
Technische Änderungshistorie....403
Erdfehlerschutz basierend auf Oberschwingungskomponenten (HAEFPTOC)....403
Kennung....403
Funktionsblock.... 403
Funktion....403
Funktionsweise....404
Anwendung.... 408
Signale.... 408
Einstellungen....409
Überwachte Daten....410
Technische Daten.... 410
Technische Änderungshistorie....411
Wattmetrischer Erdfehlerschutz (WPWDE)....411
Kennung....411
Funktionsblock.... 411
Funktion....411
Funktionsweise....412
Zeitkennlinien.... 419
Messmodi....421
Anwendung.... 421
Signale.... 423
Einstellungen....424
Überwachte Daten....425
Technische Daten.... 425
Technische Änderungshistorie....426
Stator-Erdfehlerschutz basierend auf 3. Oberschwingung (H3EFPSEF)....426
Kennung....426
Funktionsblock.... 426
Funktion....426
Funktionsweise....427
Anwendung.... 430
Signale.... 437
Einstellungen....437
Überwachte Daten....438
Technische Daten.... 439

Multifrequenz admittanzbasierter Erdfehlerschutz (MFADPSDE)....439
Kennung....439
Funktionsblock....440
Funktion....440
Funktionsweise....440
Anwendung....458
Signale....460
Einstellungen....460
Überwachte Daten....461
Technische Daten....462
Differentialschutz....462
Leitungsdifferentialschutz mit Transformator in Schutzzone (LNPLDF)....462
Kennung....462
Funktionsblock....462
Funktionen....462
Funktionsweise....463
Inbetriebnahme....485
Verwendung....491
Signale....498
Einstellungen....499
Überwachte Daten....501
Technische Daten....502
Technische Änderungshistorie....503
Transformatordifferentialschutz für Zweiwickler (TR2PTDF)....503
Kennung....503
Funktionsblock....503
Funktionalität....503
Funktionsweise....504
Anwendung....519
Stromwandleranschlüsse und Nachregelung der Transformator-Übersetzung....532
Signale....536
Einstellungen....537
Überwachte Daten....539
Technische Daten....542
Technische Änderungshistorie....542
Erdfehlerdifferentialschutz (LREFPNDF)....542
Kennung....542
Funktionsblock....543
Funktionalität....543
Funktionsweise....543
Anwendung....547

Signale..... 552
Einstellungen.....553
Überwachte Daten.....554
Technische Daten..... 554
Technische Änderungshistorie.....554
Hochimpedanz-Erdfehlerschutz (HREFPDIF).....555
Kennung.....555
Funktionsblock..... 555
Funktionalität.....555
Funktionsweise.....555
Anwendung 556
Die Messkonfiguration.....559
Empfehlungen für Stromwandler 560
Einstellbeispiele.....564
Signale..... 568
Einstellungen.....568
Überwachte Daten.....569
Technische Daten..... 569
Technische Änderungshistorie.....569
Hochimpedanz-Differentialschutz (HIxPDIF).....570
Kennung.....570
Funktionsblock..... 570
Funktionalität.....570
Funktionsweise.....570
Anwendung..... 572
Beispielberechnungen für den Sammelschienen Hochimpedanz-Differentialschutz.....578
Signale..... 581
Einstellungen.....582
Überwachte Daten.....583
Technische Daten..... 584
Technische Änderungshistorie.....585
Motordifferentialschutz (MPDIF).....585
Kennung.....585
Funktionsblock..... 585
Funktionalität.....585
Funktionsweise.....586
Anwendung..... 591
Signale..... 601
Einstellungen.....601
Überwachte Daten.....602
Technische Daten..... 604
Unsymmetrieschutz.....604

Schieflastschutz (NSPTOC)..... 604
Kennung..... 604
Funktionsblock..... 604
Funktionalität..... 604
Funktionsweise..... 605
Anwendung..... 607
Signale..... 608
Einstellungen..... 608
Überwachte Daten..... 609
Technische Daten..... 610
Technische Änderungshistorie..... 610
Leiterausfallschutz (PDNSPTOC)..... 610
Kennung..... 610
Funktionsblock..... 611
Funktionalität..... 611
Funktionsweise..... 611
Anwendung..... 612
Signale..... 614
Einstellungen..... 614
Überwachte Daten..... 615
Technische Daten..... 615
Technische Änderungshistorie..... 616
Drehfeldüberwachung (PREVPTOC)..... 616
Kennung..... 616
Funktionsblock..... 616
Funktionalität..... 616
Funktionsweise..... 616
Anwendung..... 617
Signale..... 618
Einstellungen..... 618
Überwachte Daten..... 618
Technische Daten..... 619
Technisches Änderungsverzeichnis..... 619
Schieflastschutz (MNSPTOC)..... 619
Kennung..... 619
Funktionsblock..... 619
Funktion..... 620
Funktionsweise..... 620
Zeitkennlinien..... 621
Anwendung..... 626
Signale..... 627
Einstellungen..... 627
Überwachte Daten..... 628

Technische Daten..... 628
Technisches Änderungsverzeichnis.....629
Spannungsschutz.....629
Überspannungsschutz (PHPTOV).....629
Kennung.....629
Funktionsblock..... 629
Funktion.....629
Funktionsweise.....629
Zeitgeber-Kennlinien..... 634
Anwendung..... 635
Signale..... 635
Einstellungen.....636
Überwachte Daten.....637
Technische Daten..... 637
Technisches Änderungsverzeichnis.....638
Unterspannungsschutz (PHPTUV).....638
Kennung.....638
Funktionsblock..... 638
Funktion.....638
Funktionsweise.....638
Zeitgeber-Kennlinien..... 643
Anwendung..... 643
Signale..... 644
Einstellungen.....645
Überwachte Daten.....646
Technische Daten..... 646
Technisches Änderungsverzeichnis.....647
Verlagerungsspannungsschutz (ROVPTOV)..... 647
Kennung.....647
Funktionsblock..... 647
Funktion.....647
Funktionsweise.....648
Anwendung..... 650
Signale..... 650
Einstellungen.....651
Überwachte Daten.....651
Technische Daten..... 652
Verlauf der technischen Revisionen.....652
Spannungsunsymmetrieschutz (NSPTOV)..... 652
Kennung.....652
Funktionsblock..... 652
Funktion.....653
Funktionsweise.....653

Anwendung..... 654
Signale..... 655
Einstellungen.....655
Überwachte Daten.....656
Technische Daten..... 656
Verlauf der technischen Revisionen.....657
Unterspannungsschutz (Mitsystem) (PSPTUV)..... 657
Kennung.....657
Funktionsblock..... 657
Funktion.....657
Funktionsweise.....657
Anwendung..... 659
Signale..... 660
Einstellungen.....660
Überwachte Daten.....661
Technische Daten..... 661
Verlauf der technischen Revisionen.....662
Übererregungsschutz (OEPVPH).....662
Kennung.....662
Funktionsblock..... 662
Funktion.....662
Funktionsweise.....663
Zeitkennlinien..... 666
Anwendung..... 671
Signale..... 675
Einstellungen.....676
Überwachte Daten.....677
Technische Daten..... 678
Unterspannungsschutz für Grenzkurvencharakteristik (LVRTPTUV)..... 678
Kennung.....678
Funktionsblock..... 678
Funktion.....678
Funktionsweise.....679
Anwendung..... 683
Signale..... 684
Einstellungen.....685
Überwachte Daten.....686
Technische Daten..... 686
Vektorsprungschutz (VVSPPAM).....687
Kennung.....687
Funktionsblock..... 687
Funktion.....687

Funktionsweise....687
Anwendung.... 689
Signale.... 691
Einstellungen....691
Überwachte Daten....692
Technische Daten.... 692
Frequenzschutz....693
Frequenzschutz (FRPFRQ)....693
Kennung....693
Funktionsblock.... 693
Funktionen....693
Funktionsweise....693
Verwendung.... 699
Signale.... 700
Einstellungen....700
Überwachte Daten....701
Technische Daten.... 701
Technisches Änderungsverzeichnis....702
Lastabwurf und Wiederaufbau (LSHDPFRQ)....702
Kennung....702
Funktionsblock.... 702
Funktion....702
Funktionsweise....703
Anwendung.... 708
Signale.... 711
Einstellungen....712
Überwachte Daten....713
Technische Daten.... 713
Technisches Änderungsverzeichnis....713
Impedanzschutz.... 713
Außertrittfallschutz (OOSRPSB)....713
Kennung....713
Funktionsblock.... 714
Funktion....714
Funktionsweise....714
Anwendung.... 720
Signale.... 721
Einstellungen....722
Überwachte Daten....723
Technische Daten.... 723
Untererregungsschutz (UEXPDIS)....724
Kennung....724
Funktionsblock.... 724

Funktion....724
Funktionsweise....724
Anwendung....728
Signale....731
Einstellungen....732
Überwachte Daten....732
Technische Daten....733
Unterimpendanzschutz (UZPDIS)....734
Kennung....734
Funktionsblock....734
Funktion....734
Funktionsweise....734
Anwendung....738
Signale....743
Einstellungen....743
Überwachte Daten....744
Technische Daten....744
Leistungsschutz....745
Unterleistungsschutz (DUPPDPR)....745
Kennung....745
Funktionsblock....745
Funktion....745
Funktionsweise....746
Anwendung....749
Signale....750
Einstellungen....750
Überwachte Daten....751
Technische Daten....751
Überleistungsschutz (DOPPDPR)....752
Kennung....752
Funktionsblock....752
Funktion....752
Funktionsweise....753
Anwendung....757
Signale....759
Einstellungen....760
Überwachte Daten....760
Technische Daten....761
Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (Q-U Schutz) (DQPTUV)....761
Kennung....761
Funktionsblock....761
Funktion....761

Funktionsweise....762
Anwendung....764
Signale....765
Einstellungen....766
Überwachte Daten....767
Technische Daten....767
Lichtbogenschutz mit drei Lichtsensoren (ARCSARC)....767
Kennung....767
Funktionsblock....768
Funktionen....768
Funktionsweise....768
Verwendung....770
Signale....774
Einstellungen....775
Überwachte Daten....775
Technische Daten....776
Technisches Änderungsverzeichnis....776
Motorstart Überwachung (STTPMSU)....776
Kennung....776
Funktionsblock....776
Funktion....777
Funktionsweise....777
Anwendung....784
Signale....787
Einstellungen....787
Überwachte Daten....788
Technische Daten....789
Technisches Änderungsverzeichnis....789
Multifunktionsschutz (MAPGAPC)....789
Kennung....789
Funktionsblock....789
Funktion....790
Funktionsweise....790
Anwendung....791
Signale....792
Einstellungen....792
Überwachte Daten....793
Technische Daten....793
Technisches Änderungsverzeichnis....793
Schutz der Kondensatorbänke....793
Überlastschutz für Kondensatorbänke (COLPTOC)....793
Kennung....793
Funktionsblock....794

Funktion 794
Funktionsweise.....794
Anwendung 801
Signale..... 801
Einstellungen.....802
Überwachte Daten.....803
Technische Daten..... 803
Technische Änderungshistorie.....804
Unsymmetrieschutz für Kondensatorbänke (CUBPTOC).....804
Kennung.....804
Funktionsblock..... 804
Funktionalität.....804
Funktionsweise.....805
Anwendung..... 811
Signale..... 814
Einstellungen.....814
Überwachte Daten.....816
Technische Daten..... 817
Technische Änderungshistorie.....817
Dreiphasiger Unsymmetrieschutz für H-Brücken für Kondensatorbänke (HCUBPTOC).....817
Kennung.....817
Funktionsblock..... 817
Funktionalität 818
Funktionsweise.....818
Anwendung 823
Signale..... 826
Einstellungen.....826
Überwachte Daten.....828
Technische Daten..... 829
Technische Änderungshistorie.....829
Strombasierter Schutz für Einschaltresonanz von Kondensatorbänken (SRCPTOC)..... 830
Kennung.....830
Funktionsblock..... 830
Funktionalität.....830
Funktionsweise.....830
Anwendung..... 833
Signale..... 835
Einstellungen.....836
Überwachte Daten.....836
Technische Daten..... 837
Technische Änderungshistorie.....837

Abschnitt 5 Schutzbezogene Funktionen....839
Einschaltstromerkennung (INRPHAR)....839
Kennung....839
Funktionsblock....839
Funktionalität....839
Funktionsweise....839
Anwendung....841
Signale....842
Einstellungen....842
Überwachte Daten....843
Technische Daten....843
Technische Änderungshistorie....843
Schalterversagerschutz (CCBRBRF)....843
Kennung....843
Funktionsblock....844
Funktionalität....844
Funktionsweise....844
Anwendung....851
Signale....853
Einstellungen....854
Überwachte Daten....854
Technische Daten....855
Verlauf der technischen Revisionen....855
Auslösekonditionierung (TRPPTRC)....855
Kennung....855
Funktionsblock....855
Funktionalität....856
Funktionsweise....856
Anwendung....857
Signale....858
Einstellungen....859
Überwachte Daten....859
Verlauf der technischen Revisionen....859
Hochimpedanz-Fehlererkennung (PHIZ)....859
Kennung....859
Funktionsblock....860
Funktionen....860
Funktionsweise....860
Verwendung....863
Signale....864
Einstellungen....864
Überwachte Daten....865

Technische Änderungshistorie....865
Binärsignal-Übertragung (BSTGGIO)....865
Kennung....865
Funktionsblock....865
Funktionen....866
Funktionsweise....866
Verwendung....867
Signale....868
Einstellungen....869
Technische Daten....870
Technische Änderungshistorie....870
Notstartoption (ESMGAPC)....870
Kennung....870
Funktionsblock....871
Funktionalität....871
Funktionsweise....871
Anwendung....872
Signale....872
Einstellungen....873
Überwachte Daten....873
Technische Daten....873
Technische Änderungshistorie....873
Fehlerorter (SCEFRFLO)....874
Kennung....874
Funktionsblock....874
Funktionalität....874
Funktionsweise....874
Leiterauswahllogik....875
Berechnung der Fehlerimpedanz und -entfernung....876
Triggererkennung....892
Alarmanzeige....894
Aufgezeichnete Daten....895
Messmodi....895
Anwendung....896
Signale....897
Einstellungen....897
Überwachte Daten....899
Technische Daten....901
Technisches Änderungsverzeichnis....901
Schalten auf Kurzschluss (CBPSOF)....902
Kennung....902
Funktionsblock....902
Funktion....902

Funktionsweise....902
Anwendung....903
Signale....904
Einstellungen....904
Überwachte Daten....904
Technische Daten....905

Abschnitt 6 Überwachungsfunktionen....907
Auskreisüberwachung (TCSSCBR)....907
Kennung....907
Funktionsblock....907
Funktion....907
Funktionsweise....907
Anwendung....908
Signale....917
Einstellungen....917
Überwachte Daten....918
Technisches Änderungsverzeichnis....918
Stromwandlerkreisüberwachung (CCSPVC)....918
Kennung....918
Funktionsblock....918
Funktion....919
Funktionsweise....919
Anwendung....921
Signale....925
Einstellungen....926
Überwachte Daten....926
Technische Daten....926
Technisches Änderungsverzeichnis....926
Stromwandlerkreisüberwachung für Hochimpedanz-Schutzschema (HZCCxSPVC)....927
Kennung....927
Funktionsblock....927
Funktion....927
Funktionsweise....928
Messmodi....929
Anwendung....929
Signale....931
Einstellungen....932
Überwachte Daten....933
Technische Daten....933
Technisches Änderungsverzeichnis....934
Überwachungsfunktion der Schutzkommunikation (PCSITPC)....934
Kennung....934

Funktionsblock....934
Funktionen....934
Funktionsweise....935
Verwendung....936
Signale....938
Einstellungen....938
Überwachte Daten....938
Verlauf der technischen Revisionen....939
Automatenfallüberwachung (Fuse Failure) (SEQSPVC)....939
Kennung....939
Funktionsblock....939
Funktion....939
Funktionsweise....940
Anwendung....943
Signale....944
Einstellungen....945
Überwachte Daten....946
Technische Daten....946
Technisches Änderungsverzeichnis....946
Betriebsstundenzähler für Maschinen und Geräte (MDSOPT)....947
Kennung....947
Funktionsblock....947
Funktionen....947
Funktionsweise....947
Verwendung....949
Signale....949
Einstellungen....949
Überwachte Daten....950
Technische Daten....950
Technisches Änderungsverzeichnis....950

Abschnitt 7 Zustandsüberwachungsfunktionen....951

Leistungsschalterzustandsüberwachung (SSCBR)....951
Kennung....951
Funktionsblock....951
Funktion....951
Funktionsweise....952
Leistungsschalterzustand....953
Leistungsschalterfunktionsüberwachung....953
Schaltkontaktlaufzeit....954
Betriebszähler....957
Summe aus I^yt....957
Verbleibende Betriebslebensdauer des Leistungsschalters....959
Leistungsschalter-Federaufzugsanzeige....960

Überwachung des Gasdrucks..... 961
Anwendung.....962
Signale.....965
Einstellungen.....966
Überwachte Daten.....967
Technische Daten.....968
Verlauf der technischen Revisionen.....968

Abschnitt 8 Messfunktionen..... 969
Grundlegende Messungen..... 969
Funktionen.....969
Messfunktion..... 970
Anwendungsbereiche der Messfunktionen.....978
Strommessung (CMMXU)..... 979
Kennung.....979
Funktionsblock..... 979
Signale..... 979
Einstellungen.....980
Überwachte Daten.....980
Technische Daten..... 982
Verlauf der technischen Revisionen.....982
Spannungsanzeige (VMMXU).....982
Kennung.....982
Funktionsblock..... 983
Signale..... 983
Einstellungen.....983
Überwachte Daten.....984
Technische Daten..... 986
Technisches Änderungsverzeichnis.....986
Summenstrommessung (RESCMMXU)..... 986
Kennung.....986
Funktionsblock..... 986
Signale..... 986
Einstellungen.....987
Überwachte Daten.....987
Technische Daten..... 988
Verlauf der technischen Revisionen.....988
Verlagerunsspannungsmessung (RESVMMXU).....988
Kennung.....988
Funktionsblock..... 989
Signale..... 989
Einstellungen.....989
Überwachte Daten.....990
Technische Daten..... 990

Verlauf der technischen Revisionen....991
Frequenzmessung (FMMXU)....991
Kennung....991
Funktionsblock....991
Funktion....991
Signale....992
Einstellungen....992
Überwachte Daten....992
Technische Daten....993
Technisches Änderungsverzeichnis....993
Symmetrische Komponenten (Strom) (CSMSQI)....993
Kennung....993
Funktionsblock....993
Signale....993
Einstellungen....994
Überwachte Daten....995
Technische Daten....996
Technisches Änderungsverzeichnis....996
Symmetrische Komponenten der Spannung (VSMSQI)....996
Kennung....996
Funktionsblock....996
Signale....996
Einstellungen....997
Überwachte Daten....998
Technische Daten....999
Dreiphasige Leistungs- und Energieberechnung (PEMMXU)....999
Kennung....999
Funktionsblock....999
Signale....999
Einstellungen....1000
Überwachte Daten....1000
Technische Daten....1002
Technisches Änderungsverzeichnis....1002
Störschreiber (RDRE)....1002
Kennung....1002
Funktionen....1003
Aufgezeichnete analoge Eingangssignale....1003
Auslösungsvarianten....1003
Länge der Aufzeichnungen....1005
Abtastfrequenzen....1005
Hochladen von Aufzeichnungen....1006
Löschen von Aufzeichnungen....1007
Speichermodus....1007

Vor-Trigger- und Nach-Triggerdaten..... 1007
Betriebsmodi..... 1008
Ausschlussmodus..... 1008
Konfiguration..... 1009
Verwendung..... 1010
Einstellungen..... 1011
Überwachte Daten..... 1014
Verlauf der technischen Revisionen..... 1014
Anzeige der Stufenschalterposition (TPOSYLTC)..... 1014
Kennung..... 1014
Funktionsblock..... 1015
Funktion..... 1015
Funktionsweise..... 1015
Anwendung..... 1018
Signale..... 1019
Einstellungen..... 1020
Überwachte Daten..... 1020
Technische Daten..... 1021
Technical revision history..... 1021

Abschnitt 9 Steuerfunktionen..... 1023

Steuerung des Leistungsschalters mit Verriegelungsfunktionalität (CBXCBR), Trennersteuerung (DCXSWI) und Erdungsschaltersteuerung (ESXSWI) 1023
Kennung..... 1023
Funktionsblock..... 1024
Funktionen..... 1024
Funktionsweise..... 1025
Verwendung..... 1030
Signale..... 1031
Einstellungen..... 1033
Überwachte Daten..... 1035
Verlauf der technischen Revisionen..... 1036
Trennerstellungsanzeige (DCSXSWI) und Erderstellungsanzeige (ESSXSWI)..... 1037
Kennung..... 1037
Funktionsblock..... 1037
Funktionalität..... 1037
Funktionsweise..... 1037
Anwendung..... 1038
Signale..... 1038
Einstellungen..... 1039
Überwachte Daten..... 1040
Technisches Änderungsverzeichnis..... 1040

Synchronkontrollautomatik (SECRSYN)..... 1041
Kennung..... 1041
Funktionsblock..... 1041
Funktion..... 1041
Funktionsweise..... 1042
Verwendung..... 1051
Signale..... 1053
Einstellungen..... 1054
Überwachte Daten..... 1055
Technische Daten..... 1056
Technisches Änderungsverzeichnis..... 1056
Automatische Wiedereinschaltung für einen Leistungsschalter (DARREC)..... 1057
Kennung..... 1057
Funktionsblock..... 1057
Funktionalität..... 1057
Schutzsignal-Definition..... 1058
Zonenkoordinierung..... 1059
Master- und Slave-Schema..... 1059
Temperaturüberlastblockierung..... 1061
Funktionsweise..... 1061
Signalsammlung und Verzögerungslogik..... 1062
Zyklusinitiierung..... 1066
Zykluszeiger-Steuerung..... 1070
Wiedereinschaltsteuerung..... 1071
Sequenzsteuerung..... 1073
Schutzkoordinations-Steuerung..... 1074
Leistungsschaltersteuerung..... 1075
Zähler..... 1077
Anwendung..... 1077
Zyklusinitiierung..... 1079
Sequenz..... 1083
Konfigurationsbeispiele..... 1085
Verzögerte Initiierungsleitungen..... 1088
Zyklusinitiierung vom Schutz-Start-Signal..... 1090
Schnelle Auslösung bei Zuschalten auf Kurzschluss..... 1091
Signale..... 1091
Einstellungen..... 1092
Überwachte Daten..... 1095
Technische Daten..... 1096
Technisches Änderungsverzeichnis..... 1097
Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung OLATCC..... 1097
Kennung..... 1097

Funktionsblock....1097
Funktion....1098
Funktionsweise....1098
Spannungs- und Strommessungen....1099
Eingänge der Stufenschalterstellung....1100
Auswahl des Betriebsmodus....1101
Manuelle Spannungsregelung....1102
Automatische Spannungsregelung bei einem einzelnen Transformator....1103
Automatische Spannungsregelung bei parallelen Transformatoren....1108
Zeitkennlinien....1116
Impulssteuerung....1117
Blockierverfahren....1118
Alarmanzeige....1124
Anwendung....1125
Signale....1132
Einstellungen....1133
Überwachte Daten....1135
Technische Daten....1137
Technisches Änderungsverzeichnis....1137

Abschnitt 10 Spannungsqualitäts-Messfunktionen....1139
Oberschwingungsanteile des Stroms (CMHAI)....1139
Kennung....1139
Funktionsblock....1139
Funktion....1139
Funktionsweise....1139
Anwendung....1140
Signale....1141
Einstellungen....1142
Überwachte Daten....1142
Technisches Änderungsverzeichnis....1143
Oberschwingungsanteile der Spannung (VMHAI)....1143
Kennung....1143
Funktionsblock....1143
Funktion....1143
Funktionsweise....1144
Anwendung....1145
Signale....1145
Einstellungen....1145
Überwachte Daten....1146
Technisches Änderungsverzeichnis....1146
Spannungsunsymmetrie (PHQVVR)....1146

Kennung..... 1146
Funktionsblock.....1147
Funktion.....1147
Funktionsweise.....1147
Leitermoduseinstellung..... 1148
Abweichungserkennung.....1149
Abweichungsprüfung.....1150
Laufzeitmessung..... 1154
Beispiele für drei-/einphasige Auswahlvariation.....1155
Aufgezeichnete Daten..... 1157
Anwendung.....1160
Signale.....1162
Einstellungen.....1162
Überwachte Daten.....1164
Technische Daten.....1168
Technisches Änderungsverzeichnis.....1168
Spannungsungleichgewicht (VSQVUB)..... 1168
Kennung..... 1168
Funktionsblock.....1168
Funktion.....1168
Funktionsweise.....1169
Anwendung.....1174
Signale.....1175
Einstellungen.....1176
Überwachte Daten.....1177
Technische Daten.....1178

Abschnitt 11 Allgemeine Funktionsblockeigenschaften..... 1179
Unabhängige Charakteristik..... 1179
Unabhängiger Überstrom-Betrieb.....1179
Stromabhängige Charakteristik..... 1182
Abhängige Zeitkennlinie für Leiter-Überstromschutz.....1182
Standard-AMZ-Kennlinien..... 1186
Anwenderprogrammierbare Inverszeit-Kennlinien..... 1201
AMZ-Kennlinien RI und RD Typ..... 1201
Zurücksetzen in AMZ-Modi.....1205
Einfrieren des Inverszeitgebers.....1214
Spannungsabhängige Charakteristik (IDMT)..... 1215
IDMT-Kurven für Überspannungsschutz..... 1215
Standardisierte Inverszeit-Kennlinien für Überspannungsschutz.....1217
Anwenderprogrammierbare Inverszeit-Kennlinien für Überspannungsschutz.....1221
Sättigung der IDMT-Kurven für Überspannungsschutz.....1222

IDMT-Kurven für Unterspannungsschutz..... 1222
Standardisierte Inverszeit-Kennlinien für Unterspannungsschutz.....1223
Anwenderprogrammierbare Inverszeit-Kennlinien für Unterspannungsschutz.....1225
Sättigung der IDMT-Kurven für Unterspannungsschutz.....1226
Frequenzmessung und Schutz.....1226
Frequenzanpassung und Generatoranlaufschutz..... 1227
Messmodi..... 1229
Messwertberechnung..... 1231

Abschnitt 12 Anforderungen an Messwandler.....1235
Stromwandler..... 1235
Anforderungen an Stromwandler für Leiter-Überstromschutz. 1235
Genauigkeitsklasse des Stromwandlers und Genauigkeitsgrenzfaktor..... 1235
Leiter-Überstromschutz.....1236
Ein Beispiel für Leiter-Überstromschutz..... 1237
Anforderungen an Stromwandler für Transformatordifferentialschutz.....1238

Abschnitt 13 Anschlüsse des Geräts.....1243
Nummerierung der Modulsteckplätze.....1243
Schutzerdung..... 1244
Binäre und analoge Anschlüsse.....1244
Kommunikationsverbindungen..... 1244
Frontseitige Ethernet-RJ-45-Verbindung.....1245
Rückwärtige Ethernet-Anschlüsse.....1246
Rückwärtige serielle EIA-232-Schnittstelle.....1246
Rückwärtige serielle EIA-485-Schnittstelle.....1247
Kommunikationsverbindung für Leitungsdifferentialschutz..... 1247
Rückwärtige serielle optische ST-Schnittstelle.....1248
Kommunikationsschnittstellen und -protokolle..... 1248
Rückwärtige Kommunikationsmodule..... 1249
COM0001-COM0014 Jumperpositionen und -verbindungen.....1254
COM0023 Jumperpositionen und -verbindungen.....1256
Brückenpositionen und Anschlussverbindungen COM0008 und COM0010.....1261
Positionen und Verbindungen der Jumper COM0032-COM0034..... 1264

Abschnitt 14 Technische Daten.....1269

Abschnitt 15 Geräte - und Funktionsprüfungen.....1277

Abschnitt 16 Geltende Normen und Vorschriften..... 1281

Abschnitt 17 Glossar..... 1283

Abschnitt 1 Einführung

1.1 Dieses Handbuch

Das Technische Handbuch enthält Beschreibungen der Anwendung und Funktionalität und zeigt Funktionsblöcke, logische Diagramme, Eingangs- und Ausgangssignale, Einstellungsparameter und technische Daten für die jeweiligen Funktionen. Das Handbuch kann als technische Referenz während der Installations- und Inbetriebnahmephase und während des normalen Betriebs verwendet werden.

1.2 Zielgruppe

Dieses Handbuch richtet sich an Systemtechniker und das Installations- und Inbetriebnahmepersonal, die während des Engineerings, der Installation und der Inbetriebnahme sowie im Normalbetrieb technische Daten nutzen.

Der Netzplaner muss genaue Kenntnisse über Schutzsysteme, Schutzausrüstung, Schutzfunktionen und die konfigurierte Funktionslogik in den Schutzgeräten besitzen. Das Installations- und Inbetriebnahmepersonal muss über grundlegende Kenntnisse in der Handhabung der elektronischen Ausrüstung verfügen.

1.3 Produktdokumentation

1.3.1 Produktunterlagen

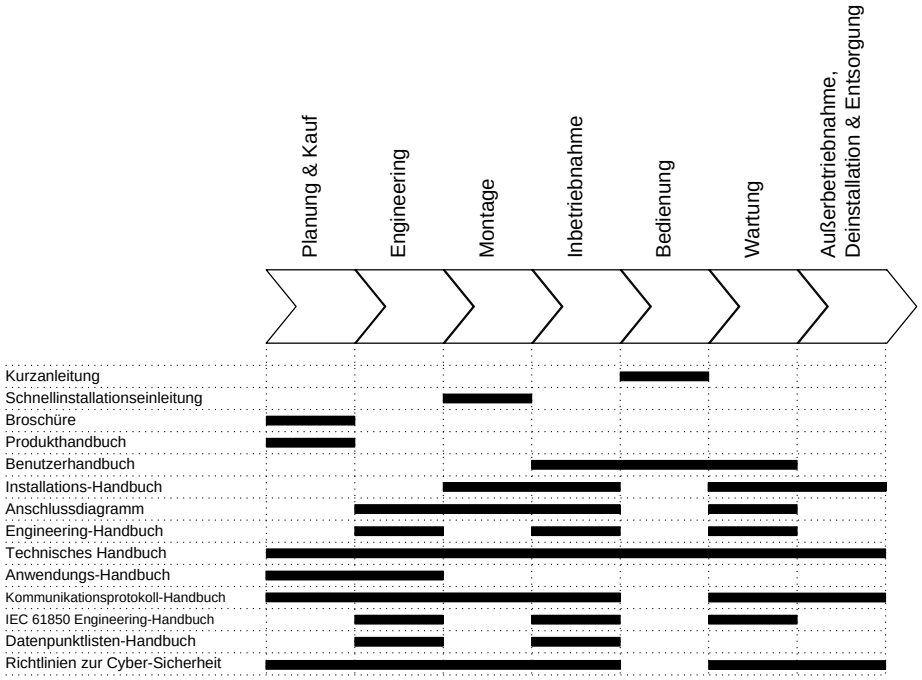


Abb. 1: Der vorgesehene Verwendungszweck der Dokumente während des Produktlebenszyklus

Produktserien- und produktspezifische Handbücher können auf der Website von ABB heruntergeladen werden: http://www.abb.com/relion.

1.3.2 Frühere Versionen des Dokuments

Dokument geändert / am	Produktserienversion	Historie
A/2013-09-17	3.0	Übersetzt aus dem Englischen Original 1MRS756887 Revision E
B/2017-03-24	5.0 FP1	Übersetzt aus dem Englischen Original 1MRS756887 Revision M

Laden Sie die aktuellsten Dokumente von der ABB-Website http://www.abb.de/mittelspannung herunter.

1.3.3 Zugehörige Dokumentation

Produktserien- und produktspezifische Handbücher können auf der Website von ABB heruntergeladen werden: http://www.abb.de/mittelspannung.

1.4 Symbole und Konventionen

1.4.1 Symbole

Das Elektrowarnsymbol weist auf eine Gefahr hin, die zu elektrischen Schlägen führen könnte.

Das Warnsymbol weist auf eine Gefahr hin, die zu Personenschäden führen könnte.

Das Vorsichtssymbol weist auf wichtige Informationen oder Warnhinweise in Bezug auf das im Text erwähnte Konzept hin. Dies kann ein Hinweis auf das Vorliegen einer Gefahrensituation sein, die zu Beschädigungen von Software, Geräten oder Eigentum führen könnte.

Das Informationssymbol weist den Leser auf wichtige Fakten und Zustände hin.

Das Tippsymbol weist auf Ratschläge hin, z. B. bezüglich Anweisungen zur Erstellung von Projekten oder Benutzung bestimmter Funktionen.

Obwohl Gefahrenwarnungen auf Personenschäden bezogen sind, sollte man sich stets vor Augen halten, dass das Bedienen beschädigter Geräte unter bestimmten Umständen zu eingeschränkter Arbeitsleistung und infolgedessen zu Personenschäden mit Todesfolge führen kann. Demzufolge sollte allen Warn- und Vorsichtshinweisen strengstens Folge geleistet werden.

1.4.2 Konventionen für dieses Dokument

Wichtige Hinweise zur Nutzung dieses Handbuchs:

- In diesem Handbuch verwendete Abkürzungen und Akronyme finden Sie im Glossar. Das Glossar enthält auch Definitionen wichtiger Begriffe.
- Die Navigation durch die LHMI-Menüstruktur mithilfe der Drucktasten wird anhand der entsprechenden Symbole dargestellt.
  Um durch die Optionen zu navigieren, verwenden Sie und .
- Menüpfade werden fettgedruckt dargestellt.
  Wählen Sie **Hauptmenü/Einstellungen**.
- LHMI-Meldungen werden in der Schriftart Courier angezeigt, z. B.:
  Um die Änderungen in einem nicht-flüchtigen Speicher abzulegen, wählen Sie `Ja` und drücken .
- Parameternamen werden kursiv gedruckt dargestellt.
  Die Funktion kann mit der Einstellung *Operation* an- und abgeschaltet werden.
- Parameterwerte werden in Anführungszeichen dargestellt, z. B.:
  Die jeweiligen Parameterwerte sind "EIN" und "AUS".
- Eingangs-/Ausgangsmeldungen und überwachte Datennamen werden in der Schriftart Courier dargestellt.
  Wenn die Funktion startet, wechselt der `START`-Ausgang auf TRUE.
- Dieses Dokument geht davon aus, dass die Sichtbarkeit der Parametereinstellungen auf "Erweitert" eingestellt ist.

1.4.3 Funktionen, Codes und Symbole

Alle verfügbaren Funktionen sind in der untenstehenden Tabelle aufgeführt. Nicht alle sind für alle Produkte gültig.

Tabelle 1: In den Geräten enthaltene Funktionen

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Schutz			
Zeitverzögerter Leiter-Überstrom-schutz (I>)	PHLPTOC1	3I> (1)	51P-1 (1)
	PHLPTOC2	3I> (2)	51P-1 (2)
Zeitverzögerter Leiter-Überstrom-schutz (I>>)	PHHPTOC1	3I>> (1)	51P-2 (1)
	PHHPTOC2	3I>> (2)	51P-2 (2)
Unverzögerter Leiter-Überstrom-schutz (I>>>)	PHIPTOC1	3I>>> (1)	50P/51P (1)
	PHIPTOC2	3I>>> (2)	50P/51P (2)
Zeitverzögerter Leiter-Überstrom-richtungsschutz (I> ->)	DPHLPDOC1	3I> -> (1)	67-1 (1)
	DPHLPDOC2	3I> -> (2)	67-1 (2)
Zeitverzögerter Leiter-Überstrom-richtungsschutz (3I>> ->)	DPHHPDOC1	3I>> -> (1)	67-2 (1)
Spannungsabhängiger Überstrom-schutz	PHPVOC1	3I(U)< (1)	51V (1)
Erdfehlerschutz (I0>)	EFLPTOC1	Io> (1)	51N-1 (1)
	EFLPTOC2	Io> (2)	51N-1 (2)
Erdfehlerschutz (I0>>)	EFHPTOC1	Io>> (1)	51N-2 (1)
	EFHPTOC2	Io>> (2)	51N-2 (2)

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Erdfehlerschutz (I0>>>)	EFIPTOC1	Io>>> (1)	50N/51N (1)
Erdfehlerrichtungsschutz (I0> ->)	DEFLPDEF1	Io> -> (1)	67N-1 (1)
	DEFLPDEF2	Io> -> (2)	67N-1 (2)
Erdfehlerrichtungsschutz (I0>> ->)	DEFHPDEF1	Io>> -> (1)	67N-2 (1)
Admittanzbasierter Erdfehlerschutz	EFPADM1	Yo> -> (1)	21YN (1)
	EFPADM2	Yo> -> (2)	21YN (2)
	EFPADM3	Yo> -> (3)	21YN (3)
Wattmetrischer Erdfehlerschutz	WPWDE1	Po> -> (1)	32N (1)
	WPWDE2	Po> -> (2)	32N (2)
	WPWDE3	Po> -> (3)	32N (3)
Transienter/intermittierender Erdfehlerschutz, Erdschluss-Wischer	INTRPTEF1	Io> -> IEF (1)	67NIEF (1)
Erdfehlerschutz basierend auf Oberschwingungskomponenten	HAEFPTOC1	Io>HA (1)	51NHA (1)
Erdfehlerschutz	EFHPTOC1	Io>> (1)	51N-2 (1)
Schieflastschutz	NSPTOC1	I2> (1)	46 (1)
	NSPTOC2	I2> (2)	46 (2)
Leiterausfallschutz	PDNSPTOC1	I2/I1> (1)	46PD (1)
Verlagerungsspannungsschutz (U0>)	ROVPTOV1	Uo> (1)	59G (1)
	ROVPTOV2	Uo> (2)	59G (2)
	ROVPTOV3	Uo> (3)	59G (3)
Unterspannungsschutz	PHPTUV1	3U< (1)	27 (1)
	PHPTUV2	3U< (2)	27 (2)
	PHPTUV3	3U< (3)	27 (3)
Überspannungsschutz	PHPTOV1	3U> (1)	59 (1)
	PHPTOV2	3U> (2)	59 (2)
	PHPTOV3	3U> (3)	59 (3)
Unterspannungsschutz (Mitsystem)	PSPTUV1	U1< (1)	47U+ (1)
	PSPTUV2	U1< (2)	47U+ (2)
Spannungsunsymmetrieschutz	NSPTOV1	U2> (1)	47O- (1)
	NSPTOV2	U2> (2)	47O- (2)
Frequenzschutz	FRPFRQ1	f>/f<,df/dt (1)	81 (1)
	FRPFRQ2	f>/f<,df/dt (2)	81 (2)
	FRPFRQ3	f>/f<,df/dt (3)	81 (3)
	FRPFRQ4	f>/f<,df/dt (4)	81 (4)
	FRPFRQ5	f>/f<,df/dt (5)	81 (5)
	FRPFRQ6	f>/f<,df/dt (6)	81 (6)
Übererregungsschutz	OEPVPH1	U/f> (1)	24 (1)
Thermischer Überlastschutz, eine Zeitkonstante	T1PTTR1	3Ith>F (1)	49F (1)

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Thermischer Überlastschutz, zwei Zeitkonstanten	T2PTTR1	3Ith>T/G/C (1)	49T/G/C (1)
Schieflastschutz für Maschinen	MNSPTOC1	I2>M (1)	46M (1)
	MNSPTOC2	I2>M (2)	46M (2)
Unterstromschutz	LOFLPTUC1	3I< (1)	37 (1)
Motorlastsprungerkennung/blockierter Rotorschutz	JAMPTOC1	Ist> (1)	51LR (1)
Motorstart Überwachung	STTPMSU1	Is2t n< (1)	49,66,48,51LR (1)
Drehfeldüberwachung	PREVPTOC1	I2>> (1)	46R (1)
Thermischer Überlastschutz für Motoren	MPTTR1	3Ith>M (1)	49M (1)
Binärsignal-Übertragung	BSTGGIO1	BST (1)	BST (1)
Transformatordifferentialschutz für Zweiwickler	TR2PTDF1	3Id>T (1)	87T (1)
Erdfehlerdifferentialschutz	LREFPNDF1	dIoLo> (1)	87NL (1)
Hochimpedanz-Erdfehlerdifferentialschutz	HREFPDIF1	dIoHi> (1)	87NH (1)
Hochimpedanz Differentialschutz Leiter A	HIAPDIF1	dHi_A>(1)	87A(1)
Hochimpedanz Differentialschutz Leiter B	HIBPDIF1	dHi_B>(1)	87B(1)
Hochimpedanz Differentialschutz Leiter C	HICPDIF1	dHi_C>(1)	87C(1)
Schalterversagerschutz	CCBRBRF1	3I>/Io>BF (1)	51BF/51NBF (1)
Einschaltstromerkennung	INRPHAR1	3I2H> (1)	68 (1)
Schalten auf Kurzschluss	CBPSOF1	SOTF (1)	SOTF (1)
Hauptauslösung	TRPPTRC1	Hauptauslöser (1)	94/86 (1)
	TRPPTRC2	Hauptauslöser (2)	94/86 (2)
	TRPPTRC3	Hauptauslösung (3)	94/86 (3)
	TRPPTRC4	Hauptauslösung (4)	94/86 (4)
	TRPPTRC5	Hauptauslösung (5)	94/86 (5)
	TRPPTRC6	Hauptauslösung (6)	94/86 (6)
Lichtbogenschutz mit drei Lichtsensoren	ARCSARC1	ARC (1)	50L/50NL (1)
	ARCSARC2	ARC (2)	50L/50NL (2)
	ARCSARC3	ARC (3)	50L/50NL (3)

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Multifunktionsschutz	MAPGAPC1	MAP (1)	MAP (1)
	MAPGAPC2	MAP (2)	MAP (2)
	MAPGAPC3	MAP (3)	MAP (3)
	MAPGAPC4	MAP (4)	MAP (4)
	MAPGAPC5	MAP (5)	MAP (5)
	MAPGAPC6	MAP (6)	MAP (6)
	MAPGAPC7	MAP (7)	MAP (7)
	MAPGAPC8	MAP (8)	MAP (8)
	MAPGAPC9	MAP (9)	MAP (9)
	MAPGAPC10	MAP (10)	MAP (10)
	MAPGAPC11	MAP (11)	MAP (11)
	MAPGAPC12	MAP (12)	MAP (12)
	MAPGAPC13	MAP (13)	MAP (13)
	MAPGAPC14	MAP (14)	MAP (14)
	MAPGAPC15	MAP (15)	MAP (15)
	MAPGAPC16	MAP (16)	MAP (16)
	MAPGAPC17	MAP (17)	MAP (17)
	MAPGAPC18	MAP (18)	MAP (18)
Lastabwurf und Netzwiederaufbau	LSHDPFRQ1	UFLS/R (1)	81LSH (1)
	LSHDPFRQ2	UFLS/R (2)	81LSH (2)
	LSHDPFRQ3	UFLS/R (3)	81LSH (3)
	LSHDPFRQ4	UFLS/R (4)	81LSH (4)
	LSHDPFRQ5	UFLS/R (5)	81LSH (5)
Fehlerorter	SCEFRFLO1	FLOC (1)	21FL (1)
Überlastschutz für Shunt-Kondensatorbänke	COLPTOC1	3I> 3I< (1)	51C/37 (1)
Unsymmetrieschutz für Shunt-Kondensatorbänke	CUBPTOC1	dI>C (1)	51NC-1 (1)
Dreiphasiger Unsymmetrieschutz für H-Brücken für Shunt-Kondensatorbänke	HCUBPTOC1	3dI>C (1)	51NC-2 (1)
Strombasierter Schutz für Einschaltresonanz von Kondensatorbänken	SRCPTOC1	TD> (1)	55TD (1)
Zweistufiger Leitungsdifferentialschutz mit Transformator in Schutzzone	LNPLDF1	3Id/I> (1)	87L (1)
Hochimpedanz-Fehlererkennung	PHIZ1	HIF (1)	HIZ (1)
Motordifferentialschutz	MPDIF1	3Id>G/M (1)	87G/M (1)
Stator-Erdfehlerschutz basierend auf Komponenten der dritten Oberschwingung	H3EFPSEF1	dUo>/Uo3H (1)	27/59THD (1)
Unterleistungsschutz	DUPPDPR1	P< (1)	32U (1)
	DUPPDPR2	P< (2)	32U (2)

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Überleistungsschutz	DOPPDPR1	P>/Q> (1)	32R/32O (1)
	DOPPDPR2	P>/Q> (2)	32R/32O (2)
	DOPPDPR3	P>/Q> (3)	32R/32O (3)
Untererregungsschutz	UEXPDIS1	X< (1)	40 (1)
Unterimpendanzschutz	UZPDIS1	Z>G (1)	21G (1)
Polschlupf-Schutzfunktion	OOSRPSB1	OOS (1)	78 (1)
Multifrequenz admittanzbasierter Erdfehlerschutz	MFADPSDE1	Io> ->Y (1)	67YN (1)
Schutzfunktionen für Netzverbindung			
Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (Q-U Schutz)	DQPTUV1	Q> ->,3U< (1)	32Q,27 (1)
Unterspannungsschutz für Grenzkurvencharakteristik	LVRTPTUV1	U<RT (1)	27RT (1)
	LVRTPTUV2	U<RT (2)	27RT (2)
	LVRTPTUV3	U<RT (3)	27RT (3)
Vektorsprungschutz	VVSPPAM1	VS (1)	78V (1)
Power Quality			
Harmonische des Stroms	CMHAI1	PQM3I (1)	PQM3I (1)
Harmonische der Spannung	VMHAI1	PQM3U (1)	PQM3V (1)
Spannungsunsymmetrie	PHQVVR1	PQMU (1)	PQMV (1)
Spannungsungleichgewicht	VSQVUB1	PQUUB (1)	PQVUB (1)
Steuerung			
Steuerung des Leistungsschalters mit Verriegelungsfunktionalität	CBXCBR1	I <-> O CB (1)	I <-> O CB (1)
Trennersteuerung	DCXSWI1	I <-> O DCC (1)	I <-> O DCC (1)
	DCXSWI2	I <-> O DCC (2)	I <-> O DCC (2)
Erdungsschaltersteuerung	ESXSWI1	I <-> O ESC (1)	I <-> O ESC (1)
Trennerstellungsanzeige	DCSXSW1	I <-> O DC (1)	I <-> O DC (1)
	DCSXSWI2	I <-> O DC (2)	I <-> O DC (2)
	DCSXSWI3	I <-> O DC (3)	I <-> O DC (3)
Erderstellungsanzeige	ESSXSWI1	I <-> O ES (1)	I <-> O ES (1)
	ESSXSWI2	I <-> O ES (2)	I <-> O ES (2)
Notstartoption	ESMGAPC1	ESTART (1)	ESTART (1)
Automatische Wiedereinschaltung	DARREC1	O -> I (1)	79 (1)
Anzeige der Stufenschalterposition	TPOSYLTC1	TPOSM (1)	84M (1)
Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung	OLATCC1	COLTC (1)	90V (1)
Synchrocheck	SECRSYN1	SYNC (1)	25 (1)
Zustandsüberwachung			
Leistungschalterzustandsüberwachung	SSCBR1	CBCM (1)	CBCM (1)

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Auskreisüberwachung	TCSSCBR1	TCS (1)	TCM (1)
	TCSSCBR2	TCS (2)	TCM (2)
Stromwandlerkreisüberwachung	CCSPVC1	MCS 3I (1)	MCS 3I (1)
Stromwandlerkreisüberwachung für Hochimpedanz-Schutzschema (Leiter L1)	HZCCASPVC1	MCS I_A(1)	MCS I_A(1)
Stromwandlerkreisüberwachung für Hochimpedanz-Schutzschema (Leiter L2)	HZCCBSPVC1	MCS I_B(1)	MCS I_B(1)
Stromwandlerkreisüberwachung für Hochimpedanz-Schutzschema (Leiter L3)	HZCCCSPVC1	MCS I_C(1)	MCS I_C(1)
Automatenfallüberwachung (Fuse Failure)	SEQSPVC1	FUSEF (1)	60 (1)
Überwachung der Schutzkommunikation	PCSITPC1	PCS (1)	PCS (1)
Betriebsstundenzähler für Maschinen und Geräte	MDSOPT1	OPTS (1)	OPTM (1)
Messungen			
Störschreiber	RDRE1	DR (1)	DFR (1)
Lastprofilrekorder	LDPRLRC1	LOADPROF (1)	LOADPROF (1)
Datenaufzeichnung	FLTRFRC1	FAULTREC (1)	FAULTREC (1)
Summenstrommessung	CMMXU1	3I (1)	3I (1)
	CMMXU2	3I (2)	3I (2)
Symmetrische Komponenten (Strom)	CSMSQI1	I1, I2, I0 (1)	I1, I2, I0 (1)
Summenstrommessung	RESCMMXU1	Io (1)	Ir (1)
	RESCMMXU2	Io (2)	Ir (2)
Spannungsanzeige	VMMXU1	3U (1)	3V (1)
	VMMXU2	3U (2)	3V (2)
Verlagerungsspannungsmessung	RESVMMXU1	Uo (1)	Vn (1)
	RESVMMXU2	Uo (2)	Vn (2)
Symmetrische Komponenten der Spannung	VSMSQI1	U1, U2, U0 (1)	V1, V2, V0 (1)
Dreiphasige Leistungs- und Energieberechnung	PEMMXU1	P, E (1)	P, E (1)
RTD/mA Messung	XRGGIO130	X130 (RTD) (1)	X130 (RTD) (1)
Frequenzmessung	FMMXU1	f (1)	f (1)
IEC 61850-9-2 LE (Abtastwerte-Sendung)	SMVSENDER	SMVSENDER	SMVSENDER
IEC 61850-9-2 LE Abtastwerte-Empfang (Spannungsmitnutzung)	SMVRCV	SMVRCV	SMVRCV
Weitere Funktionen			
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Funktion	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Min. Pulszeitgeber (2 Kanäle)	TPGAPC1	TP (1)	TP (1)
	TPGAPC2	TP (2)	TP (2)
	TPGAPC3	TP (3)	TP (3)
	TPGAPC4	TP (4)	TP (4)
Min. Pulszeitgeber (2 Kanäle sekundenbasiert)	TPSGAPC1	TPS(1)	TPS(1)
Min. Pulszeitgeber (2 Kanäle minutenbasiert)	TPMGAPC1	TPM (1)	TPM (1)
Zeitgeber (8 Kanäle)	PTGAPC1	PT (1)	PT (1)
	PTGAPC2	PT (2)	PT (2)
Ausschaltverzögerung (8 Kanäle)	TOFGAPC1	TOF (1)	TOF (1)
	TOFGAPC2	TOF (2)	TOF (2)
	TOFGAPC3	TOF (3)	TOF (3)
	TOFGAPC4	TOF (4)	TOF (4)
Einschaltverzögerung "AN" (8 Kanäle)	TONGAPC1	TON (1)	TON (1)
	TONGAPC2	TON (2)	TON (2)
	TONGAPC3	TON (3)	TON (3)
	TONGAPC4	TON (4)	TON (4)
S-R Flip Flop	SRGAPC1	SR (1)	SR (1)
	SRGAPC2	SR (2)	SR (2)
	SRGAPC3	SR (3)	SR (3)
	SRGAPC4	SR (4)	SR (4)
Steuerobjekt (8 Kanäle)	MVGAPC1	MV (1)	MV (1)
	MVGAPC2	MV (2)	MV (2)
Allgemeines Steuerobjekt (16 Kanäle)	SPCGAPC1	SPC (1)	SPC (1)
	SPCGAPC2	SPC (2)	SPC (2)
Skalierung von Analogwerten	SCA4GAPC1	SCA4 (1)	SCA4 (1)
	SCA4GAPC2	SCA4 (2)	SCA4 (2)
	SCA4GAPC3	SCA4 (3)	SCA4 (3)
	SCA4GAPC4	SCA4 (4)	SCA4 (4)
Ganzzahl-Steuerobjekt	MVI4GAPC1	MVI4 (1)	MVI4 (1)

Abschnitt 2 615 Serie – Überblick

2.1 Überblick

Die Produkte der 615 Serie sind Geräte, die perfekt auf Schutz, Steuerung, Messung und Überwachung von Mittelspannungsschaltanlagen im Verteilnetz und im Industriebereich ausgerichtet sind. Das Gerätedesign orientiert sich an der Norm IEC 61850 für Kommunikation und Interoperabilität in Stationsautomatisierungssystemen.

Das Gerät verfügt über ein Einschubdesign für verschiedene Einbauoptionen, eine kompakte Größe und leichte Anwendung. Je nach Produkt stehen sowohl für die Soft- als auch die Hardware zusätzliche Funktionen zur Verfügung, wie beispielsweise Wiedereinschaltautomatik und zusätzliche E/As.

Die Geräte der 615 Serie unterstützen eine Reihe von Kommunikationsprotokollen, darunter IEC 61850 Edition 2 Support, Prozessbus gemäß IEC 61850-9-2 LE, IEC 60870-5-103, Modbus® und DNP3. Das Kommunikationsprotokoll Profibus DPV1 wird unterstützt durch den Protokollkonverter SPA-ZC 302.

2.1.1 Versionsverlauf der Produktreihe

Produktreihenversion	Frühere Produktreihen
1.0	Das erste Produkt der 615 Serie REF615 wurde mit den Konfigurationen A-D freigegeben.
1.1	Neues Produkt: RED615 Plattformerweiterungen: • IRIG-B-Unterstützung • Unterstützung für parallele Protokolle: IEC 61850 und Modbus • Option für zusätzliches Binäreingangs/-ausgangsmodul X130 • Verbesserte CB Verriegelungsfunktion • Erweiterte TCS Funktionalität der Hardware • Unterstützung für nichtflüchtigen Speicher
2.0	Neue Produkte: • REM615 mit Konfiguration C • RET615 mit Konfigurationen A-D Neue Konfigurationen • RED615: B und C • REF615: E und F Plattformerweiterungen • Unterstützung für serielles DNP3 oder TCP/IP • Unterstützung für IEC 60870-5-103 • Spannungsmessung und Schutz • Leistungs- und Energiemessung • Hochladen der Störaufzeichnung über WHMI • "Fuse failure"-Überwachung

Produktreihenversion	Frühere Produktreihen
3.0	Neues Produkt: • REU615 mit Konfigurationen A und B Neue Konfigurationen: • REF615 G und H • REM615 A und B • RET615 E-H Ergänzungen für Konfigurationen: • RED615 B • REF615 A, B, E und F • REM615 C • RET615 A-D Plattformerweiterungen: • Unterstützung der Konfigurierbarkeit der Anwendung • Analoge GOOSE-Unterstützung • Großes Display mit Blindschaltbild • Verbessertes mechanisches Design • Höhere maximale Anzahl an Ereignissen und Störfallaufzeichnungen • Frequenzmessung und Schutz • Zulassungsbasierter Erdfehler • Kombisensoreingänge • RTD/mA Messung und Schutz • Synchronitäts- und Einschaltprüfung • Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregler • Entlastung und Wiederherstellung • Gemessener/berechneter Io/Uo auswählbar • Option für Multiport-Ethernet
4.0	Neue Konfiguration: • REF615 J Ergänzungen/Änderungen für Konfigurationen: • RED615 A-C • REF615 A-H • REM615 A-C • RET615 A-H • REU615 A-B Plattformerweiterungen: • Option für duale Ethernet-Kommunikation über LWL-Kabel (COM0032) • Funktionsblöcke "Generic control point" (SPCGGIO) • Zusätzliche Logikblöcke • Objekt "Taste" für Blindschaltbild • Objekte "Steuerbarer Trennschalter" und "Erdungsschalter" für Blindschaltbild • Wattmetrischer E/F • Auf Oberschwingung basierender E/F • Power Quality-Funktionen • Zusätzliche Multifunktionsschutzinstanzen • Höhere maximale Anzahl an Ereignissen und Störfallaufzeichnungen
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Produktreihenversion	Frühere Produktreihen

4.0 FP1	Plattformerweiterungen:
	• Hochverfügbare nahtlose Redundanz (HSR)
	• Paralleles Redundanzprotokoll (PRP-1)
	• Unterstützung für parallele Protokolle:
	  • IEC 61850 und IEC 60870-5-103
	  • IEC 61850 und DNP3
	• Programmierbare LEDs
	• Online-Überwachung für PCM600

5.0	Neues Produkt: • REV615 mit Standardkonfigurationen A und B Neue Standardkonfigurationen: • RED615: D und E • REF615: K, L und N • REM615: D Plattformerweiterungen: • Unterstützung für IEC 61850-9-2 LE • IEEE 1588 v2-Zeitsynchronisierung • Fehlerorter • Leitungsdifferentialschutz mit In-Zone-Transformator • Lastprofilregistrierung • Hochgeschwindigkeits-Binärausgänge • Unterstützung für Profibus-Adapter • Unterstützung für mehrere Blindschaltbildseiten • Import/Export von Einstellungen über WHMI • Einstellen der Verbesserungen für die Nutzbarkeit • Tool für HMI-Ereignisfilter
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Produktreihenversion	Frühere Produktreihen
5.0 FP1	RED615 Erweiterungen: • HSR und PRP-1 duale Ethernet-Kommunikation über LWL-Kabel (COM0035, COM0036) • IEC 61850-9-2 LE und IEEE 1588 v2 mit dualer Ethernet-Kommunikation über LWL-Kabel Plattformerweiterungen: • IEC 61850 Edition 2 • Stromsende-Unterstützung mit IEC 61850-9-2 LE • Unterstützung für Synchrocheck mit IEC 61850-9-2 LE • Unterstützung für Konfigurationsmigration (ab Version 3.0 bis Version 5.0 FP1) • Via Software verschließbare Ethernet-Anschlüsse • Chinesische Sprachunterstützung • Berichtszusammenfassung via WHMI • Admittanzbasierter Multifrequenz-Erdfehlerschutz • Unterstützung für den Hochimpedanz-Differentialschutz • Spannungsungleichgewicht Power Quality-Option • Zusätzliche Funktionen für Zeitglied, S-R Speicher (Flip-Flop) und Skalierung von Analogwerten New product: • REG615 with standard configuration A for interconnection protection and standard configurations C and D for generator protection

2.1.2 PCM600 und Connectivity-Package-Version des Geräts

- Schutz- und Steuerungs-Geräte-Manager PCM600 Version 2.6 (Rollup 20150626) oder höher
- RED615 Connectivity Package Version 5.1 oder höher
- REF615 Connectivity Package Version 5.1 oder höher
- REG615 Connectivity Package Version 5.1 oder höher
- REM615 Connectivity Package Version 5.1 oder höher
- RET615 Connectivity Package Version 5.1 oder höher
- REU615 Connectivity Package Version 5.1 oder höher
- REV615 Connectivity Package Version 5.1 oder höher

Laden Sie Connectivity Packages von der ABB-Website http://www.abb.de/mittelspannung oder direkt über den Update Manager in PCM600 herunter.

2.2 Lokale HMI

Die LHMI wird für das Einstellen, Überwachen und Steuern des Schutzgeräts genutzt. Die LHMI umfasst das Display, Tasten, LED-Anzeigen und die Kommunikationsschnittstelle.

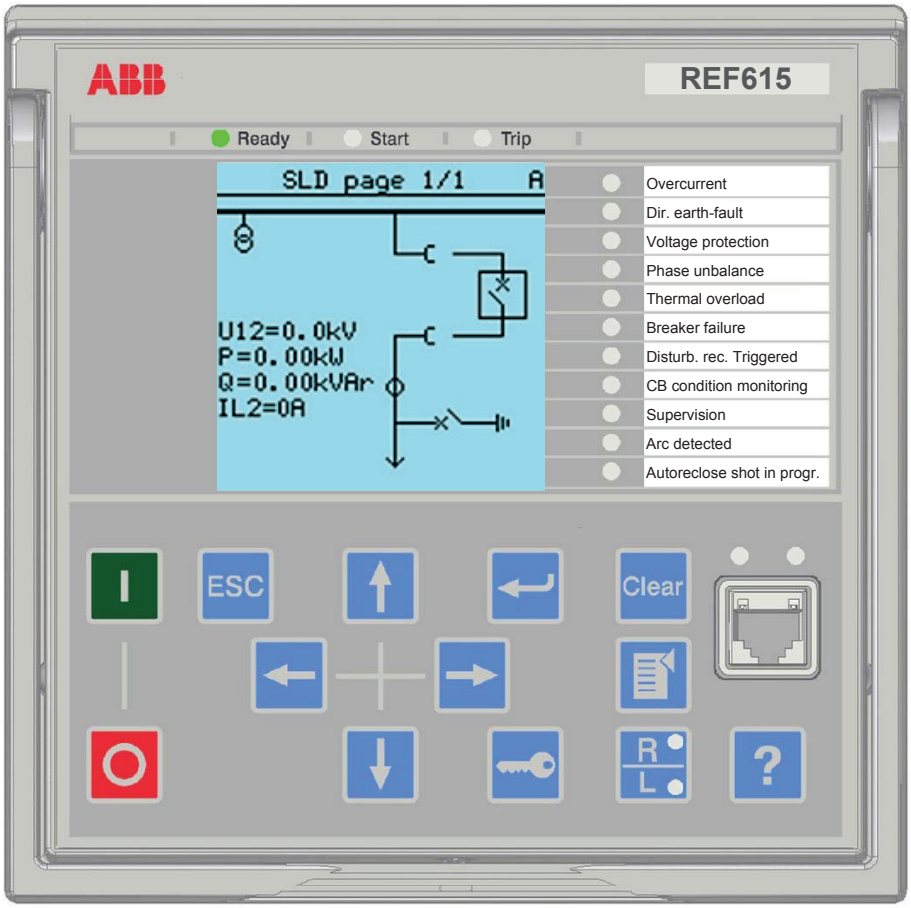


Abb. 2: Beispiel der LHMI

2.2.1 Display

Die LHMI enthält ein grafisches Display, das zwei Zeichengrößen unterstützt. Die Zeichengröße hängt von der gewählten Sprache ab. Die Anzahl der Zeichen und Zeilen, die in eine Ansicht passen, hängt von der Schriftgröße ab.

Tabelle 2: Kleines Display

Schriftgröße[1)]	Zeilen pro Ansicht	Zeichen pro Zeile
Klein, einfacher Zeichenabstand (6 × 12 Pixel)	5	20
Groß, veränderliche Breite (13 x 14 Pixel)	3	mindestens 8

1) Je nach gewählter Sprache

Tabelle 3: Großes Display

Schriftgröße[1)]	Zeilen pro Ansicht	Zeichen pro Zeile
Klein, einfacher Zeichenabstand (6 × 12 Pixel)	10	20
Groß, veränderliche Breite (13 x 14 Pixel)	7	mindestens 8

1) Je nach gewählter Sprache

Die Displayansicht wird in vier Hauptbereiche eingeteilt.

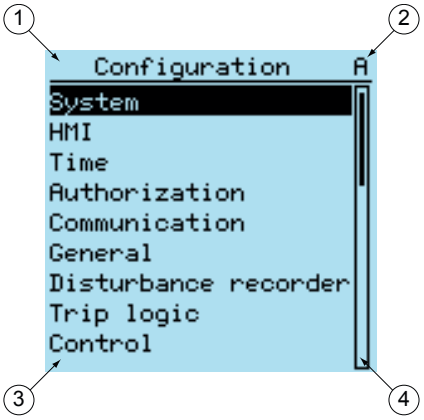


Abb. 3: Display-Anordnung

1 Kopfzeile
2 Symbol
3 Inhalt
4 Bildlaufleiste (erscheint bei Bedarf)

2.2.2 LEDs

Die LHMI enthält über dem Display drei Schutzanzeigen: Bereitschaft, Anregung und Auslösung.

Auf der Front der LHMI befinden sich 11 matrixprogrammierbare LEDs. Die LEDs können mit PCM600 konfiguriert werden, während die Betriebsart über die LHMI, WHMI oder PCM600 ausgewählt werden kann.

2.2.3 Tastenfeld

Das Tastenfeld der LHMI besteht aus verschiedenen Drucktasten zur Navigation und Steuerung durch die verschiedenen Ansichten und Menüs. Mit den Drucktasten können Sie Öffnungs- oder Schließbefehle an Objekte im Primärschaltkreis erteilen, z. B. an einen Leistungsschalter bzw. ein Leistungsschütz oder einen Trennschalter.

Die Drucktasten werden auch für das Quittieren von Alarmen, das Rücksetzen von Anzeigen, zur Bereitstellung von Hilfe-Informationen sowie zum Umschalten zwischen Vor-Ort- und Fernsteuerung genutzt.

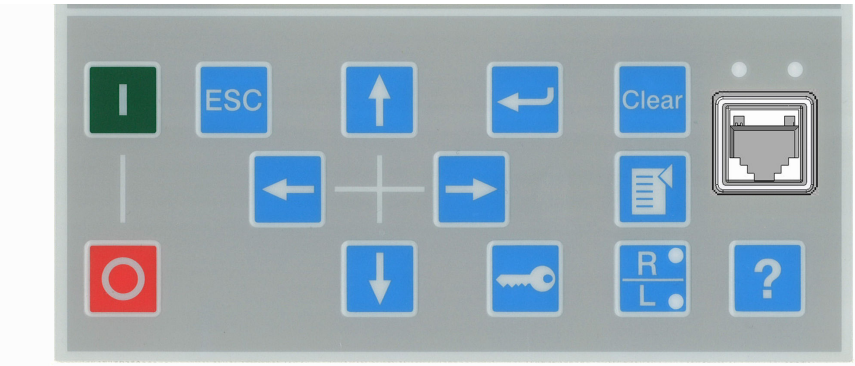


Abb. 4: Tasten der LHMI mit Drucktasten für Objektsteuerung, Navigation und Befehle sowie RJ-45-Kommunikationsschnittstelle

2.3 Web HMI

Mit der WHMI hat der Benutzer über einen Webbrowser sicheren Zugriff auf das Schutzgerät. Wenn im Schutzgerät der Parameter *Sichere Kommunikation* aktiviert ist, ist der Webserver gezwungen, eine sichere (HTTPS) Verbindung zur WHMI mit TLS-Verschlüsselung aufzubauen. Die WHMI wird über den Internet Explorer 8.0, 9.0, 10.0 und 11.0 verifiziert.

Die WHMI ist automatisch deaktiviert.

WHMI bietet verschiedene Funktionen.

- Programmierbare LEDs und Ereignislisten
- Systemüberwachung
- Parametereinstellungen
- Anzeige von Messwerten
- Störschriebe
- Fehlerspeicher
- Lastprofilrekorder
- Zeigerdiagramm
- Blindschaltbild
- Import/Export von Parametern
- Berichtszusammenfassung

Die Menüstruktur in der WHMI entspricht genau der in der LHMI.

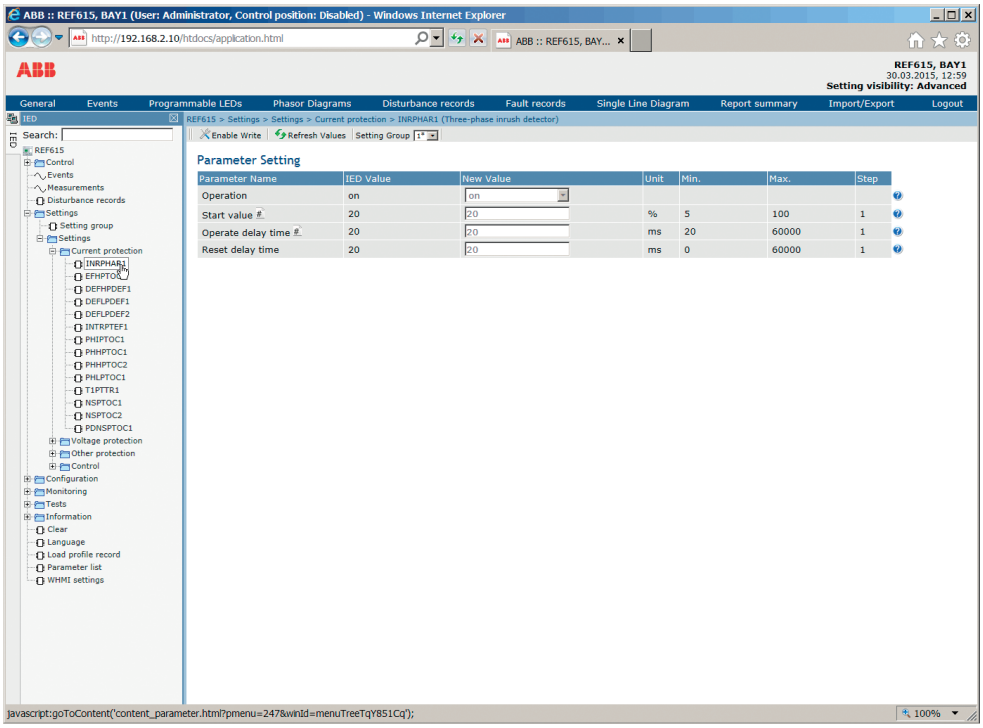


Abb. 5: Beispielansicht der WHMI

Auf die WHMI kann lokal und von Fern zugegriffen werden.

- Lokal durch Anschließen des Laptops an das Schutzgerät über die frontseitige Kommunikationsschnittstelle.
- Fern über LAN/WAN.

2.4 Berechtigungen

Für die LHMI und WHMI wurden vier Benutzerkategorien vordefiniert, von denen jede über unterschiedliche Befugnisse und Standardpasswörter verfügt.

Die Standardpasswörter im Schutzgerät ab Werk können von einem Benutzer mit Administratorenrechten verändert werden.

Die Zuweisung von Benutzerrechten ist für die LHMI automatisch deaktiviert, jedoch verwendet WHMI immer eine Autorisierung.

Tabelle 4: Voreingestellte Benutzerkategorien

Benutzername	Benutzerrechte
ANZEIGE	Schreibgeschützter Zugang
BEDIENER	• Auswahl von Fernbedienung oder Lokal mit (nur lokal) • Ändern der Einstellgruppen • Steuerung • Anzeigen zurücksetzen
EXPERTE	• Ändern von Einstellungen • Zurücksetzen der Ereignisliste • Zurücksetzen von Störschrieben • Ändern von Systemeinstellungen wie IP-Adresse, serielle Baudrate oder Störschreibereinstellungen • Das Schutzgerät auf den Testmodus einstellen • Sprachauswahl
ADMINISTRATOR	• Alle oben aufgeführten • Ändern des Passworts • Aktivierung der Werkseinstellung

Nähere Angaben zur Zuweisung von Benutzerrechten für das PCM600 finden Sie in der entsprechenden Dokumentation.

2.4.1 Audit Trail

Das Schutzgerät bietet eine ganze Reihe von Funktionen zur Ereigniserfassung. Kritische Ereignisse, die das System und die Schutzgeräte-Sicherheit betreffen, werden in einem separaten nichtflüchtigen Audit Trail für den Administrator protokolliert.

Im Audit Trail werden alle Systemaktivitäten chronologisch erfasst. Dies macht eine Rekonstruktion und Untersuchung der Reihenfolge system- und sicherheitsrelevanter Ereignisse und Änderungen im Schutzgerät möglich. Sowohl Audit-Trail- als auch prozessrelevante Ereignisse können auf konsistente Weise mithilfe der Ereignisliste der LHMI und WHMI sowie des Event Viewer in PCM600 untersucht und analysiert werden.

Das Schutzgerät speichert 2048 Audit-Trail-Ereignisse im nichtflüchtigen Audit Trail. Zusätzlich werden 1024 Prozessereignisse in der nichtflüchtigen Ereignisliste gespeichert. Sowohl Audit Trail als auch Ereignisliste arbeiten nach dem FIFO-Prinzip. Der nichtflüchtige Speicher basiert auf einem Speichertyp, der weder eine Stromversorgung durch eine Batterie noch einen regelmäßigen Austausch von Komponenten erfordert, damit der Speicherinhalt erhalten bleibt.

Audit-Trail-Ereignisse, die sich auf die Benutzerauthentifizierung beziehen (Login, Logout, Übergriffe fern sowie lokal), sind gemäß der aus IEEE 1686 ausgewählten Erfordernisse definiert. Die Protokollierung erfolgt basierend auf vordefinierten

Benutzernamen oder Benutzerkategorien. Die Ereignisse des Benutzer-Audit-Trails sind mit IEC 61850-8-1, PCM600, LHMI und WHMI verfügbar.

Tabelle 5: Audit-Trail-Ereignisse

Audit-Trail-Ereignis	Beschreibung
Configuration change	Konfigurationsänderung
Firmware change	Firmware Änderung
Firmware change fail	Firmwarewechsel fehlgeschlagen
Verbunden mit Retrofit-Prüfrahmen	Einheit wurde mit Retrofit-Gehäuse verbunden
Entfernt aus Retrofit-Prüfrahmen	Entfernt aus Retrofit-Prüfrahmen
Setting group remote	Benutzer hat Parametersatz per Fernzugriff geändert
Setting group local	Benutzer hat Parametersatz per lokalen Zugriff geändert
Control remote	Fernsteuerung von DPC-Objekt
Control local	Lokale Steuerung von DPC-Objekt
Test on	Prüfmodus ein
Test off	Prüfmodus aus
Reset trips	Gespeicherte Auslösungen zurücksetzen (TRPPTRC*)
Setting commit	Einstellungen wurden geändert
Time change	Direkt vom Benutzer geänderte Zeit. Beachten Sie, dass dies nicht verwendet wird, wenn das Schutzgerät über das entsprechende Protokoll korrekt synchronisiert wird (SNTP, IRIG-B, IEEE 1588 v2).
View audit log	Administrator hat auf Audit Trail zugegriffen
Login	Erfolgreiche Anmeldung von IEC 61850-8-1 (MMS), WHMI, FTP oder LHMI.
Logout	Erfolgreiche Abmeldung von IEC 61850-8-1 (MMS), WHMI, FTP oder LHMI.
Password change	Passwort geändert
Firmware reset	Rücksetzen durch Benutzer oder Tool ausgelöst
Audit overflow	Zu viele Audit-Ereignisse im Zeitraum
Violation remote	Fehlgeschlagener Anmeldeversuch IEC 61850-8-1 (MMS), WHMI, FTP oder LHMI.
Violation local	Fehlgeschlagener Anmeldeversuch IEC 61850-8-1 (MMS), WHMI, FTP oder LHMI.

Im PCM600 Event Viewer werden sowohl Audit-Trail-Ereignisse als auch prozessbezogene Ereignisse angezeigt. Audit-Trail-Ereignisse werden über die entsprechende Sicherheitsereignis-Ansicht angezeigt. Da nur der Administrator berechtigt ist, den Audit Trail einzusehen, muss die Autorisierung in PCM600 verwendet werden. Der Audit Trail kann nicht zurückgesetzt werden. Jedoch gestattet der PCM600 Event Viewer das Filtern von Daten. Audit-Trail-Ereignisse können so konfiguriert werden, dass sie auch in der LHMI/WHMI-Ereignisliste mit prozessbezogenen Ereignissen angezeigt werden.

Um die Audit-Trail-Ereignisse über die Ereignisliste anzeigen zu lassen, ist der Ebenenparameter *Authority logging* über **Konfiguration/Autorisierung/Sicherheit** zu definieren. Dadurch werden Audit-Trail-Ereignisse für alle Benutzer sichtbar.

Tabelle 6: Vergleich der Zuständigkeitslogin-Stufen

Audit-Trail-Ereignis	Zuständigkeitslogin-Stufe					
	Keine	Konfigurationsänderung	Setting group	Setting group, control	Einstellung editieren	Alle
Konfigurationsänderung		•	•	•	•	•
Firmware Änderung		•	•	•	•	•
Firmware change fail		•	•	•	•	•
Verbunden mit Retrofit-Prüfrahmen		•	•	•	•	•
Entfernt aus Retrofit-Prüfrahmen		•	•	•	•	•
Parametersatz Fern			•	•	•	•
Parametersatz Lokal			•	•	•	•
Steuerung Fern				•	•	•
Control local				•	•	•
Test Ein				•	•	•
Test Aus				•	•	•
Reset trips				•	•	•
Einstellung Übergabe					•	•
Zeitänderung						•
Ansicht audit log						•
Login						•
Logout						•
Password change						•
Firmware reset						•
Violation local						•
Violation remote						•

2.5 Kommunikation

Das Schutzgerät unterstützt eine Reihe von Kommunikationsprotokollen, einschließlich IEC 61850, IEC 61850-9-2 LE, IEC 60870-5-103, Modbus® und DNP3. Das Kommunikationsprotokoll Profibus DPV1 wird durch den Protokollkonverter SPA-ZC 302 unterstützt. Über diese Protokolle kann auf Betriebsinformationen und -steuerungen zugegriffen werden. Manche

Kommunikationsfunktionen, wie etwa horizontale Kommunikation zwischen Schutzgeräten, sind jedoch nur mit dem Kommunikationsprotokoll IEC 61850 möglich.

Die IEC 61850-Kommunikationsanwendung unterstützt alle Überwachungs- und Steuerfunktionen. Außerdem kann über das DFR-Protokoll auf die Parametereinstellung und die Störschriebe und Störfallaufzeichnungen zugegriffen werden. Störschriebe sind für alle Ethernet-basierten Anwendungen im IEC 60255-24 Standard-COMTRADE-Format verfügbar. Des Weiteren kann das Schutzgerät mithilfe des IEC 61850-8-1 GOOSE-Profils Binärsignale an andere Geräte senden und empfangen (sog. horizontale Kommunikation). Hierbei wird die höchste Leistungsklasse mit einer Gesamtübertragungszeit von 3 ms unterstützt. Zudem unterstützt das Schutzgerät das Senden und Empfangen von Analogwerten über GOOSE-Messaging. Das Schutzgerät erfüllt die GOOSE-Leistungsanforderungen für Auslöseanwendungen in Verteilstationen, die in der Norm IEC 61850 festgelegt sind.

Das Schutzgerät kann fünf gleichzeitige Clients unterstützen. Wenn Bedien- und Parametriertool PCM600 eine Client-Verbindung reserviert, verbleiben nur vier Client-Verbindungen, z. B. für IEC 61850 und Modbus.

Alle Kommunikationsanschlüsse, abgesehen von der frontseitigen Schnittstelle, befinden sich auf integrierten optionalen Kommunikationsmodulen. Das Schutzgerät kann über den RJ-45-Anschluss (100Base-TX) oder den optischen LC-Anschluss (100Base-FX) an ethernetbasierte Kommunikationsprotokolle angeschlossen werden.

2.5.1 Selbstregenerierender Ethernet-Ring

Für einen korrekten Betrieb der selbstregenerierenden Ringtopologie ist es erforderlich, dass die externen Switches im Netzwerk das RSTP-Protokoll unterstützen und dass dieses Protokoll in den Switches aktiviert ist. Anderenfalls kann die Ringtopologie für Probleme im System sorgen. Das Schutzgerät selbst unterstützt weder Link-Down-Erkennung noch RSTP. Der Ringwiederherstellungsvorgang basiert auf der Alterung der MAC-Adressen, und Link-Up-/Link-Down-Ereignisse können die Kommunikation vorübergehend beeinträchtigen. Für eine höhere Leistungsfähigkeit des selbstregenerierenden Rings wird empfohlen, den externen Switch, der am weitesten vom Schutzgerätering entfernt ist, als Root-Switch (Bridge-Priorität = 0) zu definieren und dann die Bridge-Priorität in Richtung Schutzgerätering zu erhöhen. Die Endverbindungen des Schutzgeräterings können mit demselben externen Switch oder mit zwei angrenzenden externen Switches verbunden werden. Der selbstregenerierende Ethernet-Ring macht ein Kommunikationsmodul mit mindestens zwei Ethernet-Schnittstellen für alle Geräte erforderlich.

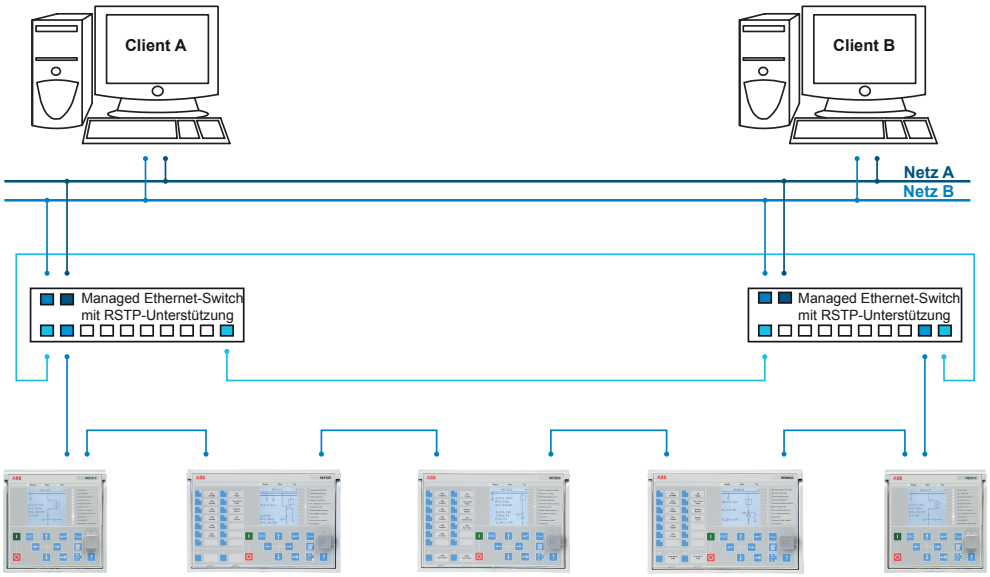


Abb. 6: Selbstregenerierende Ethernet-Ring-Lösung

Die Ethernet-Ring-Lösung unterstützt den Anschluss von bis zu 30 Schutzgeräten. Wenn mehr als 30 Schutzgeräte angeschlossen werden sollen, ist es empfehlenswert, das Netz in mehrere Ringe mit höchstens 30 Schutzgeräten pro Ring aufzuteilen. Jedes Schutzgerät besitzt eine 50-µs-Verzögerung im Teilstreckenverfahren und die Ringgröße ist auf 30 Schutzgeräte begrenzt, um die Voraussetzungen für schnelle horizontale Kommunikation zu erfüllen.

2.5.2 Ethernet-Redundanz

IEC 61850 spezifiziert ein Schema für die Netzwerkredundanz, das die Systemverfügbarkeit der Stationskommunikation verbessert. Es basiert auf zwei komplementären Protokollen der Norm IEC 62439-3:2012 das Protokoll für Parallelredundanz PRP-1 und das Protokoll für hochverfügbare nahtlose Redundanz HSR. Beide Protokolle basieren auf der Duplikation aller übertragener Daten über zwei Ethernet-Anschlüsse für eine logische Netzwerkverbindung. Daher können Fehler einer Verbindung oder eines Schalters ohne Umschaltzeit überwunden werden. Auf diese Weise werden die zwingenden Echtzeit-Anforderungen der horizontalen Kommunikation und Zeitsynchronisation in der Schaltanlagen-Automatisierung erfüllt.

PRP gibt an, dass jedes Gerät parallel mit zwei LANs verbunden ist. HSR wendet das PRP-Prinzip bei Ringen und Ringen von Ringen an, um eine kostengünstige Redundanz zu erreichen. Jedes Gerät enthält hierfür ein Schaltelement, das Frames von Schnittstelle zu Schnittstelle übermittelt. Die HSR/PRP-Option steht für alle

Schutzgeräte der Serie 615 zur Verfügung. RED615 unterstützt diese Option jedoch nur über Faseroptik.

IEC 62439-3:2012 hebt auf und ersetzt die erste Edition aus dem Jahr 2010. Diese Versionen werden auch als IEC 62439-3 Edition 1 und IEC 62439-3 Edition 2 bezeichnet. Das Schutzgerät unterstützt IEC 62439-3:2012 und ist nicht mit kompatibel mit der Norm IEC 62439-3:2010.

PRP

Jeder PRP-Knoten (doppelt verbundener Knoten mit PRP, DAN) ist mit zwei unabhängigen LANs verbunden, die getrennt arbeiten. Diese parallelen Netzwerke in PRP werden LAN A und LAN B bezeichnet. Die Netzwerke sind vollständig voneinander getrennt, um die Fehlerunabhängigkeit zu gewährleisten. Sie können unterschiedliche Topologien aufweisen. Beide Netzwerke werden parallel betrieben. Dadurch ist eine sofortige Wiederherstellung und durchgehende Prüfung der Redundanz möglich, um Kommunikationsfehler auszuschließen. Nicht-PRP-Knoten, die auch einfach verbundene Knoten genannt werden (SANs) sind mit nur einem Netzwerk verbunden (und kommunizieren daher nur mit DANs und SANs im gleichen Netzwerk) oder über eine Redundanz-Box verbunden, einem Gerät, das sich wie ein DAN verhält.

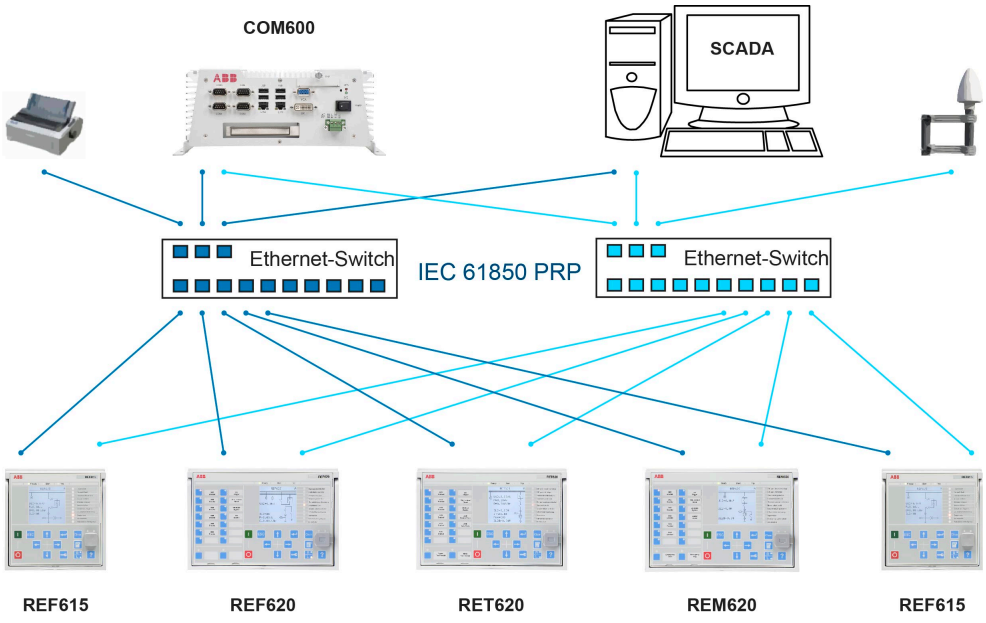


Abb. 7: PRP-Lösung

Falls ein Laptop oder eine PC-Workstation an einen Nicht-PRP-Knoten an einem der PRP-Netzwerke, LAN A oder LAN B, angeschlossen wird, empfehlen wir eine Redundancy Box oder einen Ethernet-Switch mit ähnlichen Funktionen zwischen dem PRP-Netzwerk und dem SAN zu schalten, um zusätzliche PRP-Informationen der Ethernet-Frames zu entfernen. In einigen Fällen sind Standard-PC-

Workstationadapter nicht in der Lage, Ethernet-Frames mit einer maximalen Länge gemeinsam mit dem PRP-Trailer zu verarbeiten.

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, einen Arbeitsplatzrechner oder ein Laptop als SAN mit einem PRP-Netzwerk zu verbinden.

- Über eine externe Redundanz-Box (RedBox) oder einen Schalter, der mit PRP oder normalen Netzwerken verbunden werden kann.
- Indem der Knoten direkt mit LAN A oder LAN B als SAN verbunden wird.
- Indem der Knoten mit dem Schutzgeräts-Interlink-Anschluss verbunden wird.

HSR

HSR wendet das PRP-Prinzip des Parallelbetriebs auf einen einzelnen Ring an. Dabei werden die beiden Richtungen als zwei virtuelle LANs behandelt. Für jedes gesendete Frame sendet ein Knoten, DAN, zwei Frames - je einen pro Schnittstelle. Beide Frames fließen in entgegengesetzte Richtungen über den Ring und jeder Ring leitet die jeweils empfangenen Frames von einer Schnittstelle zur Nächsten. Wenn ein Knoten einen Frame empfängt, den er selbst gesendet hat, wird dieser zur Vermeidung von Schleifen verworfen. Daher ist kein Ringprotokoll erforderlich. Individuell angeschlossene Knoten, SANs, wie beispielsweise Laptops und Drucker müssen über eine “Redundancy Box” verbunden werden, die als Ringelement fungiert. Ein Schutzgerät der Serie 615 oder 620 mit HSR-Unterstützung kann beispielsweise als Redundancy Box eingesetzt werden.

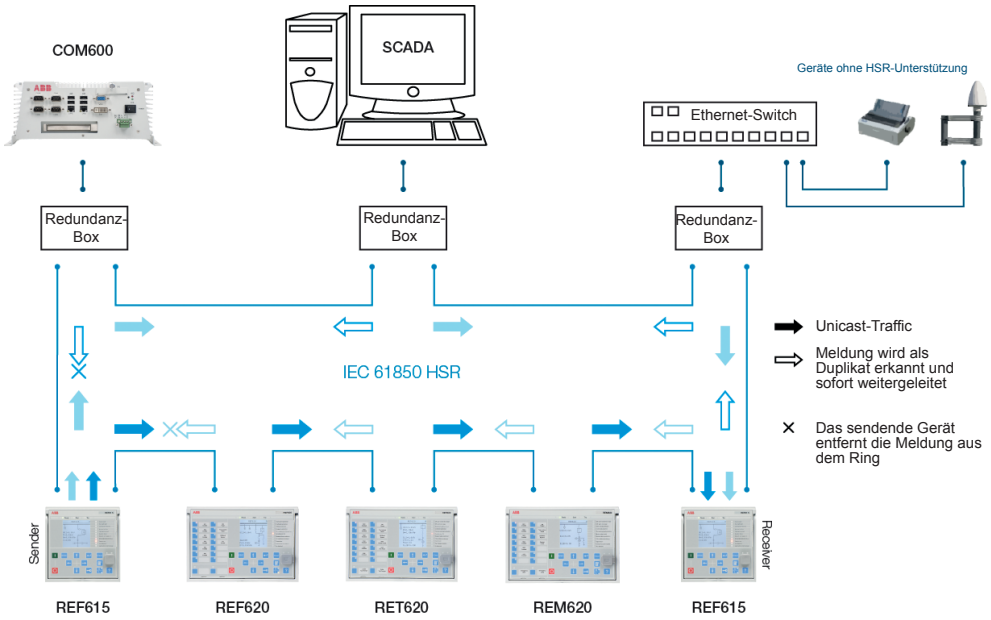


Abb. 8: HSR-Lösung

2.5.3 Prozessbus

Der Prozessbus IEC 61850-9-2 definiert die Übertragung abgetasteter Messwerte innerhalb des Systems der Stationsautomatisierung. Die von der International Users Group erstellte Richtlinie IEC 61850-9-2 LE definiert ein Anwendungsprofil von IEC 61850-9-2, um die Implementierung zu erleichtern und die Interoperabilität zu ermöglichen. Der Prozessbus wird verwendet, um Prozessdaten vom Primärkreis an alle mit dem Prozessbus kompatiblen Geräte im lokalen Netzwerk in Echtzeit zu verteilen. Die Daten können anschließend von jedem Gerät verarbeitet werden, um verschiedene Schutz-, Automatisierungs- und Steuerungsfunktionen zu erfüllen.

Das Konzept der UniGear Digital-Schaltanlage basiert auf dem Prozessbus und den Strom- und Spannungssensoren. Der Prozessbus bietet mehrere Vorteile für UniGear Digital, z. B. einfachere reduzierte Verdrahtung, flexible Datenverfügbarkeit für alle Geräte, verbesserte Diagnosefunktionen und längere Wartungszyklen.

Beim Prozessbus kann die galvanische Verkabelung zwischen den Schaltfeldern für die gemeinsame Nutzung des Sammelschienenspannungswerts mit der Ethernet-Kommunikation ersetzt werden. Die Übertragung von Messwerten über den Prozessbus führt auch zu einer höheren Fehlererkennung, da die Signalübertragung automatisch überwacht wird. Ein weiterer Faktor für die höhere Verfügbarkeit ist Möglichkeit, ein redundantes Ethernet-Netzwerk für die Übertragung von SMV-Signalen zu verwenden.

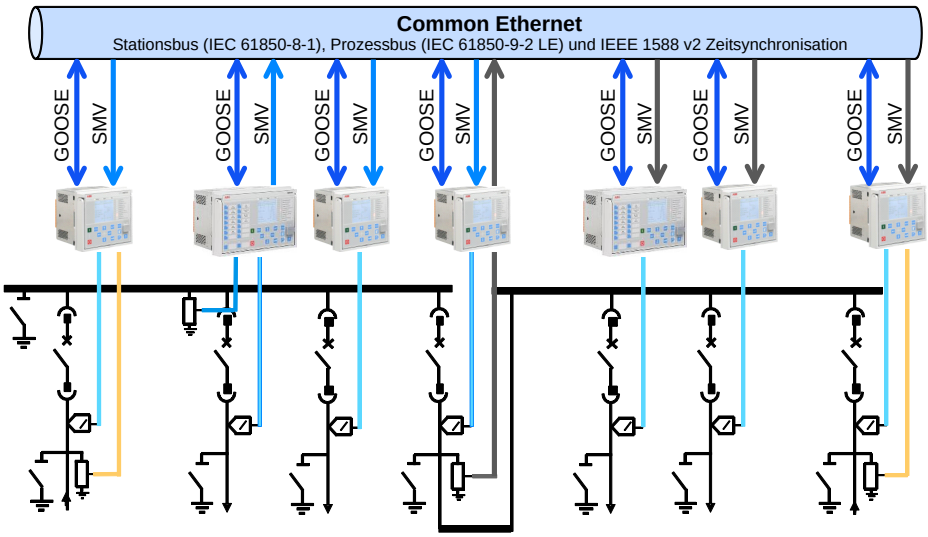


Abb. 9: Prozessbusanwendung bei Spannungsteilung und Synchronkontrolle

Die 615 Serie unterstützt den IEC 61850 Prozessbus mit Probewerten von Analogströmen und -spannungen. Die Messwerte werden als Probewerte anhand des IEC 61850-9-2 LE-Protokolls übertragen, das dasselbe physikalische Ethernet-Netzwerk verwendet, wie der IEC 61850-8-1 Stationsbus. Die Probewerte sollen dazu

dienen, die Spannungs-Messwerte von einem Gerät der 615 Serie an andere Geräte mit der Leiter-Erde-Spannungbasierten Funktion und 9-2-Unterstützung weiter zu reichen.

Die Geräte der 615 Serie mit prozessbusbasierten Anwendungen verwenden das IEEE 1588 v2 Precision Time Protocol (PTP) gemäß IEEE C37.238-2011 Power Profile für eine hochexakte Zeitsynchronisation. Mit IEEE 1588 v2 werden die Anforderungen an die Kabelinfrastruktur reduziert, indem die Informationen der Zeitsynchronisation über dasselbe Ethernet-Netzwerk übertragen werden wie die Datenkommunikation.

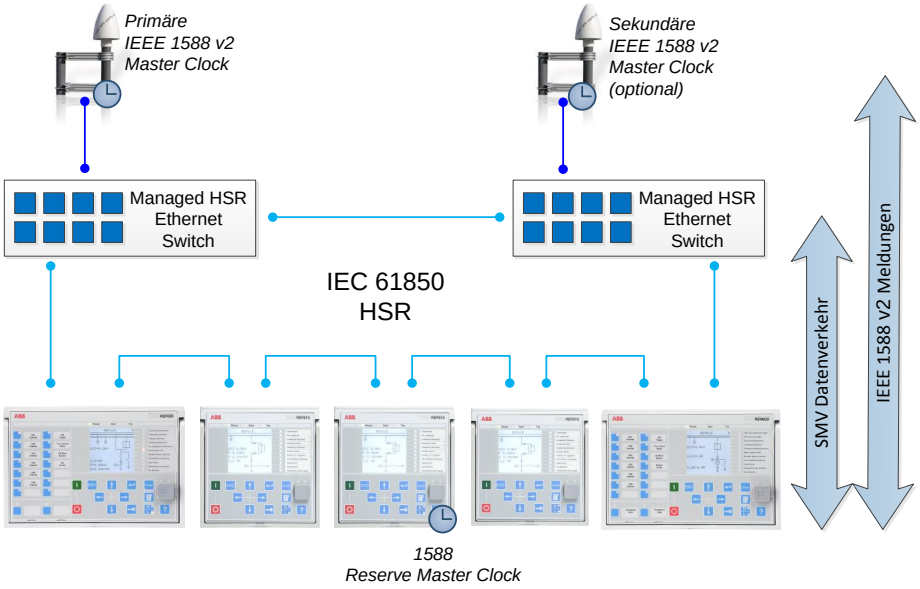


Abb. 10: Beispiel einer Netztopologie mit Prozessbus, Redundanz und IEEE 1588 v2-Zeitsynchronisation

Die Prozessbus-Option steht in allen Geräten der 615 Serie zur Verfügung, die mit Leiter-Erde-Spannungseingängen ausgestattet sind. Eine weitere Anforderung ist eine Kommunikationskarte mit IEEE 1588 v2 Unterstützung (COM0031...COM0037). RED615 unterstützt jedoch diese Option nur mit einer Kommunikationskarte mit einer Glasfaser-Stationsbus-Schnittstelle. Im Engineering-Handbuch für IEC 61850 befinden sich weitere Informationen zu Systemanforderungen und Konfigurationsdetails.

2.5.4 Sichere Kommunikation

Das Schutzgerät unterstützt sichere Kommunikation für WHMI und das Dateiübertragungsprotokoll. Wenn der Parameter *Sichere Kommunikation* aktiviert wurde, ist die TLS-basierte Verschlüsselungsmethode von den Clients für Protokolle erforderlich. In diesem Fall muss die WHMI über einen Webbrowser mit dem HTTPS-Protokoll verbunden sein und im Fall einer Dateiübertragung muss der Client FTPS verwenden.

Abschnitt 3 Basisfunktionen

3.1 Allgemeine Parameter

Tabelle 7: Einstellungen Analogeingang, Leiterströme

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Primärstrom	1.0...6000.0	AWE s	0.1	100.0	Nennstrom primär
Sekundärstrom	2=1A 3=5A			2=1 A	Nennstrom sekundär
Amplitudenkorrektur L1	0.9000...1.1000		0.0001	1.0000	Amplitudenkorrektur Leiter L1
Amplitudenkorrektur L2	0.9000...1.1000		0.0001	1.0000	Amplitudenkorrektur Leiter L2
Amplitudenkorrektur L3	0.9000...1.1000		0.0001	1.0000	Amplitudenkorrektur Leiter L3
Bemessungsstrom	39...4000	AWE s	1	1300	Bemessungsstrom Netz (Ir)
Bemessungs-Sekundärwert	1.000...150.000	mV/Hz	0.001	3.000	Verhältnis Bemessungs-Sekundärwert (RSV)
Umgekehrte Polarität	0=False 1=True			0=False	Polarität der Leiter-Stromwandler umkehren
Winkelkorrektur L1	-20,0000...20,0000	Grad	0.0001	0.0000	Leiter L1 Winkelkorrekturfaktor
Winkelkorrektur L2	-20,0000...20,0000	Grad	0.0001	0.0000	Leiter L2 Winkelkorrekturfaktor
Winkelkorrektur L3	-20,0000...20,0000	Grad	0.0001	0.0000	Leiter L3 Winkelkorrekturfaktor

Tabelle 8: Einstellungen Analogeingang, Summenstrom

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Primärstrom	1,0...6000,0	A	0,1	100,0	Primärstrom
Sekundärstrom	1=0,2 A 2=1 A 3=5 A			2=1 A	Sekundärstrom
Amplitudenkorrektur	0,9000...1,1000		0,0001	1,0000	Amplitudenkorrektur
Umgekehrte Polarität	0=False 1=True			0=False	Polarität des Summenstromwandlers umkehren
Winkelkorrektur	-20,0000...20,0000	Grad	0,0001	0,0000	Winkelkorrekturfaktor

Tabelle 9: Einstellungen Analogeingang, Leiterspannungen

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Primärspannung	0.100...440.000	Spannung	0.001	20.000	Primäre Bemessungsspannung
Sekundärspannung	60...210	V	1	100	Sekundäre Bemessungsspannung
VT-Anbindung	1=Ypsilon 2=Delta 3=U12 4=UL1			2=Delta	Spannungswandler-Messverbindung
Amplitudenkorrektur L1	0.9000...1.1000		0.0001	1.0000	Amplitudenkorrektur Leiter L1 eines externen Spannungswandlers
Amplitudenkorrektur L2	0.9000...1.1000		0.0001	1.0000	Amplitudenkorrektur Leiter L2 eines externen Spannungswandlers
Amplitudenkorrektur L3	0.9000...1.1000		0.0001	1.0000	Amplitudenkorrektur Leiter L3 eines externen Spannungswandlers
Teilungsverhältnis	1000...20000		1	10000	Spannungssensor-Teilungsverhältnis
Spannungseingangstyp	1=Spannungstrafo 3=CVD-Sensor			1=Spannungstrafo	Typ des Spannungseingangs
Winkelkorrektur L1	-20,0000...20,0000	Grad	0.0001	0.0000	Leiter L1 Spannungszeiger-Winkelkorrektur eines externen Spannungswandlers
Winkelkorrektur L2	-20,0000...20,0000	Grad	0.0001	0.0000	Leiter L2 Spannungszeiger-Winkelkorrektur eines externen Spannungswandlers
Winkelkorrektur L3	-20,0000...20,0000	Grad	0.0001	0.0000	Leiter L3 Spannungszeiger-Winkelkorrektur eines externen Spannungswandlers

Tabelle 10: Einstellungen Analogeingang, Verlagerungsspannung

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Primärspannung	0,100...440,000[1)]	kV	0,001	11,547	Primärspannung
Sekundärspannung	60...210	V	1	100	Sekundärspannung
Amplitudenkorrektur	0,9000...1,1000		0,0001	1,0000	Amplitudenkorrektur
Winkelkorrektur	-20,0000...20,0000	Grad	0,0001	0,0000	Winkelkorrekturfaktor

1) In 9-2 Anwendungen ist die höchste Primärspannung auf 126 kV begrenzt.

Tabelle 11: Berechtigungseinstellungen

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Fernaktualisierung	0=Deaktivieren 1=Aktivieren			0=Deaktivieren	Fernaktualisierung
Sichere Kommunikation	0=False 1=True			1=True	Sichere Kommunikation
Zuständigkeitsprotokollierung	1=Keine 2=Konfigurationsänderung 3=Parametersatz 4=Parametersatz, Steuerung 5=Einstellungsbearbeitung 6=Alle			1=Keine	Zuständigkeitslogin-Stufe
Passw. umgehen(Fern)	0=False[1)] 1=True[2)]			1=True	Deaktiviere Autorisierung
Anzeige (Fern)				0	Setze Passwort
Bediener (Fern)				0	Setze Passwort
Experte (Fern)				0	Setze Passwort
Ferner Administrator				0	Setze Passwort
Passw. umgehen (Ort)	0=False[3)] 1=True[4)]			1=True	Deaktiviere Autorisierung
Anzeige (Ort)				0	Setze Passwort
Bediener (Ort)				0	Setze Passwort
Experte (Ort)				0	Setze Passwort
Lokaler Administrator				0	Setze Passwort

1) Berechtigungsumgehung ist deaktiviert, das Kommunikationstool fordert zur Eingabe des Passworts auf, um auf das Gerät zuzugreifen.
2) Berechtigungsumgehung ist aktiviert, Kommunikationstools benötigen kein Passwort, um auf das Gerät zuzugreifen, mit Ausnahme der WHMI, bei der dies immer erforderlich ist.
3) Berechtigungsumgehung ist deaktiviert, das LHMI-Passwort muss eingegeben werden.
4) Berechtigungsumgehung ist aktiviert, das LHMI-Passwort wird nicht abgefragt.

Tabelle 12: Binäre Eingangseinstellungen

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Schwellenspannung	16...176	Vdc	2	16	Grenzspannung Binäreingang
Eingangs-Oszillationspegel	2...50	Ereignisse/s	1	30	Grenzwert Oszillationsunterdrückung des Binäreingangs
Eingang Oszillations-Hysterese	2...50	Ereignisse/s	1	10	Hysterese Oszillationsunterdrückung des Binäreingangs

Tabelle 13: Binäreingangssignale in Kartensteckplatz Xnnn

Name	Typ	Beschreibung
Xnnn-Eingang m [1)2)]	BOOLEAN	Das Anwendungshandbuch enthält Angaben zu den Klemmenanschlüssen der Standardkonfiguration.

1) Xnnn = Steckplatz-ID, z. B. X100, X110, sofern zutreffend
2) m = z. B. 1, 2, je nach laufender Nummer des Binäreingangs in der jeweiligen BIO- oder AIM-Karte

Tabelle 14: Binärausgangssignale in Kartensteckplatz Xnnn

Name	Typ	Standard	Beschreibung
Xnnn-Pmm[1)2)]	BOOLEAN	0=False	Das Anwendungshandbuch enthält Angaben zu den Klemmenanschlüssen der Standardkonfiguration.

1) Xnnn = Steckplatz-ID, z. B. X100, X110, sofern zutreffend
2) Pmm = z. B. PO1, PO2, SO1, SO2, sofern zutreffend

Tabelle 15: Binäreingangseinstellungen in Kartensteckplatz Xnnn

Name [1)]	Wert	Einheit	Stufe	Standard
Eingang m[2)] Filterzeit	5…1000	ms		5
Eingang m Invertierung	0= False 1= True			0=False

1) Xnnn = Steckplatz-ID, z. B. X100, X110, sofern zutreffend
2) m = z. B. 1, 2, je nach laufender Nummer des Binäreingangs in der jeweiligen BIO- oder AIM-Karte

Tabelle 16: Einstellungen des Ethernet-Frontports

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
IP Adresse				192.168.0.254	IP-Addresse für den Front-Port (fest)
MAC Adresse				XX-XX-XX-XX-XX-XX	MAC-Addresse für den Front-Port

Tabelle 17: Rückwärtige Ethernet-Schnittstelle - Einstellungen

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
IP Adresse				192.168.2.10	IP-Adresse für den/die hinteren Port(s)
Subnet Maske				255.255.255.0	Subnet-Maske für den/die hinteren Port(s)
Vorgegebenes Gateway				192.168.2.1	Vorgegebenes Gateway für den/die hinteren Port(s)
MAC Adresse				XX-XX-XX-XX-XX-XX	MAC-Addresse für den/die hinteren Port(s)

Tabelle 18: Allgemeine Systemeinstellungen

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Nennfrequenz	1=50Hz 2=60Hz			1=50Hz	Nennfrequenz des Netzes
Drehfeld	1=L1-L2-L3 2=L1-L3-L2			1=L1-L2-L3	Drehfeldreihenfolge
Blockiermodus	1=Einfrierzeit 2=Alle blockieren 3=Blockierung Ausgang AUSLÖSUNG			1=Einfrierzeit	Modus der Funktion Eingänge BLOCK
Feldname[1)]				REF615[2)]	Feldname im System
IDMT Sat point	10...50	I/I>	1	50	Überstrom abhängiger Sättigungspunkt
Frequenzanpassung [3)]	0=Deaktivieren 1=Aktivieren			0=Deaktivieren	Frequenzanpassung aktivieren
SMV maximale Verzögerung	0=1,90 1,58 ms 1=3,15 2,62 ms 2=4,40 3,67 ms 3=5,65 4,71 ms 4=6,90 5,75 ms			1=3,15 2,62 ms	SMV maximal zulässige Verzögerung

1) Wird in der Kopfzeile des Gerätehauptmenüs und als Teil der Störschriebkennung verwendet.
2) Abhängig von der Produktvariante
3) Nur in REG615 verfügbar

Tabelle 19: HMI-Einstellungen

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
FB-Benennungskonvention	1=IEC61850 2=IEC60617 3=IEC-ANSI			1=IEC61850	Im Gerät verwendete FB-Benennungskonvention
Standardansicht	1=Messwerte 2=Hauptmenü 3=Blindschaltbild			1=Messwerte	Standardansicht der LHMI
Timeout Hintergrundbeleuchtung	1...60	min	1	3	Timeout der LHMI-Hintergrundbeleuchtung
Web-HMI-Modus	1=Aktiv nur Lesen 2=Aktiv 3=Deaktiviert			3=Deaktiviert	Web-HMI-Funktionalität
Web-HMI-Timeout	1...60	min	1	3	Web-HMI-Anmelde-Timeout
Blindschaltbild-Symbolformat	1=IEC 2=ANSI			1=IEC	Blindschaltbild-Symbolformat
Autoscroll-Verzögerung	0...30	s	1	0	Autoscroll-Verzögerung für Messwertansicht
Sichtbarkeit einstellen	1=Basis 2=Erweitert			1=Basis	Sichtbarkeit für HMI einstellen

Tabelle 20: IEC 60870-5-103 Einstellungen

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Aktivierung	1=ein 5=aus			5=aus	Wählt aus, ob diese Protokollinstanz aktiviert oder deaktiviert ist.
Serieller Anschluss	1=COM 1 2=COM 2			1=COM 1	COM-Schnittstelle
Adresse	1...255		1	1	Einheitsadresse
Startverzögerung	0...20	char	1	4	Verzögerung Start Frame in chars
Endverzögerung	0...20	char	1	4	Verzögerung End Frame in chars
DevFunType	0...255		1	9	Gerätefunktionstyp
UsrFunType	0...255		1	10	Funktionstyp für Benutzerklasse 2 Frame
UsrInfNo	0...255		1	230	Informationsnummer für Benutzerklasse 2 Frame
Class1Priority	0=Ev Hoch 1=Ev/DR Gleich 2=DR Hoch			0=Ev Hoch	Verhältnis der Klasse 1 Datensendepriorität zwischen Ereignissen und Störschriebdaten
Class2Interval	0...86400	s	1	30	Intervall für das Senden einer Klasse 2 Antwort in Sekunden
Frame1InUse	-1=Nicht verwendet 0=Benutzer-Frame 1=Standard-Frame 1 2=Standard-Frame 2 3=Standard-Frame 3 4=Standard-Frame 4 5=Standard-Frame 5 6=Privat-Frame 6 7=Privat-Frame 7			6=Privat-Frame 6	Active Class2 Frame 1
Frame2InUse	-1=Nicht verwendet 0=Benutzer-Frame 1=Standard-Frame 1 2=Standard-Frame 2 3=Standard-Frame 3 4=Standard-Frame 4 5=Standard-Frame 5 6=Privat-Frame 6 7=Privat-Frame 7			-1=Nicht verwendet	Active Class2 Frame 2

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Frame3InUse	-1=Nicht verwendet 0=Benutzer-Frame 1=Standard-Frame 1 2=Standard-Frame 2 3=Standard-Frame 3 4=Standard-Frame 4 5=Standard-Frame 5 6=Privat-Frame 6 7=Privat-Frame 7			-1=Nicht verwendet	Active Class2 Frame 3
Frame4InUse	-1=Nicht verwendet 0=Benutzer-Frame 1=Standard-Frame 1 2=Standard-Frame 2 3=Standard-Frame 3 4=Standard-Frame 4 5=Standard-Frame 5 6=Privat-Frame 6 7=Privat-Frame 7			-1=Nicht verwendet	Active Class2 Frame 4
Class1OvInd	0=Keine Anzeige 1=Beide Flanken 2=Steigende Flanke			2=Steigende Flanke	Überlaufanzeige
Class1OvFType	0...255		1	10	Funktionstyp für Klasse 1 Überlaufanzeige
Class1OvInfNo	0...255		1	255	Informationsnummer für Klasse 1 Überlaufanzeige
Class1OvBackOff	0...500		1	500	Backoff-Bereich für Klasse 1 Puffer
GI optimieren	0=Standardverhalten 1=Spontan überspringen 2=Nur überflogen 3=Kombiniert			0=Standardverhalten	GI-Datenverkehr optimieren
Störschrieb-Mitteilung	0=False 1=True			0=False	Spontane Meldungen des Störschriebs aktiviert/deaktiviert
Überwachung blockieren	0=Nicht verwendet 1=Ereignisse verwerfen 2=Ereignisse beibehalten			0=Nicht verwendet	Blockieren der Überwachungsrichtung
Interner Überlauf	0=False 1=True			0=False	Interner Überlauf: TRUE-Überlauf auf Systemebene aufgetreten (nur Anzeige)
EC_FRZ	0=False 1=True			0=False	Steuerungsobjekt zum Einfrieren von Energiezählern

Tabelle 21: IEC 61850-8-1 MMS Einstellungen

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Einheitsmodus	1=Primär[1)] 0=Nominal[2)] 2=Primär-Nominal[3)]			0=Nominal	IEC 61850-8-1 Einheitsmodus

1) MMS-Client erwartet Primärwerte vom Lesen der Ereignismeldungen und Datenattribute
2) MMS-Client erwartet Bemessungswerte vom Lesen der Ereignismeldungen und Datenattribute. Standardeinstellung für PCM600
3) Nur für die Verwendung im PCM600. Wenn der *Einheitsmodus* auf "Primär" eingestellt ist, kann der PCM600-Client die Sitzung den Modus "Primär" erzwingen, indem die Einstellung "Primär-Nominal" ausgewählt und dadurch die ursprüngliche Form parametriert wird. Die Auswahl wird nicht gespeichert und ist daher nur für eine Sitzung gültig. Dieser Wert hat keine Auswirkungen, wenn er über die LHMI ausgewählt wird.

Tabelle 22: Modbus - Einstellungen

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=ein 5=aus			5=aus	Diese Protokollinstanz aktivieren oder deaktivieren
Schnittstelle	1=COM 1 2=COM 2 3=Ethernet - TCP 1			3=Ethernet - TCP 1	Schnittstellenauswahl für diese Protokollinstanz Auswahl zwischen serieller und Ethernet-basierter Kommunikation
Zuordnungsauswahl	1...2		1	1	Wählt aus, welches Zuordnungsschema für diese Protokollinstanz verwendet wird.
Adresse	1...254		1	1	Einheitsadresse
Anschlussmodus	1=RTU 2=ASCII			1=RTU	Wählt zwischen ASCII- und RTU-Modus aus. Für TCP sollte diese Einstellung RTU sein.
TCP-Schnittstelle	1...65535		1	502	Definiert den Listeningschnittstelle für den Modbus TCP-Server. Standardwert = 502.
Parität	0=keine 1=ungerade 2=gerade			2=gerade	Parität für seriellen Anschluss
Startverzögerung	0...20		1	4	Startverzögerung für seriellen Anschluss
Endverzögerung	0...20		1	4	Endverzögerung für seriellen Anschluss
CRC-Reihenfolge	0=Hoch-Tief 1=Tief-Hoch			0=Hoch-Tief	Wählt zwischen der normalen und ausgetauschten Byte-Reihenfolge für die Prüfsumme des seriellen Anschlusses aus. Standardwert: Hoch-Tief
Client-IP				0.0.0.0	Stellt die IP-Adresse des Client ein. Wenn Null eingestellt ist, wird die Verbindung von jedem Client akzeptiert.
Schreibberechtigung	0=Nur Lesen 1=0x Schreiben deaktivieren 2=Voller Zugriff			2=Voller Zugriff	Wählt das Steuerungsberechtigungsschema aus
Zeitformat	0=UTC 1=Lokal			1=Lokal	Wählt zwischen UTC und der lokalen Zeit für Ereignisse und Zeitstempel aus.
EreignisID	0=Adresse 1=UID			0=Adresse	Wählt aus, ob die Ereignisse mit der MB-Adresse oder UID-Nummer gemeldet werden.

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Ereignispuffer	0=Älteste beibehalten 1=Neueste beibehalten			0=Älteste beibehalten	Wählt aus, ob die ältesten oder neuesten Ereignisse im Falle eines Ereignispufferüberlaufs beibehalten werden.
Ereignis-Backoff	1...500		1	200	Definiert, wie viele Ereignisse nach einem Ereignispufferüberlauf gelesen werden müssen, damit neue Ereignisse gepuffert werden können. Nur für den Modus „Älteste beibehalten“ gültig.
ControlStructPWd 1				****	Passwort für Steueroperationen mit dem Control Struct-Mechanismus, auf 4x Speicherbereich verfügbar
ControlStructPWd 2				****	Passwort für Steueroperationen mit dem Control Struct-Mechanismus, auf 4x Speicherbereich verfügbar
ControlStructPWd 3				****	Passwort für Steueroperationen mit dem Control Struct-Mechanismus, auf 4x Speicherbereich verfügbar
ControlStructPWd 4				****	Passwort für Steueroperationen mit dem Control Struct-Mechanismus, auf 4x Speicherbereich verfügbar
ControlStructPWd 5				****	Passwort für Steueroperationen mit dem Control Struct-Mechanismus, auf 4x Speicherbereich verfügbar
ControlStructPWd 6				****	Passwort für Steueroperationen mit dem Control Struct-Mechanismus, auf 4x Speicherbereich verfügbar
ControlStructPWd 7				****	Passwort für Steueroperationen mit dem Control Struct-Mechanismus, auf 4x Speicherbereich verfügbar
ControlStructPWd 8				****	Passwort für Steueroperationen mit dem Control Struct-Mechanismus, auf 4x Speicherbereich verfügbar

Tabelle 23: DNP3-Einstellungen

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			5=aus	Funktion Aus / Ein
Schnittstelle	1=COM 1 2=COM 2 3=Ethernet - TCP 1 4=Ethernet TCP +UDP 1			3=Ethernet - TCP 1	Auswahl der Kommunikationsschnittstelle
Geräteadresse	1...65519		1	1	DNP Geräteadresse
Masteradresse	1...65519		1	3	DNP Master und UR Adresse
Auswahl Zuordnung	1...2		1	1	Auswahl Zuordnung
ClientIP				0.0.0.0	IP-Adresse des Client
TCP-Schnittstelle	20000...65535		1	20000	TCP-Schnittstelle für Ethernet-Kommunikation
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt					

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
TCP-Schreibberechtigung	0=Keine Clients 1=Registrierte Clients 2=Alle Clients			2=Alle Clients	0=Keine Clients zulässig, 1=Steuerung zulässig durch registrierte Clients, 2=Steuerung für alle Clients zulässig
Haltezeit für Verknüpfung	0...65535	s	1	0	Intervall der Haltezeit für Verknüpfung für DNP
Master-Adresse validieren	1=Deaktivieren 2=Aktivieren			1=Deaktivieren	Master-Adresse bei Empfang validieren
Selbstadresse	1=Deaktivieren 2=Aktivieren			2=Aktivieren	Abfragefunktion Selbstadresse unterstützen
Need time interval	0...65535	Min	1	30	Period to set IIN need time bit
Zeitformat	0=UTC 1=Lokal			1=Lokal	UTC oder lokal. Koordiniert mit Master
CROB Anwahl Zeitintervall	1...65535	s	1	10	Control Relay Output Block select timeout
Data link confirm	0=Nie 1=Nur Multiframe 2=Immer			0=Nie	Data link confirm mode
Data link confirm TO	100...65535	ms	1	3000	Data link confirm timeout
Data link retries	0...65535		1	3	Data link retries count
Data link Rx to Tx delay	0...255	ms	1	0	Turnaround transmission delay
Data link inter char delay	0...20	char	1	4	Inter character delay for incoming messages
App-layer bestätigt	1=Deaktivieren 2=Aktivieren			1=Deaktivieren	Applikationlayer Bestätigungsmodus
App bestätigt TO	100...65535	ms	1	5000	Applikationlayer Bestätigungsmodus und UR Timeout
App-layerfragment	256...2048	bytes	1	2048	Applikationlayer Fragmentgröße
UR Modus	1=Deaktivieren 2=Aktivieren			1=Deaktivieren	Unsolicited responses mode
UR retries	0...65535		1	3	Unsolicited retries before switching to UR offline mode
UR TO	0...65535	ms	1	5000	Unsolicited response timeout
UR offline interval	0...65535	Min	1	15	Unsolicited offline interval
UR Class 1 Min events	0...999		1	2	Min number of class 1 events to generate UR
UR Class 1 TO	0...65535	ms	1	50	Max holding time for class 1 events to generate UR
UR Class 2 Min events	0...999		1	2	Min number of class 2 events to generate UR
UR Class 2 TO	0...65535	ms	1	50	Max holding time for class 2 events to generate UR
UR Class 3 Min events	0...999		1	2	Min number of class 3 events to generate UR
UR Class 3 TO	0...65535	ms	1	50	Max holding time for class 3 events to generate UR

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Legacy Master UR	1=Deaktivieren 2=Aktivieren			1=Deaktivieren	Legacy DNP Master unsolicited mode support. When enabled relay does not send initial unsolicited message.
Legacy Master SBO	1=Deaktivieren 2=Aktivieren			1=Deaktivieren	Legacy DNP Master SBO Sequenznummer lockern freigegeben
Default Var Obj 01	1=1:BI 2=2:BI&Status			1=1:BI	1=BI; 2=BI mit Status.
Default Var Obj 02	1=1:BI Ereignis 2=2:BI Ereignis&Zeit			2=2:BI Ereignis&Zeit	1=BI Event; 2=BI Event mit Zeit.
Default Var Obj 03	1=1:DBI 2=2:DBI&Status			1=1:DBI	1=DBI; 2=DBI mit Status.
Default Var Obj 04	1=1:DBI Ereignis 2=2:DBI Ereignis&Zeit			2=2:DBI Ereignis&Zeit	1=DBI Ereignis; 2=DBI Ereignis mit Zeit.
Default Var Obj 20	1=1:32Bit Cnt 2=2:16Bit Cnt 5=5:32Bit Cnt noflag 6=6:16Bit Cnt noflag			2=2:16Bit Cnt	1=32 Bit-Zähler, 2=16 Bit-Zähler, 5=32 Bit-Zähler ohne Flag, 6=16 Bit-Zähler ohne Flag.
Default Var Obj 21	1=1:32Bit FrzCnt 2=2:16Bit FrzCnt 5=5:32Bit FrzCnt&Zeit 6=6:16Bit FrzCnt&Zeit 9=9:32Bit FrzCnt noflag 10=10:16Bit FrzCnt noflag			6=6:16Bit FrzCnt&Zeit	1=32 Bit frz Zähler, 2=16 Bit frz Zähler, 5=32 Bit frz Zähler mit Zeit, 6=16 Bit frz Zähler mit Zeit, 9=32 Bit frz Zähler ohne Flag,10=16 Bit frz Zähler ohne Flag
Default Var Obj 22	1=1:32Bit Cnt evt 2=2:16Bit Cnt evt 5=5:32Bit Cnt evt&Zeit 6=6:16Bit Cnt evt&Zeit			6=6:16Bit Cnt evt&Zeit	1=32 Bit-Zählerereignis, 2=16 Bit-Zählerereignis, 5=32 Bit-Zählerereignis mit Zeit, 6=16 Bit-Zählerereignis mit Zeit
Default Var Obj 23	1=1:32Bit FrzCnt evt 2=2:16Bit FrzCnt evt 5=5:32Bit FrzCnt evt&Zeit 6=6:16Bit FrzCnt evt&Zeit			6=6:16Bit FrzCnt evt&Zeit	1=32 Bit frz Zählerereignis, 2=16 Bit frz Zählerereignis, 5=32 Bit frz Zählerereignis mit Zeit, 6=16 Bit frz Zählerereignis mit Zeit
Default Var Obj 30	1=1:32Bit AI 2=2:16Bit AI 3=3:32Bit AI noflag 4=4:16Bit AI noflag 5=5:AI Gleitkommazahl 6=6:AI Doppel			5=5:AI Gleitkommazahl	1=32 Bit AI, 2=16 Bit AI, 3=32 Bit AI ohne Flag, 4=16 Bit AI ohne Flag, 5=AI Gleitkommazahl, 6=AI Doppel

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Default Var Obj 32	1=1:32Bit AI evt 2=2:16Bit AI evt 3=3:32Bit AI evt&Zeit 4=4:16Bit AI evt&Zeit 5=5: Gleitkommazahl AI evt 6=6:Doppel AI evt 7=7:Gleitkommazahl AI evt&Zeit 8=8:Doppel AI evt&Zeit			7=7:Gleitkommazahl AI evt&Zeit	1=32 Bit AI Ereignis, 2=16 Bit AI Ereignis, 3=32 Bit AI Ereignis mit Zeit, 4=16 Bit AI Ereignis mit Zeit, 5=Gleitkommazahl AI Ereignis, 6=Doppel AI Ereignis, 7=Gleitkommazahl AI Ereignis mit Zeit, 8=Doppel AI Ereignis mit Zeit
Default Var Obj 40	1=1:32Bit AO 2=2:16Bit AO 3=3:AO Gleitkommazahl 4=4:AO Doppel			2=2:16Bit AO	1=32 Bit AO, 2=16 Bit AO, 3=AO Gleitkommazahl, 4=AO Doppel
Default Var Obj 42	1=1:32Bit AO evt 2=2:16Bit AO evt 3=3:32Bit AO evt&Zeit 4=4:16Bit AO evt&Zeit 5=5:Gleitkommazahl AO evt 6=6:Doppel AO evt 7=7:Gleitkommazahl AO evt&Zeit 8=8:Doppel AO evt&Zeit			4=4:16Bit AO evt&Zeit	1=32 Bit AO Ereignis, 2=16 Bit AO Ereignis, 3=32 Bit AO Ereignis mit Zeit, 4=16 Bit AO Ereignis mit Zeit, 5=Gleitkommazahl AO Ereignis, 6=Doppel AO Ereignis, 7=Gleitkommazahl AO Ereignis mit Zeit, 8=Doppel AO Ereignis mit Zeit

Tabelle 24: Einstellungen COM1 serieller Anschluss

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
LWL Modus	0=Kein LWL 2=Glasfaser			0=Kein LWL	LWL Modus
Serieller Modus	1=RS485 2-Draht 2=RS485 4-Draht 3=RS232 ohne Handshake 4=RS232 mit Handshake			1=RS485 2-Draht	Serieller Modus
CTS Verzögerung	0...60000	ms	1	0	CTS Verzögerung
RTS Verzögerung	0...60000	ms	1	0	RTS Verzögerung
Baudrate	1=300 2=600 3=1200 4=2400 5=4800 6=9600 7=19200 8=38400 9=57600 10=115200			6=9600	Baudrate

Tabelle 25: Einstellungen COM2 serieller Anschluss

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
LWL Modus	0=Kein LWL 2=Glasfaser			0=Kein LWL	LWL Modus
Serieller Modus	1=RS485 2-Draht 2=RS485 4-Draht 3=RS232 ohne Handshake 4=RS232 mit Handshake			1=RS485 2-Draht	Serieller Modus
CTS Verzögerung	0...60000	ms	1	0	CTS Verzögerung
RTS Verzögerung	0...60000	ms	1	0	RTS Verzögerung
Baudrate	1=300 2=600 3=1200 4=2400 5=4800 6=9600 7=19200 8=38400 9=57600 10=115200			6=9600	Baudrate

3.2 Selbstüberwachung

Die umfassende Selbstüberwachung des Schutzgeräts überwacht kontinuierlich Software und Elektronik. Sie verarbeitet Laufzeitfehler und informiert den Benutzer über die LHMI sowie über die Kommunikationskanäle.

Es gibt zwei Arten von Fehleranzeigen.

- Interne Fehler
- Warnungen

3.2.1 Interne Fehler

Bei Erkennung eines internen Fehlers wird das Schutzgerät deaktiviert, die grüne Bereitschafts-LED beginnt dann zu blinken und der Ausgang des Selbstüberwachungskontakts wird aktiviert.

Anzeigen von internen Fehlern haben auf der LHMI die höchste Priorität. Keine der anderen LHMI-Anzeigen kann die Anzeige von internen Fehlern außer Kraft setzen.

Der Fehler wird als Meldung auf der LHMI gezeigt. Zur Angabe des Fehlertyps erscheint die Anzeige `interner Fehler` mit zusätzlicher Textmitteilung, einem Code, Datum und Zeit.

Je nach Schwere des Fehlers werden verschiedene Maßnahmen ergriffen. Das Schutzgerät versucht, den Fehler durch einen Neustart zu beheben. Nachdem der Fehler als permanent festgestellt wurde, bleibt das Schutzgerät im internen Fehlermodus. Alle Ausgangskontakte werden freigeschaltet und infolge des internen Fehlers verriegelt. Während der Fehlersituation führt das Schutzgerät weiterhin interne Prüfungen durch.

Wird der interne Fehler behoben, hört die grüne Bereitschafts-LED auf zu blinken und das Schutzgerät kehrt in den normalen Betriebszustand zurück. Die Mitteilung zur Anzeige des Fehlers bleibt auf der Display, bis sie manuell gelöscht wird.

Der Selbstüberwachungs-Signalausgang arbeitet mit einem Öffner (NC), dessen Kontakt im ungestörten Betrieb geöffnet wird. Im Normalbetrieb steht an den Anschlüssen 3-5 auf Steckplatz X100 des geöffneten Kontakt die Hilfsgleichspannung an. Fällt die Hilfsgleichspannung aus oder wird ein interner Fehler entdeckt, sind dann die Anschlüsse 3-5 spannungslos.

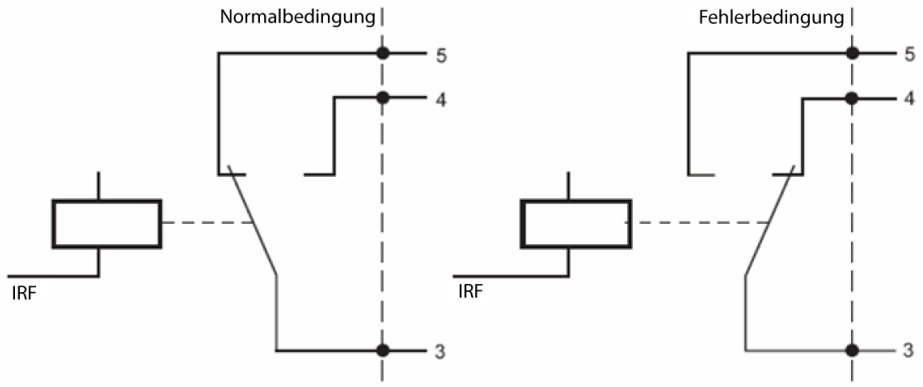


Abb. 11: Ausgangskontakt

Der interne Fehlercode zeigt den Typ des internen Gerätefehlers an. Schreiben Sie den Code auf, wenn ein Fehler auftritt, damit Sie dies der ABB-Kundendienst mitteilen können.

Tabelle 26: Anzeigen und Codes für interne Fehler

Fehleranzeige	Fehlercode	Zusätzliche Information
Interner Fehler Systemfehler	2	Es ist ein interner Systemfehler aufgetreten.
Interner Fehler Dateisystemfehler	7	Es ist ein Dateisystemfehler aufgetreten.
Interner Fehler Prüfung	8	Interne Fehlerprüfung manuell von Benutzer aktiviert.
Interner Fehler SW Watchdog-Fehler	10	Watchdog wurde innerhalb einer Stunde zu oft zurückgesetzt.
Interner Fehler SO-relay(s),X100	43	Fehlerhafte(s) Signalausgangsrelais auf Karte in Steckplatz X100.
Interner Fehler SO-relay(s),X110	44	Fehlerhafte(s) Signalausgangsrelais auf Karte in Steckplatz X110.
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Fehleranzeige	Fehlercode	Zusätzliche Information
Interner Fehler SA-Relais(s),X120	45	Fehlerhafte(s) Signalausgang-Relais in Karte auf Steckplatz X120.
Interner Fehler SO-relay(s),X130	46	Fehlerhafte(s) Signalausgangsrelais auf Karte in Steckplatz X130.
Interner Fehler PO-relay(s),X100	53	Fehlerhafte(s) Leistungsausgangsrelais auf Karte in Steckplatz X100.
Interner Fehler PO-relay(s),X110	54	Fehlerhafte(s) Leistungsausgangsrelais auf Karte in Steckplatz X110.
Interner Fehler LA-Relais(s),X120	55	Fehlerhafte(s) Leistungsausgang-Relais in Karte auf Steckplatz X120.
Interner Fehler PO-relay(s),X130	56	Fehlerhafte(s) Leistungsausgangsrelais auf Karte in Steckplatz X130.
Interner Fehler Light sensor error	57	Fehlerhafte(r) ARC-Lichtsensoreingang bzw. -eingänge.
Interner Fehler Conf. error,X000	62	Falscher Kartentyp auf Steckplatz X000, Karte fehlt, ist nicht Teil der Originalkonfiguration oder Kartenfirmware ist falsch.
Interner Fehler Conf. error,X100	63	Falscher Kartentyp auf Steckplatz X100 oder Karte nicht Teil der ursprünglichen Zusammenstellung.
Interner Fehler Conf. error,X110	64	Falscher Kartentyp auf Steckplatz X110, Karte fehlt oder ist nicht Teil der ursprünglichen Zusammenstellung.
Interner Fehler Conf. error,X120	65	Falscher Kartentyp auf Steckplatz X120, Karte fehlt oder ist nicht Teil der ursprünglichen Zusammenstellung.
Interner Fehler Konf.Fehler,X130	66	Falscher Kartentyp auf Steckplatz X130, Karte fehlt oder ist nicht Teil der ursprünglichen Zusammenstellung.
Interner Fehler Card error,X000	72	Karte auf Steckplatz X000 ist fehlerhaft.
Interner Fehler Card error,X100	73	Karte auf Steckplatz X100 ist fehlerhaft.
Interner Fehler Card error,X110	74	Karte auf Steckplatz X110 ist fehlerhaft.
Interner Fehler Card error,X120	75	Karte auf Steckplatz X120 ist fehlerhaft.
Interner Fehler Card error,X130	76	Karte auf Steckplatz X130 ist fehlerhaft.
Interner Fehler LHMI module	79	LHMI-Modul fehlerhaft. Während des Fehlers kann es sein, dass die Fehleranzeige nicht auf der LHMI angezeigt wird.
Interner Fehler RAM error	80	Fehler im RAM-Speicher auf der CPU-Karte.
Interner Fehler ROM error	81	Fehler im ROM-Speicher auf der CPU-Karte.
Interner Fehler EEPROM error	82	Fehler im EEPROM-Speicher auf der CPU-Karte.
Interner Fehler FPGA error	83	Fehler im FPGA auf der CPU-Karte.
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Fehleranzeige	Fehlercode	Zusätzliche Information
Interner Fehler RTC-Fehler	84	Fehler im RTC auf der CPU-Karte.
Interner Fehler RTD-Kartenfehler,X130	96	RTD-Karte in Steckplatz X130 hat möglicherweise einen permanenten Fehler. Temporärer Fehler ist innerhalb kurzer Zeit zu oft aufgetreten.
Interner Fehler COM-Kartenfehler	116	Fehler in der COM-Karte.

Weitere Informationen zu internen Fehleranzeigen finden Sie im Operation Manual.

3.2.2 Warnungen

Im Warnfall funktioniert das Gerät weiter, abgesehen von den möglicherweise durch den Fehler beeinträchtigten Schutzfunktionen. Die grüne Bereitschafts-LED leuchtet weiter wie im Normalbetrieb.

Warnungen werden mit dem Text `Warnung` angezeigt. Zusätzlich werden an der LHMI der Name der Warnung, ein numerischer Code, das Datum und die Zeit angezeigt. Die Warnungsanzeige kann manuell gelöscht werden.

Wenn eine Warnung angezeigt wird, Namen und den Code der Warnung notieren, damit er dem ABB-Kundendienst mitgeteilt werden kann.

Tabelle 27: Warnmeldungen und Codes

Warnmeldung	Warncode	Zusätzliche Information
Warnung Watchdog-Rücksetzung	10	Eine Watchdog-Rücksetzung ist erfolgt.
Warnung Power down det.	11	Die Hilfsspannungsversorgung ist zu stark abgefallen.
Warnung IEC61850 error	20	Fehler beim Erstellen des IEC 61850-Datenmodells.
Warnung Modbus error	21	Fehler bei der Modbus-Kommunikation.
Warnung DNP3 error	22	Fehler bei der DNP3-Kommunikation.
Warnung Dataset error	24	Fehler im Datensatz bzw. in den Datensätzen.
Warnung Report cont. error	25	Fehler im Berichtskontrollblock bzw. in den Berichtskontrollblöcken.
Warnung GOOSE contr. error	26	Fehler im GOOSE-Kontrollblock bzw. in den GOOSE-Kontrollblöcken.
Warnung SCL config error	27	Fehler in der SCL-Konfigurationsdatei oder die Datei fehlt.

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Warnmeldung	Warncode	Zusätzliche Information
Warnung Logic error	28	Zu viele Verbindungen in der Konfiguration.
Warnung SMT logic error	29	Fehler in den SMT-Verbindungen.
Warnung GOOSE input error	30	Fehler in den GOOSE-Verbindungen.
ACT-Fehler	31	Fehler bei ACT Anschlüssen.
Warnung GOOSE Rx. error	32	Fehler beim Empfang eines GOOSE-Telegramms.
Warnung AFL error	33	Fehler der Analogkanal-Konfiguration.
Warnung SMV-Konfigurationsfehler	34	Fehler in der SMV-Konfiguration.
Warnung Kommunikationskanal ausgefallen	35	Redundante Ethernet-Kommunikation (HSR/PRP) unterbrochen.
Warnung Unack card comp.	40	Eine neue Zusammensetzung wurde nicht bestätigt/angenommen.
Warnung Protection comm.	50	Fehler in der Schutzkommunikation.
Warnung ARC1 cont. light	85	Auf dem ARC-Lichteingang 1 wurde ein andauerndes Licht entdeckt.
Warnung ARC2 cont. light	86	Auf dem ARC-Lichteingang 2 wurde ein andauerndes Licht entdeckt.
Warnung ARC3 cont. light	87	Auf dem ARC-Lichteingang 3 wurde ein andauerndes Licht entdeckt.
Warnung RTD-Kartenfehler,X130	96	Temporärer Fehler ist auf RTD-Karte auf Steckplatz X130 aufgetreten.
Warnung RTD-Messfehler,X130	106	Messfehler ist auf RTD-Karte auf Steckplatz X130 aufgetreten.

Weitere Informationen zu Warnmeldungen finden Sie im Operation Manual.

3.3 LED-Anzeigensteuerung

3.3.1 Funktionsblock

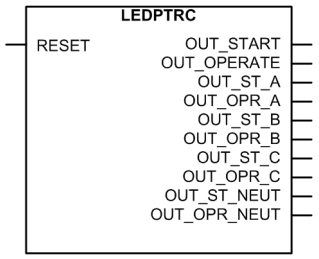


Abb. 12: Funktionsblock

3.3.2 Funktionalität

Das Schutzgerät beinhaltet die globale Konditionierungsfunktion LEDPTRC, die zusammen mit den LEDs für die Schutzanzeigen verwendet wird.

Die LED-Anzeigensteuerung darf niemals für Auslösezwecke verwendet werden. In der Gerätekonfiguration steht eine separate Auslösekonditionierungslogikfunktion TRPPTRC zur Verfügung.

Die LED-Anzeigensteuerung ist so vorkonfiguriert, dass sämtliche allgemeinen Start- und Auslösesignale der Schutzfunktionen innerhalb dieser Funktion miteinander kombiniert werden (verfügbar als Ausgangssignale `OUT_START` und `OUT_OPERATE`). Diese Signale werden intern immer mit den LEDs für Start und Auslösung verknüpft. LEDPTRC sammelt und kombiniert Fehlerdaten von verschiedenen Schutzfunktionen (verfügbar als Ausgangssignale `OUT_ST_A /_B /_C` und `OUT_OPR_A /_B /_C`). Ebenso werden Erdfehlerschutz-Informationen, die aus sämtlichen in der Gerätekonfiguration verfügbaren Erdfehlerschutzfunktionen zusammengestellt wurden (verfügbar als Ausgangssignale `OUT_ST_NEUT` und `OUT_OPR_NEUT`), kombiniert.

3.4 Programmierbare LEDs

3.4.1 Funktionsblock

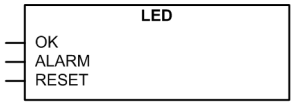


Abb. 13: Funktionsblock

3.4.2 Funktion

Die programmierbaren LEDs befinden sich auf der rechten Seite des Displays in der LHMI.

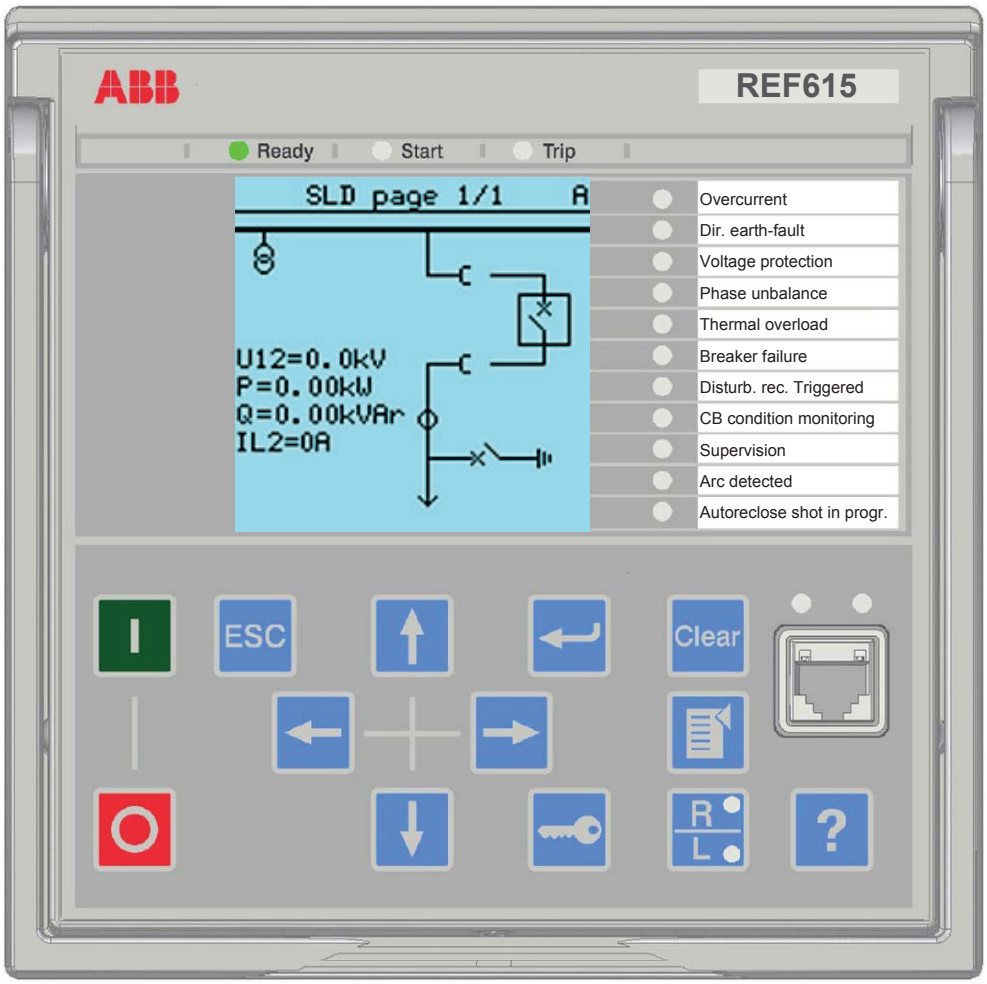


Abb. 14: Programmierbare LEDs auf der rechten Seite des Displays

Alle programmierbaren LEDs in der HMI des Schutzgeräts leuchten in zwei Farben: grün und rot. Beide Farben sind an jeder einzelnen LED individuell ansteuerbar.

Jede LED hat zwei Steuereingänge: ALARM und OK. Die Farbeinstellung ist für alle LEDs gleich. Sie wird über die Einstellung *Alarmfarbe* gesteuert, deren Standardwert "Rot" ist. Der Eingang OK entspricht der verfügbaren Farbe, wobei der Standardwert "Grün" ist.

Wird die Einstellung *Alarmfarbe* auf "Grün" geändert, ändert sich analog das Farbverhalten des Eingangs OK auf "Rot".

Der Eingang ALARM hat eine höhere Priorität als der Eingang OK.

Für jede LED ist im Anwendungskonfigurations-Tool ein individueller Funktionsblock vorhanden. Jede LED hat einen benutzerdefinierbaren Beschreibungstext für die Ereignisbeschreibung. Der Status für jede LED ("Kein", "OK", "Alarm") kann auch über den Menüpunkt "Überwachte Daten" für programmierbare LEDs abgelesen werden.

Der LED-Status bietet zudem die Möglichkeit, individuelle LEDs über die Kommunikationsschnittstelle zurückzusetzen. Die LED kann auch in der Konfiguration über den Eingang ZURÜCKSETZEN zurückgesetzt werden.

Die Rücksetz- und Löschfunktion für alle LEDs befindet sich im Menü **Löschen** .

Die Menüstruktur für die programmierbaren LEDs ist in Abbildung 15 dargestellt. Die gemeinsame Farbauswahleinstellung *Alarmfarbe* für alle Eingänge ALARM befindet sich im Menü **Allgemein** , während die LED-spezifischen Einstellungen in den LED-spezifischen Menüknoten zu finden sind.

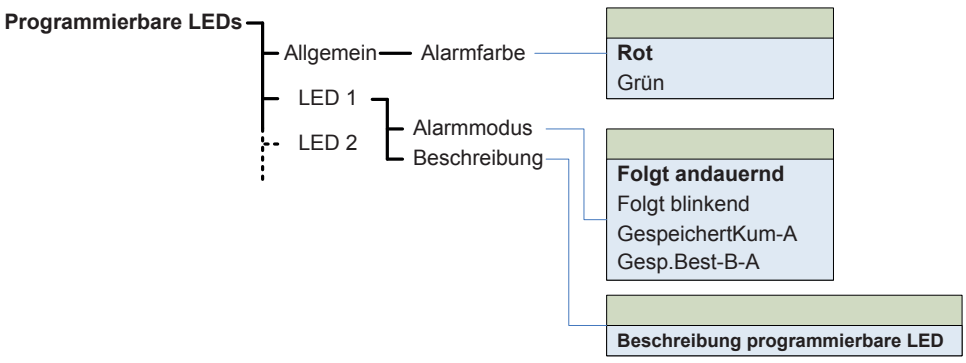


Abb. 15: Menüstruktur

Alarmmodus-Alternativen

Für das Verhalten des Eingangs ALARM können in den Alarmmodus-Einstellungen die Alternativen "Folgt andauernd", "Folgt blinkend", "GespeichertReset-A" und "Gesp. Best-B-A" ausgewählt werden. Das Verhalten des Eingangs OK entspricht

immer "Folgt andauernd". Die Gesperrt-Modi des Alarmeingangs können mit dem Zurücksetzen-Eingang in der Anwendungslogik gelöscht werden.

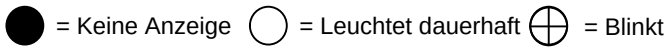


Abb. 16: In den Ablaufdiagrammen verwendete Symbole

"Folgt andauernd": Signal andauernd folgen, EIN

In diesem Modus folgt ALARM dem Eingangssignalwert, nicht verriegelt.

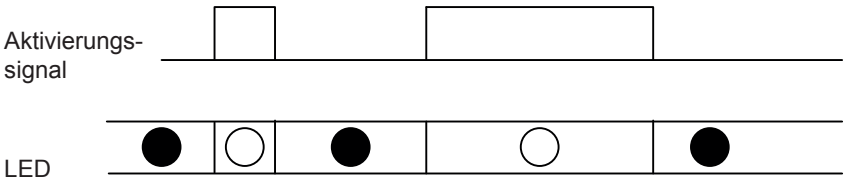


Abb. 17: Anzeigeart "Folgt andauernd"

"Folgt blinkend": Signal folgen, Blinken

Wie bei "Folgt andauernd", jedoch blinkt die LED, wenn der Eingang aktiv und nicht gesperrt ist.

"Gesperrt A": Gesperrt, EIN

Dieser Modus ist eine gesperrte Funktion. Bei Aktivierung des Eingangssignals leuchtet der Alarm dauerhaft auf. Nach Quittierung durch Drücken einer Taste auf dem Tastenfeld verschwindet der Alarm.

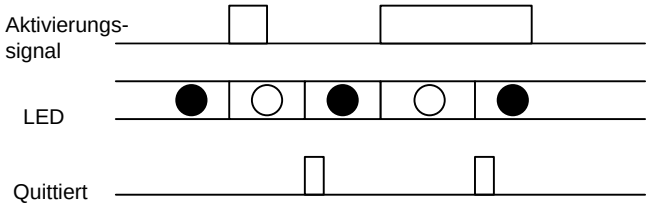


Abb. 18: Anzeigeart "Gesperrt A"

"Gesp. Best-B-A": Gesperrt, Blinken - EIN

Dieser Modus ist eine gesperrte Funktion. Bei der Aktivierung des Eingangssignals beginnt der Alarm zu blinken. Nach Quittierung verschwindet der Alarm, wenn das Signal nicht vorhanden ist, und leuchtet konstant, wenn das Signal vorhanden ist.

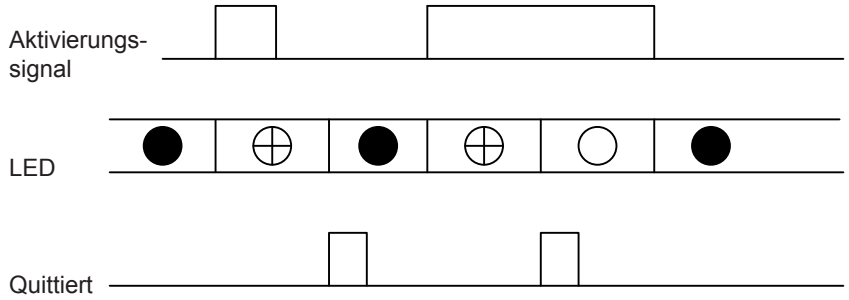


Abb. 19: Anzeigeart "Gesp. Best-B-A"

3.4.3 Signale

Tabelle 28: Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
OK	BOOLEAN	0=False	OK Eingang für LED 1
ALARM	BOOLEAN	0=False	Alarmeingang für LED 1
RÜCKSETZEN	BOOLEAN	0=False	Rücksetzeingang für LED 1
OK	BOOLEAN	0=False	OK Eingang für LED 2
ALARM	BOOLEAN	0=False	Alarmeingang für LED 2
RÜCKSETZEN	BOOLEAN	0=False	Rücksetzeingang für LED 2
OK	BOOLEAN	0=False	OK Eingang für LED 3
ALARM	BOOLEAN	0=False	Alarmeingang für LED 3
RÜCKSETZEN	BOOLEAN	0=False	Rücksetzeingang für LED 3
OK	BOOLEAN	0=False	OK Eingang für LED 4
ALARM	BOOLEAN	0=False	Alarmeingang für LED 4
RÜCKSETZEN	BOOLEAN	0=False	Rücksetzeingang für LED 4
OK	BOOLEAN	0=False	OK Eingang für LED 5
ALARM	BOOLEAN	0=False	Alarmeingang für LED 5
RÜCKSETZEN	BOOLEAN	0=False	Rücksetzeingang für LED 5
OK	BOOLEAN	0=False	OK Eingang für LED 6
ALARM	BOOLEAN	0=False	Alarmeingang für LED 6
RÜCKSETZEN	BOOLEAN	0=False	Rücksetzeingang für LED 6
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
OK	BOOLEAN	0=False	OK Eingang für LED 7
ALARM	BOOLEAN	0=False	Alarmeingang für LED 7
RÜCKSETZEN	BOOLEAN	0=False	Rücksetzeingang für LED 7
OK	BOOLEAN	0=False	OK Eingang für LED 8
ALARM	BOOLEAN	0=False	Alarmeingang für LED 8
RÜCKSETZEN	BOOLEAN	0=False	Rücksetzeingang für LED 8
OK	BOOLEAN	0=False	OK Eingang für LED 9
ALARM	BOOLEAN	0=False	Alarmeingang für LED 9
RÜCKSETZEN	BOOLEAN	0=False	Rücksetzeingang für LED 9
OK	BOOLEAN	0=False	OK Eingang für LED 10
ALARM	BOOLEAN	0=False	Alarmeingang für LED 10
RÜCKSETZEN	BOOLEAN	0=False	Rücksetzeingang für LED 10
OK	BOOLEAN	0=False	OK Eingang für LED 11
ALARM	BOOLEAN	0=False	Alarmeingang für LED 11
RÜCKSETZEN	BOOLEAN	0=False	Rücksetzeingang für LED 11

3.4.4 Einstellungen

Tabelle 29: LED-Einstellungen

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Alarmfarbe	1=Grün 2=Rot			2=Rot	Farbe für den Alarmzustand der LED
Alarmmodus	0=o. Selbsth. Dauer 1=o. Selbsth. Blinken 2=m. Selbsth. Dauer 3=m. Selbsth. Blinken			0=o. Selbsth. Dauer	Alarmmodus für programmierbare LED 1
Beschreibung				Programmierbare LEDs LED 1	Beschreibung programmierbare LED
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt					

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Alarmmodus	0=o. Selbsth. Dauer 1=o. Selbsth. Blinken 2=m. Selbsth. Dauer 3=m. Selbsth. Blinken			0=o. Selbsth. Dauer	Alarmmodus für programmierbare LED 2
Beschreibung				Programmierbare LEDs LED 2	Beschreibung programmierbare LED
Alarmmodus	0=o. Selbsth. Dauer 1=o. Selbsth. Blinken 2=m. Selbsth. Dauer 3=m. Selbsth. Blinken			0=o. Selbsth. Dauer	Alarmmodus für programmierbare LED 3
Beschreibung				Programmierbare LEDs LED 3	Beschreibung programmierbare LED
Alarmmodus	0=o. Selbsth. Dauer 1=o. Selbsth. Blinken 2=m. Selbsth. Dauer 3=m. Selbsth. Blinken			0=o. Selbsth. Dauer	Alarmmodus für programmierbare LED 4
Beschreibung				Programmierbare LEDs LED 4	Beschreibung programmierbare LED
Alarmmodus	0=o. Selbsth. Dauer 1=o. Selbsth. Blinken 2=m. Selbsth. Dauer 3=m. Selbsth. Blinken			0=o. Selbsth. Dauer	Alarmmodus für programmierbare LED 5
Beschreibung				Programmierbare LEDs LED 5	Beschreibung programmierbare LED
Alarmmodus	0=o. Selbsth. Dauer 1=o. Selbsth. Blinken 2=m. Selbsth. Dauer 3=m. Selbsth. Blinken			0=o. Selbsth. Dauer	Alarmmodus für programmierbare LED 6
Beschreibung				Programmierbare LEDs LED 6	Beschreibung programmierbare LED

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Alarmmodus	0=o. Selbsth. Dauer 1=o. Selbsth. Blinken 2=m. Selbsth. Dauer 3=m. Selbsth. Blinken			0=o. Selbsth. Dauer	Alarmmodus für programmierbare LED 7
Beschreibung				Programmierbare LEDs LED 7	Beschreibung programmierbare LED
Alarmmodus	0=o. Selbsth. Dauer 1=o. Selbsth. Blinken 2=m. Selbsth. Dauer 3=m. Selbsth. Blinken			0=o. Selbsth. Dauer	Alarmmodus für programmierbare LED 8
Beschreibung				Programmierbare LEDs LED 8	Beschreibung programmierbare LED
Alarmmodus	0=o. Selbsth. Dauer 1=o. Selbsth. Blinken 2=m. Selbsth. Dauer 3=m. Selbsth. Blinken			0=o. Selbsth. Dauer	Alarmmodus für programmierbare LED 9
Beschreibung				Programmierbare LEDs LED 9	Beschreibung programmierbare LED
Alarmmodus	0=o. Selbsth. Dauer 1=o. Selbsth. Blinken 2=m. Selbsth. Dauer 3=m. Selbsth. Blinken			0=o. Selbsth. Dauer	Alarmmodus für programmierbare LED 10
Beschreibung				Programmierbare LEDs LED 10	Beschreibung programmierbare LED
Alarmmodus	0=o. Selbsth. Dauer 1=o. Selbsth. Blinken 2=m. Selbsth. Dauer 3=m. Selbsth. Blinken			0=o. Selbsth. Dauer	Alarmmodus für programmierbare LED 11
Beschreibung				Programmierbare LEDs LED 11	Beschreibung programmierbare LED

3.4.5 Überwachte Daten

Tabelle 30: Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
Programmierbare LED 1	Enum	0=Keine 1=Ok 3=Alarm		Status der programmierbaren LED 1
Programmierbare LED 2	Enum	0=Keine 1=Ok 3=Alarm		Status der programmierbaren LED 2
Programmierbare LED 3	Enum	0=Keine 1=Ok 3=Alarm		Status der programmierbaren LED 3
Programmierbare LED 4	Enum	0=Keine 1=Ok 3=Alarm		Status der programmierbaren LED 4
Programmierbare LED 5	Enum	0=Keine 1=Ok 3=Alarm		Status der programmierbaren LED 5
Programmierbare LED 6	Enum	0=Keine 1=Ok 3=Alarm		Status der programmierbaren LED 6
Programmierbare LED 7	Enum	0=Keine 1=Ok 3=Alarm		Status der programmierbaren LED 7
Programmierbare LED 8	Enum	0=Keine 1=Ok 3=Alarm		Status der programmierbaren LED 8
Programmierbare LED 9	Enum	0=Keine 1=Ok 3=Alarm		Status der programmierbaren LED 9
Programmierbare LED 10	Enum	0=Keine 1=Ok 3=Alarm		Status der programmierbaren LED 10
Programmierbare LED 11	Enum	0=Keine 1=Ok 3=Alarm		Status der programmierbaren LED 11

3.5 Zeitsynchronisierung

3.5.1 Zeithauptüberwachung GNRLLTMS

3.5.1.1 Funktionsblock

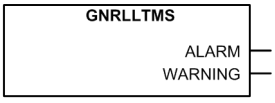


Abb. 20: Funktionsblock

3.5.1.2 Funktion

Das Gerät verfügt über eine interne Echtzeituhr, die entweder eigenständig laufen oder mit einer externen Quelle synchronisiert werden kann. Die Echtzeituhr wird für Zeitstempelereignisse, aufgezeichnete Daten und für Stördatenaufzeichnungen verwendet.

Das Gerät verfügt über einen Kondensator mit einer Sicherungsleistung von 48 Stunden und ermöglicht somit die Aufrechterhaltung einer korrekten Zeitnahme bei Ausfällen der Hilfsstromversorgung.

Die Einstellung *Synch source* legt fest, wie die Echtzeituhr synchronisiert wird. Wenn "Keine" eingestellt wird, läuft die Uhr im eigenständigen Modus, und mit den Einstellungen *Datum* und *Zeit* kann die Uhrzeit manuell eingestellt werden. Andere Einstellungen dienen zur Aktivierung eines entsprechenden Kommunikationsprotokolls, mit dem eine Uhrzeitsynchronisierung ermöglicht wird. Es kann nur jeweils eine Synchronisierungsart aktiviert sein. IEEE 1588 v2 und SNTP bieten jedoch eine Zeit-Master-Redundanz.

Für die Aktualisierung der Echtzeituhr werden vom Schutzgerät SNTP, IRIG-B, IEEE 1588 v2, DNP3, Modbus und IEC 60870-5-103 unterstützt. IEEE 1588 v2 liefert zusammen mit GPS die größte Genauigkeit von ±1 µs. Die Genauigkeit mit IRIG-B und SNTP liegt bei ±1 ms.

Die IEEE 1588-Zeitsynchronisierung des Schutzgeräts entspricht dem IEEE C37.238-2011 Power Profile, das mit mit IEEE 1588 v2 interoperabel ist. Gemäß dem Power Profile wird das Frame-Format IEEE 802.3 Ethernet-Frames mit 88F7 Ethertype als Kommunikationsservice und P2P als Verzögerungsmechanismus verwendet. *PTP announce mode* bestimmt das Format der PTP-Announce-Frames, die vom Schutzgerät gesendet werden, wenn es als 1588-Master fungiert, wobei die Optionen "Basic IEEE1588" und "Power Profile" zur Verfügung stehen. Im Modus "Power Profile" sind die vom IEEE C37.238-2011 Power Profile benötigten TLVs in den Announce-Frames enthalten.

Die IEEE 1588 v2-Zeitsynchronisierung erfordert eine Kommunikationskarte mit Redundanzunterstützung (COM0031...COM0037).

Wenn Modbus TCP oder DNP3 über TCP/IP verwendet wird, muss die Zeitsynchronisierung mit SNTP oder IRIG-B für eine bessere Synchronisierungsgenauigkeit verwendet werden.

Bei älteren Protokollen muss die Synchronisierungsmeldung innerhalb von vier Minuten nach der vorherigen Synchronisierung empfangen werden. Andernfalls entsteht am Schutzgerät ein fehlerhafter Synchronisierungsstatus. Bei SNTP muss der SNTP-

Server binnen 12 ms auf eine Anforderung reagieren, andernfalls wird die Antwort als ungültig betrachtet.

Das Gerät kann einen von zwei SNTP-Servern verwenden: den Primär- oder den Sekundärserver. In erster Linie wird der Primärserver verwendet. Der Sekundärserver wird immer dann verwendet, wenn der Primärserver nicht erreicht werden kann. Wird der SNTP-Sekundärserver verwendet, versucht das Gerät bei jedem dritten SNTP-Anforderungsversuch zum Primärserver zurückzuschalten. Sind beide SNTP-Server offline, werden die Ereigniszeitstempel mit dem Status "ungültig" versehen. Die Uhrzeit wird alle 60 Sekunden vom SNTP-Server angefordert. Unterstützt werden die SNTP-Versionen 3 und 4.

Die IRIG-B-Zeitsynchronisierung erfordert das IRIG-B-Format B004/B005 gemäß IRIG-B-Standard 200-04. Ältere IRIG-B-Standards beziehen sich hier auf B000/B001 mit IEEE-1344-Erweiterungen. Die Synchronisierungszeit kann entweder UTC-Zeit (Koordinierte Weltzeit) oder die lokale Zeit sein. Da kein erneutes Starten erforderlich ist, beginnt die Zeitsynchronisierung sofort, nachdem die Synchronisierungsquelle IRIG-B und die Signalquelle IRIG-B verknüpft wurden.

Die IRIG-B-Zeitsynchronisierung erfordert eine COM-Karte mit IRIG-B-Eingang.

Bei der Verwendung einer Leitungsdifferential-Kommunikation zwischen RED615-Schutzgeräten können Zeitsynchronisierungsmeldungen vom anderen Schutzgerät am anderen Leitungsende innerhalb der Schutzdatentelegramme empfangen werden. Das Schutzgerät startet die Synchronisierung seiner Echtzeituhr mit den Remote End-Schutzgeräten, wenn die Leitungsdifferential-Zeitsynchronisierungsquelle ausgewählt wurde. Dies hat keinen Einfluss auf die Schutzsynchronisierung, die im Leitungsdifferentialschutz verwendet wird, oder auf die Auswahl der Zeitsynchronisierungsart der Remote End-Schutzgeräte. [1]

3.5.1.3 Signale

Tabelle 31: GNRLLTMS - Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
ALARM	BOOLEAN	Zeitsynchronisierungsalarm
WARNUNG	BOOLEAN	Zeitsynchronisierungswarnung

[1] Der Leitungsdifferentialschutz ist nur in RED615-IEDs verfügbar.

3.5.1.4 Einstellungen

Tabelle 32: Zeitformat

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Zeitformat	1=24H:MM:SS:MS 2=12H:MM:SS:MS			1=24H:MM:SS:MS	Zeitformat
Datumsformat	1=TT.MM.JJJJ 2=TT/MM/JJJJ 3=TT-MM-JJJJ 4=MM.TT.JJJJ 5=MM/TT/JJJJ 6=JJJJ-MM-TT 7=JJJJ-TT-MM 8=JJJJ/TT/MM			1=TT.MM.JJJJ	Datumsformat

Tabelle 33: Zeiteinstellungen

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Synchron.-Quelle	0=Keine 1=SNTP 2=Modbus 3=IEEE 1588 5=IRIG-B 9=DNP 17=IEC60870-5-103			1=SNTP	Quelle für die Zeitsynchronisierung
PTP-Domänen-ID	0...255		1	01:05	Die Domäne wird mit einer Ganzzahl, der domainNumber, im Bereich zwischen 0 und 255 identifiziert.
PTP-Priorität 1[1)]	0...255		1	128	PTP-Priorität 1, im Bereich von 0 bis 255.
PTP-Priorität 2	0...255		1	128	PTP-Priorität 2, im Bereich von 0 bis 255.
PTP-Ankündigungsmodus	1=Basis IEEE 1588 2=Power Profile			1=Basis IEEE 1588	PTP-Ankündigungs-Frame-Modus

1) Kleinerer Wert hat höhere Priorität

Tabelle 34: Zeiteinstellungen

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Datum				0	Datum
Zeit				0	Zeit
lokale Zeitversch.	-840...840	Min	1	0	Ortszeitversatz in Minuten

Tabelle 35: Zeiteinstellungen

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
IP SNTP primär				10.58.125.165	IP-Adresse für primären SNTP-Server
IP SNTP sekundär				192.168.2.165	IP-Adresse für sekundären SNTP-Server

Tabelle 36: Zeiteinstellungen

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
DST wird verwendet	0=False 1=True			1=True	Einstellung DST wird verwendet
DST Zeit ein (Stunden)	0...23	h		2	Sommerzeit ein, Zeit (hh)
DST Zeit ein (Minuten)	0...59	Min		0	Sommerzeit ein, Zeit (mm)
DST Datum ein (Tag)	1...31			1	Sommerzeit ein, Datum (tt:mm)
DST Datum ein (Monat)	1=Januar 2=Februar 3=März 4=April 5=Mai 6=Juni 7=Juli 8=August 9=September 10=Oktober 11=November 12=Dezember			5=Mai	Sommerzeit ein, Datum (tt:mm)
DST Tag ein (Wochentag)	0=Reserviert 1=Montag 2=Dienstag 3=Mittwoch 4=Donnerstag 5=Freitag 6=Samstag 7=Sonntag			0=Reserviert	Sommerzeit ein, Wochentag
DST Zeit aus (Stunden)	0...23	h		2	Sommerzeit aus, Zeit (hh)
DST Zeit aus (Minuten)	01:05	Min		0	Sommerzeit aus, Zeit (mm)
DST Datum aus (Tag)	1...31			25	Sommerzeit aus, Datum (tt:mm)
DST Datum aus (Monat)	1=Januar 2=Februar 3=März 4=April 5=Mai 6=Juni 7=Juli 8=August 9=September 10=Oktober 11=November 12=Dezember			9=September	Sommerzeit aus, Datum (tt:mm)
DST Tag aus (Wochentag)	0=Reserviert 1=Montag 2=Dienstag 3=Mittwoch 4=Donnerstag 5=Freitag 6=Samstag 7=Sonntag			0=Reserviert	Sommerzeit aus, Wochentag
SZ Versatz	-720...720	Min	1	60	Versatz Sommerzeit

3.6 Parametersätze

3.6.1 Funktionsblock

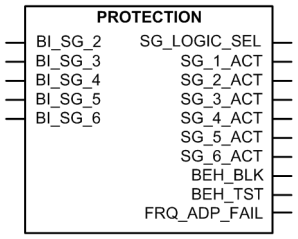


Abb. 21: Funktionsblock

3.6.2 Funktionen

Das Schutzgerät unterstützt sechs Parametersätze. Jeder Parametersatz enthält Parameter, die als Gruppeneinstellungen innerhalb der Anwendungsfunktion kategorisiert sind. Der Benutzer kann den aktiven Parametersatz während des Betriebs ändern.

Der aktive Parametersatz kann über einen Parameter oder über Binäreingänge geändert werden. Dies ist abhängig vom ausgewählten Modus in der Einstellung **Konfiguration/Einstellungsgruppe/Betriebsmodus Einstellungsgruppe**.

Der Vorgabewert aller Eingänge hat den Ausdruck FALSE. Dadurch kann nur die erforderliche Anzahl an Eingängen verwendet werden, wobei die übrigen unverbunden bleiben. Die Auswahl des Parametersatzes ist von den `SG_x_ACT`-Ausgängen unabhängig.

Tabelle 37: Optionale Betriebsmodi für die Einstellungsgruppenauswahl

Betriebsmodus Einstellungsgruppe	Beschreibung
Bediener (Standard)	Die Parametersätze können über die Einstellung **Einstellungen/Einstellungsgruppe/Aktive Gruppe** geändert werden. Der Wert des Ausgangs SG_LOGIC_SEL ist FALSE.
Logikmodus 1	Der Parametersatz kann über Binäreingänge geändert werden (BI_SG_2...BI_SG_6). Der höchste Binäreingang mit dem Ausdruck TRUE legt den aktiven Parametersatz fest. Der Wert des Ausgangs SG_LOGIC_SEL ist TRUE.
Logikmodus 2	Der Parametersatz kann über Binäreingänge geändert werden, wobei BI_SG_4 für die Auswahl der Parametersätze 1-3 oder 4-6 verwendet wird. Wenn Binäreingang BI_SG_4 den Ausdruck FALSE hat, werden die Parametersätze 1-3 über Binäreingänge BI_SG_2 und BI_SG_3 ausgewählt. Wenn Binäreingang BI_SG_4 den Ausdruck TRUE hat, werden die Parametersätze 4-6 über Binäreingänge BI_SG_5 und BI_SG_6 ausgewählt. Der Wert des Ausgangs SG_LOGIC_SEL ist TRUE.

Beispielsweise können sechs Parametersätze über drei Binäreingänge gesteuert werden. *Betriebsmodus Einstellungsgruppe* wird auf "Logikmodus 2" gesetzt und die Eingänge BI_SG_2 und BI_SG_5 werden auf die gleiche Weise wie die Eingänge BI_SG_3 und BI_SG_6 miteinander verbunden.

Tabelle 38: Betriebsmodus Einstellungsgruppe = "Logikmodus 1"

Eingang					
BI_SG_2	**BI_SG_3**	**BI_SG_4**	**BI_SG_5**	**BI_SG_6**	**Aktive Gruppe**
FALSE	FALSE	FALSE	FALSE	FALSE	1
TRUE	FALSE	FALSE	FALSE	FALSE	2
beliebig	TRUE	FALSE	FALSE	FALSE	3
beliebig	beliebig	TRUE	FALSE	FALSE	4
beliebig	beliebig	beliebig	TRUE	FALSE	5
beliebig	beliebig	beliebig	beliebig	TRUE	6

Tabelle 39: Betriebsmodus Einstellungsgruppe = "Logikmodus 2"

Eingang					
BI_SG_2	**BI_SG_3**	**BI_SG_4**	**BI_SG_5**	**BI_SG_6**	**Aktive Gruppe**
FALSE	FALSE	FALSE	beliebig	beliebig	1
TRUE	FALSE	FALSE	beliebig	beliebig	2
beliebig	TRUE	FALSE	beliebig	beliebig	3

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Eingang					
BI_SG_2	BI_SG_3	BI_SG_4	BI_SG_5	BI_SG_6	Aktive Gruppe
beliebig	beliebig	TRUE	FALSE	FALSE	4
beliebig	beliebig	TRUE	TRUE	FALSE	5
beliebig	beliebig	TRUE	beliebig	TRUE	6

Die Einstellungsgruppe 1 kann zu jeder anderen oder allen Gruppen der HMI kopiert werden (Kopieren Gruppe 1).

3.7 Testmodus

3.7.1 Funktionsblöcke

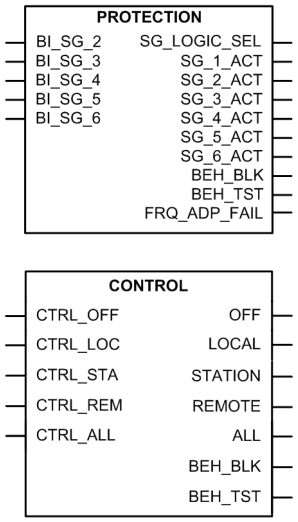


Abb. 22: Funktionsblöcke

3.7.2 Funktion

Der Modus aller logischer Knoten im IEC 61850-Datenmodell des Geräts kann mit der Einstellung *Testmodus* festgelegt werden. *Testmodus* wird über einen allgemeinen Parameter in der HMI unter **Tests/Gerät im Testmodus** ausgewählt. Standardmäßig kann der *Testmodus* nur über die LHMI verändert werden. *Testmodus* ist auch über die IEC 61850-Kommunikation (LD0.LLN0.Mod) verfügbar.

Tabelle 40: Testmodus

Testmodus	Beschreibung	Schutz BEH_BLK
Normalmodus	Normalbetrieb	FALSE
Gerät blockiert	Schutz wie im "Normalmodus", jedoch kann die ACT-Konfiguration verwendet werden, um die Verarbeitung physischer Ausgänge zu blockieren. Steuerfunktionsbefehle sind blockiert.	TRUE
Gerät im Testmodus	Schutz wie im "Normalmodus", jedoch arbeiten die Schutzfunktionen parallel mit Testparametern.	FALSE
Gerät im Testmodus und blockiert	Schutz wie im "Normalmodus", jedoch arbeiten die Schutzfunktionen parallel mit Testparametern. ACT-Konfiguration kann verwendet werden, um die Verarbeitung physischer Ausgänge zu blockieren. Steuerfunktionsbefehle sind blockiert.	TRUE

Verhalten-Datenobjekte folgen in allen logischen Knoten dem LD0.LLN0.Mod-Wert. Ist der "Normalmodus" ausgewählt, folgen die Verhalten-Datenobjekte dem Modus- (.Mod) Datenobjekt des entsprechenden logischen Geräts.

Die vertikale und horizontale Kommunikation werden durch die Modi "Gerät blockiert" und "Gerät im Testmodus und blockiert" nicht blockiert.

3.7.3 Anwendungskonfiguration und Testmodus

Die physischen Ausgänge von zu verarbeitenden Steuerbefehlen sind in den Modi *Gerät blockiert* und *Gerät im Testmodus und blockiert* blockiert. Wenn physische Ausgänge von den Schutzfunktionen zu blockieren sind, müssen diese Signale über die Anwendungskonfiguration blockiert werden. Das Blockierschema muss den Ausgang `BEH_BLK` des SCHUTZ-Funktionsblocks verwenden.

3.7.4 Steuermodus

Der Modus aller logischer Knoten unter dem logischen Steuergerät kann mit der Einstellung *Steuermodus* festgelegt werden. Der Parameter *Steuermodus* ist über die HMI oder im PCM600 unter **Konfiguration/Steuerung/Allgemein** abrufbar. Standardmäßig kann der *Steuermodus* nur lokal über die LHMI eingestellt werden. Der Parameter *Steuermodus* übernimmt seinen Wert aus dem Parameter *Testmodus*. *Steuermodus* "Ein", "Blockiert" und "Aus" können jedoch auch unabhängig eingestellt werden. Der Parameter *Steuermodus* ist auch über die IEC 61850-Kommunikation (CTRL.LLN0.Mod) verfügbar.

Tabelle 41: Steuermodus

Steuermodus	Beschreibung	Steuerung BEH_BLK
Ein	Normalbetrieb	FALSE
Blockiert	Steuerfunktionsbefehle blockiert	TRUE
Aus	Steuerfunktionen deaktiviert	FALSE

Verhalten-Datenobjekte unter dem logischen Steuergerät folgen dem CTRL.LLN0.Mod-Wert. Ist "Ein" ausgewählt, folgen die Verhalten-Datenobjekte dem Modus des entsprechenden logischen Geräts.

3.7.5 Anwendungskonfiguration und Steuermodus

Die physischen Ausgänge von zu verarbeitenden Steuerbefehlen sind im *Modus "Blockiert"* blockiert. Wenn physische Ausgänge vollständig zu blockieren sind (einschließlich der Befehle von den Binäreingängen), müssen diese Signale über die Anwendungskonfiguration blockiert werden. Das Blockierschema verwendet den Ausgang `BEH_BLK` des CONTROL-Funktionsblocks.

3.7.6 Autorisierung

Die Parameter *Testmodus* und *Steuermodus* können in der Grundeinstellung nur in der LHMI geändert werden. Der Testmodus kann auch über den Remote-Client eingestellt werden, sofern dies in der Konfiguration erforderlich ist. Dies erfolgt ausschließlich in der LHMI über den Parameter *Ferntestmodus* unter **Tests/ Gerätetest/Testmodus**. Die Fernsteuerung ist nur möglich, wenn die Steuerposition des Geräts auf "Fern" eingestellt ist. Lokale Steuerung und Fernsteuerung können mit der R/L-Taste oder über den CONTROL-Funktionsblock in der Anwendungskonfiguration ausgewählt werden.

Bei Verwendung des Signalüberwachungs-Tools, um Online-Werte zu erzwingen, müssen die folgenden Bedingungen erfüllt sein.

- *Fern erzwingen* ist auf "Alle Ebenen" eingestellt.
- *Testmodus* ist aktiviert.
- Steuerposition des Geräts ist auf "Fern" eingestellt.

Tabelle 42: Ferntestmodus

Ferntestmodus	61850-8-1-MMS	WHMI/PCM600
Aus	Kein Zugriff	Kein Zugriff
Wartung	Befehlsherkunftskategorie Wartung	Kein Zugriff
Alle Ebenen	Alle Herkunftskategorien	Ja

3.7.7 LHMI-Anzeigen

Die gelbe Start-LED blinkt, wenn sich das Gerät im Modus "Gerät blockiert" oder im Modus "Gerät im Testmodus und blockiert" befindet. Die grüne Bereitschafts-LED blinkt, um anzuzeigen, dass der Modus "Gerät im Testmodus und blockiert" oder der Modus "Gerätetest" aktiviert ist.

3.7.8 Signale

Tabelle 43: PROTECTION - Ausgangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
BEH_BLK	BOOLEAN	0	Logisches Gerät LD0 Blockierstatus
BEH_TST	BOOLEAN	0	Logisches Gerät LD0 Teststatus

Tabelle 44: CONTROL Ausgangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
BEH_BLK	BOOLEAN	0	CTRL Blockierstatus des logischen Geräts
BEH_TST	BOOLEAN	0	CTRL Teststatus des logischen Geräts

3.8 Datenaufzeichnung (FLTRFRC)

3.8.1 Funktionsblock

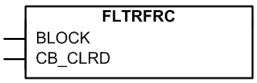


Abb. 23: Funktionsblock

3.8.2 Funktion

Das Schutzgerät besitzt eine Speicherkapazität zum Speichern von 128 aktuellen Fehlerereignissen. Störfallaufzeichnungen enthalten Grund- und Effektiv-Stromwerte. Anhand der Aufzeichnungen kann der Bediener die jüngsten Netzereignisse analysieren. Jede Störfallaufzeichnung (FLTRFRC) wird aufsteigend mit einer Fehlernummer sowie mit einem Zeitstempel versehen, der die Anfangszeit des Fehlers markiert.

Die Störfallaufzeichnung beginnt mit dem Startereignis einer Schutzfunktion und endet, wenn eine Schutzfunktion auslöst oder der Start vor dem Auslöseereignis

wiederhergestellt wird. Wird ein Start ohne ein Auslöseereignis wiederhergestellt, zeigt die Startdauer die Schutzfunktion an, die zuerst gestartet wurde.

Eine Startdauer mit einem Wert von 100 % bedeutet, dass während des Fehlers eine Schutzfunktion ausgelöst hat. Wenn keine der Schutzfunktionen ausgelöst wurde, zeigt die Startdauer immer Werte unter 100 % an.

Die Schutz- und Startdauer für die Störfallaufzeichnungsdaten stammen von der jeweiligen Schutzfunktion. Die Auslösezeit in den Störfallaufzeichnungsdaten gibt den eigentlichen Störzeitraum an. Dieser Wert ist die Zeitdifferenz zwischen der Aktivierung der internen Start- und Auslösesignale. Die eigentliche Auslösezeit enthält auch die Startzeit und die Verzögerung des Ausgangsgeräts. Der Parameter *Leistungsschalter-Beseitigungszeit* für die Störfallaufzeichnungsdaten ist die Zeitdifferenz zwischen dem internen Auslösesignal und der Aktivierung des Eingangs `CB_CLRD`.

Wenn einige Funktionen der Geräteanwendung zu empfindlich reagieren und somit zu oft auslösen, könnte es sinnvoll sein, den Einstellparameter *Auslösemodus* auf "Von Auslösung" zu setzen. Dann lösen nur Fehlerarten eine neue Störfallaufzeichnung aus, die eine Auslösung der Schutzfunktion verursachen.

Die fehlerbezogenen Strom-, Spannungs- und Winkelwerte sowie der Zyklusanzeiger und die Nummer der aktiven Einstellungsgruppe werden vom Zeitpunkt des Auslöseereignisses oder vom Startzeitpunkt des Fehlers an aufgezeichnet, wenn nur ein Startereignis während des Fehlers auftritt. Der maximale Stromwert erfasst während des Fehlers die maximalen Stromwerte. Wenn die Frequenz nicht gemessen werden kann, werden die Nennfrequenz für die Frequenz und Null für den Frequenzgradienten verwendet und die Gültigkeit wird entsprechend eingestellt.

Der Messmodus für Leiterstrom- und Summenstromwerte kann mit dem Einstellparameter *Messmodus* ausgewählt werden.

3.8.3 Einstellungen

Tabelle 45: FLTRFRC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Trig-Modus	0=Von allen Fehlern 1=Von Auslösung 2=Nur von Start			0=Von allen Fehlern	Auslösungsmodus

Tabelle 46: FLTRFRC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Ein Messmodus	1=RMS 2=DFT 3=Spitzenwert			2=DFT	Wählt die verwendeten Messmodus-Leiterströme und Summenströme aus.

3.8.4 Überwachte Daten

Tabelle 47: FLTRFRC Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
Fehlernummer	INT32	0...999999		Fehlerspeicherzahl
Zeit und Datum	Zeitstempel			Zeitstempel der Fehler-aufzeichnung
Schutz	Enum	0=Unbekannt 1=PHLPTOC1 2=PHLPTOC2 6=PHHPTOC1 7=PHHPTOC2 8=PHHPTOC3 9=PHHPTOC4 12=PHIPTOC1 13=PHIPTOC2 17=EFLPTOC1 18=EFLPTOC2 19=EFLPTOC3 22=EFHPTOC1 23=EFHPTOC2 24=EFHPTOC3 25=EFHPTOC4 30=EFIPTOC1 31=EFIPTOC2 32=EFIPTOC3 35=NSPTOC1 36=NSPTOC2 -7=INTRPTEF1 -5=STTPMSU1 -3=JAMPTOC1 41=PDNSPTOC 1 44=T1PTTR1 46=T2PTTR1 48=MPTTR1 50=DEFLPDEF1 51=DEFLPDEF2 53=DEFHP-DEF1 56=EFPADM1 57=EFPADM2 58=EFPADM3 59=FRPFRQ1 60=FRPFRQ2 61=FRPFRQ3 62=FRPFRQ4 63=FRPFRQ5 64=FRPFRQ6		Schutzfunktion

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
		65=LSHDPFRQ1 66=LSHDPFRQ2 67=LSHDPFRQ3 68=LSHDPFRQ4 69=LSHDPFRQ5 71=DPHLPDOC1 72=DPHLPDOC2 74=DPHHPDOC1 77=MAPGAPC1 78=MAPGAPC2 79=MAPGAPC3 85=MNSPTOC1 86=MNSPTOC2 88=LOFLPTUC1 90=TR2PTDF1 91=LNPLDF1 92=LREFPNDF1 94=MPDIF1 96=HREFPDIF1 100=ROVP-TOV1 101=ROVP-TOV2 102=ROVP-TOV3 104=PHPTOV1 105=PHPTOV2 106=PHPTOV3 108=PHPTUV1 109=PHPTUV2 110=PHPTUV3 112=NSPTOV1 113=NSPTOV2 116=PSPTUV1 118=ARC-SARC1 119=ARC-SARC2 120=ARC-SARC3 -96=SPHIP-TOC1 -93=SPHLPTOC2 -92=SPHLPTOC1 -89=SPHHPTOC2 -88=SPHHPTOC1 -87=SPHPTUV4 -86=SPHPTUV3 -85=SPHPTUV2 -84=SPHPTUV1 -83=SPHPTOV4 -82=SPHPTOV3 -81=SPHPTOV2 -80=SPHPTOV1		
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
		-25=OEPVPH4 -24=OEPVPH3 -23=OEPVPH2 -22=OEPVPH1 -19=PSPTOV2 -18=PSPTOV1 -15=PREVP-TOC1 -12=PHPTUC2 -11=PHPTUC1 -9=PHIZ1 5=PHLTPTOC1 20=EFLPTOC4 26=EFHPTOC5 27=EFHPTOC6 37=NSPTOC3 38=NSPTOC4 45=T1PTTR2 54=DEFHP-DEF2 75=DPHHPDOC2 89=LOFLPTUC2 103=ROVP-TOV4 117=PSPTUV2 -13=PHPTUC3 3=PHLPTOC3 10=PHHPTOC5 11=PHHPTOC6 28=EFHPTOC7 29=EFHPTOC8 107=PHPTOV4 111=PHPTUV4 114=NSPTOV3 115=NSPTOV4 -30=PHDSTPDIS1 -29=TR3PTDF1 -28=HICPDIF1 -27=HIBPDIF1 -26=HIAPDIF1 -32=LSHDPFRQ8 -31=LSHDPFRQ7 70=LSHDPFRQ6 80=MAPGAPC4 81=MAPGAPC5 82=MAPGAPC6 83=MAPGAPC7 -102=MAP-GAPC12 -101=MAP-GAPC11 -100=MAP-GAPC10 -99=MAPGAPC9		
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
		-98=RESCPSCH1 -57=FDEFLP-DEF2 -56=FDEFLP-DEF1 -54=FEFLP-TOC1 -53=FDPHLPDOC2 -52=FDPHLPDOC1 -50=FPHLPTOC1 -47=MAP12GAPC8 -46=MAP12GAPC7 -45=MAP12GAPC6 -44=MAP12GAPC5 -43=MAP12GAPC4 -42=MAP12GAPC3 -41=MAP12GAPC2 -40=MAP12GAPC1 -37=HAEFP-TOC1 -35=WPWDE3 -34=WPWDE2 -33=WPWDE1 52=DEFLPDEF3 84=MAPGAPC8 93=LREFPNDF2 97=HREFPDIF2 -117=XDEFLP-DEF2 -116=XDEFLP-DEF1 -115=SDPHLPDOC2 -114=SDPHLPDOC1 -113=XNSPTOC2 -112=XNSPTOC1 -111=XEFIP-TOC2 -110=XEFHP-TOC4 -109=XEFHP-TOC3 -108=XEFLP-TOC3 -107=XEFLP-TOC2 -66=DQPTUV1		
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
		-65=VVSPPAM1 -64=PHPVOC1 -63=H3EFP-SEF1 -60=HCUBP-TOC1 -59=CUBPTOC1 -72=DOPPDPR1 -69=DUPPDPR1 -61=COLPTOC1 -106=MAP-GAPC16 -105=MAP-GAPC15 -104=MAP-GAPC14 -103=MAP-GAPC13 -76=MAP-GAPC18 -75=MAP-GAPC17 -62=SRCPTOC1 -74=DOPPDPR3 -73=DOPPDPR2 -70=DUPPDPR2 -58=UZPDIS1 -36=UEXPDIS1 14=MFADPS-DE1 -10=LVRTPTUV1 -8=LVRTPTUV2 -6=LVRTPTUV3 -122=DPH3LPDOC1 -121=DPH3HPDOC2 -120=DPH3HPDOC1 -119=PH3LPTOC2 -118=PH3LPTOC1 -79=PH3HPTOC2 -78=PH3HPTOC1 -77=PH3IPTOC1 -127=PHAP-TUV1 -124=PHAP-TOV1 -123=DPH3LPDOC2 -68=PHPVOC2 -67=DQPTUV2 -39=UEXPDIS2 98=MHZPDIF1 -4=MREFP-TOC1		
Startdauer	FLOAT32	0,00...100,00	%	Maximale Startdauer aller Stufen während des Fehlers

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
Auslösezeit	FLOAT32	0,000...999999,999	s	Auslösezeit
Fehlerbehebungszeit Leistungsschalter	FLOAT32	0,000...3,000	s	Fehlerbehebungszeit Leistungsschalter
Fehlerdistanz	FLOAT32	0,00...3000,00	pu	Distanz zum Fehler in p.u.
Fehlerimpedanz	FLOAT32	0,00...1000000,00	Ohm	Fehlerimpedanz
Aktive Gruppe	INT32	1...6		Aktiver Parametersatz
Schusspointer	INT32	1...7		Schusspointer-Wert automatische Wiedereinschaltung
Max diff current IL1	FLOAT32	0,000...80,000	pu	Maximaler Leiter L1 Differentialstrom
Max diff current IL2	FLOAT32	0,000...80,000	pu	Maximaler Leiter L2 Differentialstrom
Max diff current IL3	FLOAT32	0,000...80,000	pu	Maximaler Leiter L3 Differentialstrom
Diff current IL1	FLOAT32	0,000...80,000	pu	Differentialstrom Leiter L1
Diff current IL2	FLOAT32	0,000...80,000	pu	Differentialstrom Leiter L2
Diff current IL3	FLOAT32	0,000...80,000	pu	Differentialstrom Leiter L3
Max bias current IL1	FLOAT32	0,000...50,000	pu	Maximaler Leiter L1 Haltestrom
Max bias current IL2	FLOAT32	0,000...50,000	pu	Maximaler Leiter L2 Haltestrom
Max bias current IL3	FLOAT32	0,000...50,000	pu	Maximaler Leiter L3 Haltestrom
Bias current IL1	FLOAT32	0,000...50,000	pu	Haltestrom Leiter L1
Bias current IL2	FLOAT32	0,000...50,000	pu	Haltestrom Leiter L2
Bias current IL3	FLOAT32	0,000...50,000	pu	Haltestrom Leiter L3
Diff current Io	FLOAT32	0,000...80,000	pu	Differentialstrom Summenstrom
Bias current Io	FLOAT32	0,000...50,000	pu	Haltestrom Summenstrom
Max current IL1	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Maximaler Leiterstrom L1
Max current IL2	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Maximaler Leiterstrom L2
Max current IL3	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Maximaler Leiterstrom L3
Max current Io	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Maximaler Summenstrom
Current IL1	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Leiter L1 Strom
Current IL2	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Leiter L2 Strom
Current IL3	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Leiter L3 Strom
Current Io	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Summenstrom

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
Current Io-Calc	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Berechneter Summenstrom
Current Ps-Seq	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Mitsystemstromkomponente
Current Ng-Seq	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Gegensystemstromkomponente
Max current IL1B	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Maximaler Leiter L1 Strom (b)
Max current IL2B	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Maximaler Leiter L2 Strom (b)
Max current IL3B	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Maximaler Leiter L3 Strom (b)
Max current IoB	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Maximaler Summenstrom (b)
Current IL1B	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Leiter L1 Strom (b)
Current IL2B	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Leiter L2 Strom (b)
Current IL3B	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Leiter L3 Strom (b)
Current IoB	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Summenstrom (b)
Current Io-CalcB	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Berechneter Summenstrom (b)
Current Ps-SeqB	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Mitsystemstromkomponente (b)
Current Ng-SeqB	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Gegensystemstromkomponente (b)
Max current IL1C	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Maximaler Leiter L1 Strom (c)
Max current IL2C	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Maximaler Leiter L2 Strom (c)
Max current IL3C	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Maximaler Leiter L3 Strom (c)
Max current IoC	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Maximaler Summenstrom (c)
Current IL1C	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Leiter L1 Strom (c)
Current IL2C	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Leiter L2 Strom (c)
Current IL3C	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Leiter L3 Strom (c)
Current IoC	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Summenstrom (c)
Current Io-CalcC	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Berechneter Summenstrom (c)
Current Ps-SeqC	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Mitsystemstromkomponente (c)
Current Ng-SeqC	FLOAT32	0,000...50,000	xIn	Gegensystemstromkomponente (c)
Voltage UL1	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Leiter L1 Spannung
Voltage UL2	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Leiter L2 Spannung
Voltage UL3	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Leiter L3 Spannung
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
Voltage U12	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Spannung von Leiter L1 zu Leiter L2
Voltage U23	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Spannung von Leiter L2 zu Leiter L3
Voltage U31	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Spannung von Leiter L3 zu Leiter L1
Voltage Uo	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Verlagerungsspannung
Voltage Zro-Seq	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Nullsystemspannungs-komponente
Voltage Ps-Seq	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Mitsystemspannungs-komponente
Voltage Ng-Seq	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Gegensystemspan-nungskomponente
Voltage UL1B	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Leiter L1 Spannung (b)
Voltage UL2B	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Leiter L2 Spannung (b)
Voltage UL3B	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Leiter L2 Spannung (b)
Voltage U12B	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Spannung von Leiter L1 zu Leiter L2 (b)
Voltage U23B	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Spannung von Leiter L2 zu Leiter L3 (b)
Voltage U31B	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Spannung von Leiter L3 zu Leiter L1 (b)
Voltage UoB	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Verlagerungsspannung (b)
Voltage Zro-SeqB	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Nullsystemspannungs-komponente (b)
Voltage Ps-SeqB	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Mitsystemspannungs-komponente (b)
Voltage Ng-SeqB	FLOAT32	0,000...4,000	xUn	Gegensystemspan-nungskomponente (b)
PTTR thermische Stufe	FLOAT32	0,00...99,99		Die berechnete Tempe-ratur PTTR des ge-schützten Geräts in Be-zug zum Auslösewert
PDNSPTOC1 rat. I2/I1	FLOAT32	0,00...999,99	%	PDNSPTOC1 Verhältnis I2/I1
Frequenz	FLOAT32	30,00...80,00	Hz	Frequenz
Frequenzänderung	FLOAT32	-10,00...10,00	Hz/s	Frequenzänderung
Wirkleitwert Yo	FLOAT32	-1000,00...1000,00	mS	Wirkleitwert Yo
Blindleitwert Yo	FLOAT32	-1000,00...1000,00	mS	Blindleitwert Yo
Winkel Uo - Io	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Winkel Verlagerungs-spannung – Summen-strom
Angle U23 - IL1	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Winkel von Leiter L2 zu Leiter L3 Spannung – Lei-ter L1 Strom

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
Angle U31 - IL2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Winkel von Leiter L3 zu Leiter L1 Spannung – Leiter L2 Strom
Angle U12 - IL3	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Winkel von Leiter L1 zu Leiter L2 Spannung – Leiter L3 Strom
Angle UoB - IoB	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Winkel Verlagerungsspannung – Summenstrom (b)
Angle U23B - IL1B	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Winkel von Leiter L2 zu Leiter L3 Spannung – Leiter L1 Strom (b)
Angle U31B - IL2B	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Winkel von Leiter L3 zu Leiter L1 Spannung – Leiter L2 Strom (b)
Angle U12B - IL3B	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Winkel von Leiter L1 zu Leiter L2 Spannung – Leiter L3 Strom (b)

3.9 Nichtflüchtiger Speicher

Zusätzlich zu den Einstellwerten kann das Schutzgerät einige Daten im nichtflüchtigen Speicher speichern.

- Es werden bis zu 1.024 Ereignisse gespeichert. Die gespeicherten Ereignisse sind über die LHMI, WHMI und das Ereignisanzeige-Tool in PCM600 einzusehen.
- Aufgezeichnete Daten
  - Störfallaufzeichnungen (bis zu 128)
  - Maximale Lastwerte
- Leistungsschalter-Zustandsüberwachung
- Status der LEDs für gesperrten Alarm und Auslösung
- Definitive Stromkreisabschaltung
- Zählerwerte

3.10 Sensoreingänge für Strom und Spannung

Dieses Kapitel enthält einige kurze Beispiele für das Definieren der korrekten Parameter für die Sensoren.

Sensoren haben Korrekturfaktoren, die vom Sensorhersteller gemessen und überprüft werden, um die Messgenauigkeit von primären Werten zu verbessern. Korrekturfaktoren sollten eingestellt werden. Für Spannungs- und Rogowski-Sensoren sind zwei Arten von Korrekturfaktoren verfügbar. Der Amplituden-Korrekturfaktor mit der Bezeichnung *Amplitude Korr. A(B/C)* und der Winkel-

Korrekturfaktor mit der Bezeichnung *Winkel Korr. A(B/C)*. Diese Korrekturfaktoren sind auf dem Typenschild des Sensors angegeben. Wenn die Korrekturfaktoren nicht vorliegen, wenden Sie sich für weiterführende Informationen an den Sensorhersteller.

Beispiel für die Einstellungen eines Rogowski-Sensors

In diesem Beispiel wird ein 80 A/0,150 V bei 50 Hz Sensor verwendet, und in der Anwendung liegt ein Bemessungsstrom von 150 A (Ir) an. Da der Rogowski-Sensor linear arbeitet und nicht sättigt, funktioniert der 80 A/0,150 V bei 50 Hz Sensor auch als 150 A/0,28125 V bei 50 Hz Sensor. Wenn für den Sensor ein anderer Primärwert definiert wird, muss auch die Bemessungsspannung neu definiert werden, um das gleiche Transformationsverhältnis beizubehalten. Die Einstellung im Gerät (*Bemessungssekundärwert*) wird jedoch nicht in V sondern in mV/Hz angegeben, wodurch der gleiche Einstellungswert sowohl für eine Nennfrequenz von 50 als auch 60 Hz zulässig ist.

$$RSV = \frac{\frac{I_n}{I_{pr}} \times K_r}{f_n}$$

(Gleichung 1)

NSW	*Bemessungssekundärwert* in mV/Hz
I_r	Bemessungsstrom der Anwendung
I_{pr}	Bemessungs-Primärstrom des Sensors
f_r	Bemessungsfrequenz
K_r	Bemessungsspannung des Sensors in mV bei Bemessungsstrom

In diesem Beispiel wird der Wert mithilfe der Gleichung berechnet.

$$\frac{\frac{150A}{80A} \times 150mV}{50Hz} = 5.625\frac{mV}{Hz}$$

(Gleichung 2)

Mit diesen Informationen können die Geräteeinstellungen für den Rogowski-Sensor festgelegt werden.

Tabelle 48: Beispielhafte Einstellwerte für den Rogowski-Sensor

Einstellung	Wert
Primärstrom	150 A
Bemessungs-Sekundär-wert	5,625 mV/Hz
Bemessungsstrom	150 A

Sofern nicht anders angegeben sollte die Einstellung *Bemessungsstrom* immer mit der Einstellung *Primärstrom* übereinstimmen.

Wenn das Verhältnis des Bemessungsstroms der Anwendung I_r und des Bemessungs-Primärstrom des Sensors I_{pr} höher wird und der Bemessungs-Sekundärwert auf einen höheren Wert als 46,875 mV/Hz eingestellt werden muss, ist der höchste Wert, den das Gerät messen kann, ehe der Stromsensoreingang sättigt, kleiner als der maximale Einstellwert des Stromschutzes.

Bemessungsstrom der Anwendung (I_r)	Bemessungs-Sekundärwert mit 80 A/0,150 V bei 50 Hz	Max. Einstellwert des Stromschutzes darf nicht überschritten werden
...1250 A	1,000...46,875 mV/Hz	40 × I_r (auch der Maximalwert des Einstellbereichs für den Startwert)
1250...2500 A	46,875...93,750 mV/Hz	20 × I_r
2500...4000 A	93,750...150,000 mV/Hz	12,5 × I_r

Beispiel für die Einstellungen eines Spannungssensors

Die Spannungssensoren beruhen auf dem Prinzip der ohmschen oder der kapazitiven Spannungsteilung. Damit ist die Spannung über den gesamten Messbereich komplett linear. Das Ausgangssignal ist eine direkt zur Primärspannung proportionale Spannung. Alle Parameter des Spannungssensors können direkt an seinem Typenschild abgelesen werden, und es ist keine Umrechnung erforderlich.

In diesem Beispiel liegt die Leiter-Leiter-Bemessungsspannung bei 10 kV. Daher ist der Parameter *Primärspannung* auf 10 kV eingestellt. Bei Geräten, die Sensormessungen unterstützten, ist der Parameter *Spannungseingangstyp* immer auf "CVD-Sensor" eingestellt und diese Einstellung kann nicht geändert werden. Dasselbe gilt für den Parameter *Spannungswandler-Verbindung*, der immer auf den Typ "WYE" eingestellt ist. Das Teilungsverhältnis für Spannungssensoren von ABB liegt in der Regel bei 10000:1. Daher ist der Parameter *Teilungsverhältnis* normalerweise auf "10000" eingestellt. Die Primärspannung wird proportional durch dieses Teilungsverhältnis geteilt.

Tabelle 49: Beispielhafte Einstellwerte für den Spannungssensor

Einstellung	Wert
Primärspannung	10 kV
Spannungswandler-Verbindung	Wye
Spannungseingangstyp	3=CVD-Sensor
Teilungsverhältnis	10000

3.11 Binäreingang

3.11.1 Filterzeit des Binäreingangs

Die Filterzeit eliminiert Entprellzeiten und kurze Störungen am Binäreingang. Die Filterzeit wird für jeden Binäreingang des Geräts eingestellt.

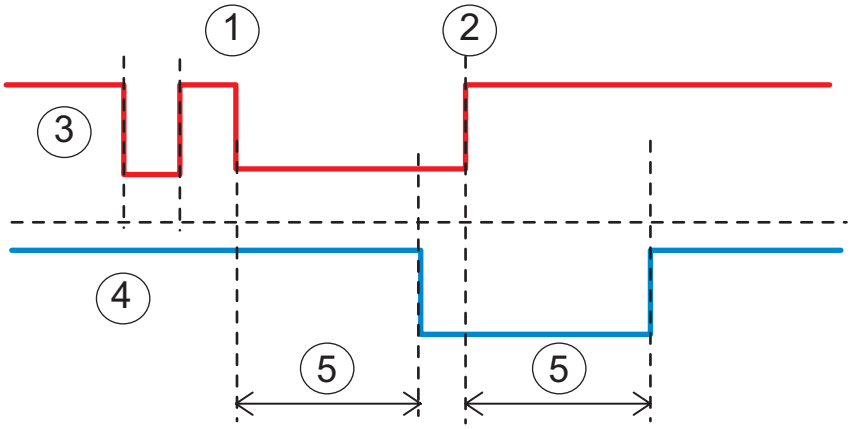


Abb. 24: Filterung an Binäreingang

1 t_0
2 t_1
3 Eingangssignal
4 Gefiltertes Eingangssignal
5 Filterzeit

Zu Beginn hat das Eingangssignal einen hohen Status; der kurzzeitige niedrige Status wird gefiltert. Es wird daher keine Änderung des Eingangsstatus erkannt. Der niedrige Status mit der Startzeit t_0 überschreitet die Filterzeit. Dies bedeutet, dass nun die Änderung des Eingangsstatus erkannt wird und dass der zugeordnete Zeitstempel den Wert t_0 erhält. Der hohe Status mit Startzeit t_1 wird erkannt, und es wird der Zeitstempel t_1 angefügt.

Jeder Binäreingang verfügt über einen Filterzeitparameter*Eingang-Nr. Filter,*wobei Nr. die Nummer des Binäreingangs des entsprechenden Moduls ist (z.B.*Eingang 1 Filter*).

Tabelle 50: Parameterwerte des Eingangsfilters

Parameter	Werte	Standard
Eingang-Nr. Filterzeit	5...1000 ms	5 ms

3.11.2 Binäreingangsinvertierung

Der Parameter *Input # invert* wird für die Invertierung des Binäreingangs verwendet.

Tabelle 51: Binäreingangsstatus

Steuerspannung	Input # invert	Status des Binäreingangs
No	0	FALSE (0)
Yes	0	TRUE (1)
No	1	TRUE (1)
Yes	1	FALSE (0)

Wird ein Binäreingang invertiert, ist der Status des Eingangs TRUE (1), wenn keine Steuerspannung an seinen Anschlüssen anliegt. Demnach ist der Eingangsstatus FALSE (0), wenn eine Steuerspannung an den Anschlüssen des Binäreingangs anliegt.

3.11.3 Unterdrückung des Signalflatterns

Die Unterdrückung des Signalflatterns wird verwendet, um die Last vom Kommunikationssystem zu nehmen, wenn ein Binäreingang anfängt zu flattern. Ein Binäreingang flattert, wenn die Anzahl der gültigen Statusänderungen (= Anzahl der Ereignisse nach der Filterung) innerhalb einer Sekunde gleich oder größer ist als der gesetzte Ansprechwert für das Signalflattern. Während des Signalflatterns wird der Binäreingang blockiert (der Status ist ungültig), und es wird ein Ereignis erzeugt. Der Status des Eingangs ändert sich nicht, wenn dieser gesperrt wird. Sein Status hängt von der Bedingung vor der Sperrung ab.

Der Binäreingang wird als nicht flatternd angesehen, wenn die Anzahl der gültigen Änderungen innerhalb einer Sekunde kleiner ist als der gesetzte Ansprechwert für das Signalflattern abzüglich des gesetzten Hysteresewerts. Es ist zu beachten, dass die Hysterese auf einen kleineren Wert als der Ansprechwert für das Signalflattern gesetzt wird, damit der Eingang von der Schwingung wiederhergestellt werden kann. Wenn der Eingang wieder in einen nicht flatternden Zustand übergeht, wird der Binäreingang entsperrt (der Status ist gültig), und es wird ein Ereignis erzeugt.

Tabelle 52: Schwingungsparameterwerte

Parameter	Werte	Standard
Input osc. level	2...50 Ereignisse/s	30 Ereignisse/s
Input osc. hyst	2...50 Ereignisse/s	10 Ereignisse/s

3.12 Binärausgänge

Das Schutzgerät verfügt über mehrere Binärausgänge für das Auslösen und Ausführen lokaler und ferngesteuerter Vorgänge an einem Leistungsschalter oder

Trennschalter und für das Verbinden des Schutzgeräts mit externen Signaleinrichtungen für Anzeige, Signalisierung und Aufzeichnung.

Leistungsausgangskontakte werden bei hohen Anforderungen der Kontakte hinsichtlich des Bemessungsstroms verwendet, z. B. für die Steuerung eines Leistungsschalters, wie das Zuschalten der Auslöse-/Schließspulen von Leistungsschaltern.

Die für externe Signalisierung, Aufzeichnung und Anzeige verwendeten Kontakte (die Signalausgänge) sind auf kleinere Ströme einzustellen, können jedoch einen Mindeststrompegel (Bürde) erfordern, um eine einwandfreie Funktion zu gewährleisten.

Das Schutzgerät verfügt über Leistungsausgangs- und Signalausgangskontakte. Um eine einwandfreie Funktion zu gewährleisten, erfolgt die Wahl des Typs der zu verwendenden Kontakte auf der Grundlage von Auslöse- und Rücksetzzeit, Dauerstrom, Einschaltstrom für kurze Zeit, Abschaltleistung und minimal angeschlossener Bürde. Für spezielle Anwendungen können auch in Reihe oder parallel angeschlossene Kontakte verwendet werden. Bei Bedarf kann auch ein Signalausgang verwendet werden, um ein externes Auslösegerät zu steuern, das wiederum für das Zuschalten der Auslöse-/Schließspulen von Leistungsschaltern konfiguriert werden kann.

Bei Verwendung eines externen Auslösegeräts kann ein externes Auskreisüberwachungsgerät erforderlich sein. Es kann zudem die Verkabelung eines Kontakts am separaten Auslösegerät zurück zum Schutzgerät für den Schalterversagerschutz erforderlich machen.

Abgesehen vom internen Fehlerausgang IRF sind alle Kontakte frei programmierbar.

3.12.1 Leistungsausgangskontakte

Leistungsausgangskontakte werden normalerweise für das Zuschalten der Auslöse-/Schließspule des Leistungsschalters oder der externen leistungsstarken Abschalt- oder Auslösegeräte verwendet.

3.12.1.1 Duale einpolige Leistungsausgänge PO1 und PO2

Die dualen (in Serienschaltung) einpoligen (normalerweise geöffnet/Form A) Leistungsausgangskontakte PO1 und PO2 sind für einen Dauerstrom von 8 A ausgelegt. Die Kontakte werden normalerweise für das Schließen von Leistungsschaltern und das Zuschalten von leistungsstarken Auslösegeräten verwendet. Sie können so angeordnet werden, dass die Leistungsschalter auslösen, wenn die Auskreisüberwachung nicht verfügbar ist oder wenn ein externes Auskreisüberwachungsgerät vorhanden ist.

Die Leistungsausgänge sind in Steckplatz X100 des Stromversorgungsmoduls vorhanden.

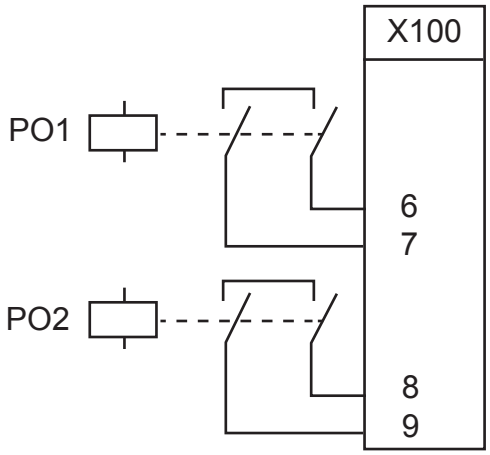


Abb. 25: Duale einpolige Leistungsausgangskontakte PO1 und PO2

3.12.1.2 Zweipolige Leistungsausgänge PO3 und PO4 mit Auskreisüberwachung

Die Leistungsausgänge PO3 und PO4 sind zweipolige, normalerweise geöffnete/ Form A Leistungsausgänge mit Auskreisüberwachung.

Wenn die beiden Pole der Kontakte in Reihe geschaltet sind, haben sie hinsichtlich der Abschaltleistung die gleichen technischen Spezifikationen wie PO1. Es werden auch die Auskreisüberwachungs-Hardware und die dazugehörigen Funktionen bereitgestellt, die die Leistungsschalterspule im geschlossenen und geöffneten Zustand überwachen können. Die Kontakte PO3 und PO4 werden praktisch immer für das Zuschalten von Auslösespulen von Leistungsschaltern verwendet.

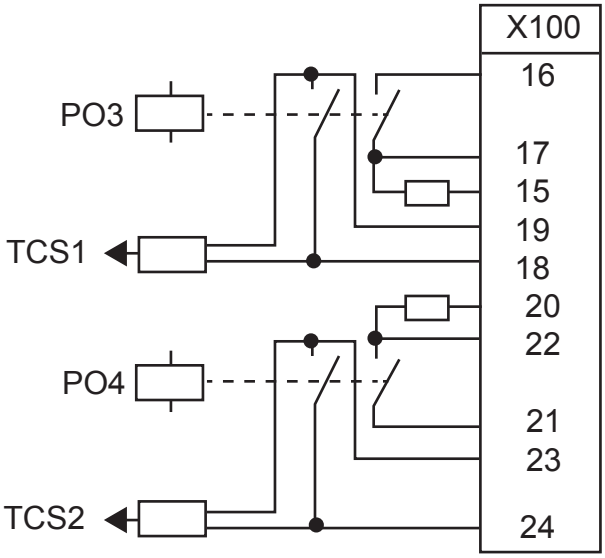


Abb. 26: Zweipolige Leistungsausgänge PO3 und PO4 mit Auskreisüberwachung

Die Leistungsausgänge PO3 und PO4 sind im Stromversorgungsmoduls in Steckplatz X100 des Schutzgeräts vorhanden.

3.12.1.3 Duale einpolige Hochgeschwindigkeits-Leistungsausgänge HSO1, HSO2 und HSO3

HSO1, HSO2 und HSO3 sind duale parallel geschaltete, einpolige, normalerweise geöffnete/Form A Hochgeschwindigkeits-Leistungsausgänge. Der Hochgeschwindigkeits-Leistungsausgang ist ein hybrider diskreter und elektromechanischer Ausgang, der als Leistungsausgang ausgelegt ist.

Die Ausgänge werden in der Regel in Anwendungen verwendet, die für das schnelle Öffnen eines Leistungsschalters eine schnelle Schaltzeit des Geräte-Ausgangskontakts erfordern, wie z. B. für den Lichtbogenschutz oder Schalterversagerschutz, wo ein schnelles Auslösen notwendig ist, um die Auswirkungen von Fehlern auf Ausrüstungsteile zu minimieren oder die Ausbreitung eines Fehlers auf einen größeren Bereich zu vermeiden. Gegenüber der Verwendung von Ausgangskontakten mit konventionellen, mechanischen Ausgangsgeräten verkürzt sich mit den Hochgeschwindigkeitsausgängen die gesamte Zeitdauer von der Anwendung bis zur Aktivierung des Geräte-Ausgangskontakts um 5 bis 6 ms. Die Hochgeschwindigkeits-Leistungsausgänge haben eine Dauerleistung von 6 A.

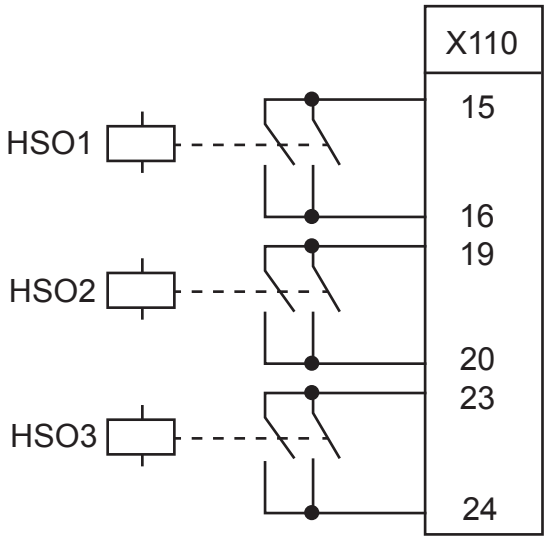


Abb. 27: Hochgeschwindigkeits-Leistungsausgänge HSO1, HSO2 und HSO3

Die Rücksetzzeit der Hochgeschwindigkeits-Ausgangskontakte ist länger als die der konventionellen Ausgangskontakte.

Hochgeschwindigkeits-Leistungsausgänge sind Bestandteil der BIO0007-Karte mit acht Binäreingängen und drei HSOs. Sie sind optionale Alternativen zu den konventionellen BIO-Karten des Schutzgeräts.

3.12.2 Signalausgangskontakte

Signalausgangskontakte sind einpolige, einzelne (normalerweise geöffnet/Form A oder Übergang/Form C) Signalausgangskontakte (SO1, SO2,...) oder parallel geschaltete duale Kontakte.

Die Signalausgangskontakte werden verwendet für das Zuschalten von z. B. externen leistungsschwächeren Auslösegeräten, Hilfsgeräten, Anzeigen und LEDs.

Ein einzelner Signalkontakt ist für einen Dauerstrom von 5 A ausgelegt. Sein Einschaltstrom liegt für die Dauer von 0,5 Sekunden bei 15 A.

Wenn zwei Kontakte parallel geschaltet sind, weist das Gerät eine andere Konzipierung auf. Dann liegt der Einschaltstrom für die Dauer von 0,5 Sekunden bei 30 A. Dies kann für das Zuschalten der Auslöse-/Schließspule des Leistungsschalters angewendet werden. Aufgrund der beschränkten Abschaltleistung wird für das Abschalten des Kreises möglicherweise ein Leistungsschalter-Hilfskontakt benötigt.

3.12.2.1 Ausgang für internes Fehlersignal IRF

Der Ausgang für internes Fehlersignal (Übergang/Form C) IRF ist ein einzelner Kontakt, der sich im Stromversorgungsmodul des Schutzgeräts befindet.

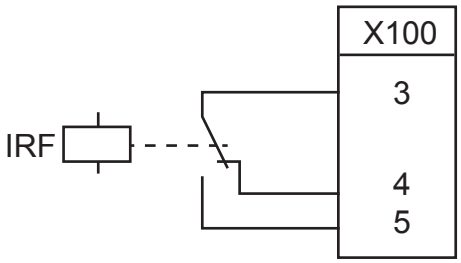


Abb. 28: Ausgang für internes Fehlersignal IRF

3.12.2.2 Signalausgänge SO1 und SO2 im Stromversorgungsmodul

Die Signalausgänge (normalerweise geöffnet/form A oder Übergang/Form C) SO1 (dual parallel, Form C) und SO2 (einzelner Kontakt/Form A) sind Bestandteil des Stromversorgungsmoduls des Schutzgeräts.

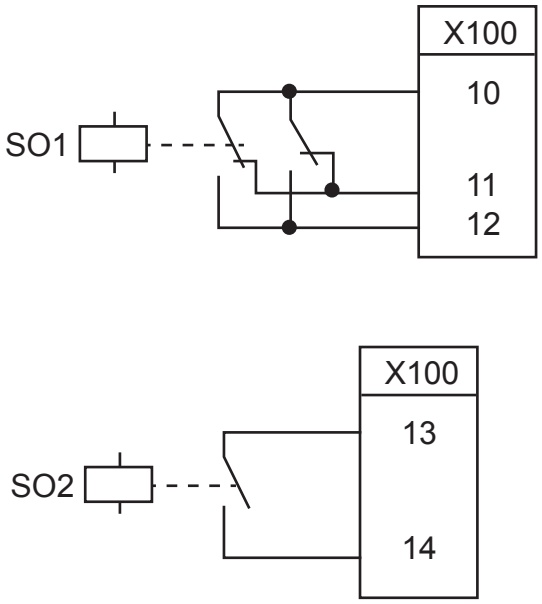


Abb. 29: Signalausgänge SO1 und SO2 im Stromversorgungsmodul

3.12.2.3 Signalausgänge SO1, SO2, SO3 und SO4 in BIO0005

Die optionale BIO0005-Karte stellt die Signalausgänge SO1, SO2, SO3 und SO4 bereit. Die Signalausgänge SO1 und SO2 sind duale, parallele Form C Kontakte. SO3 ist ein einzelner Form C Kontakt und SO4 ist ein einzelner Form A Kontakt.

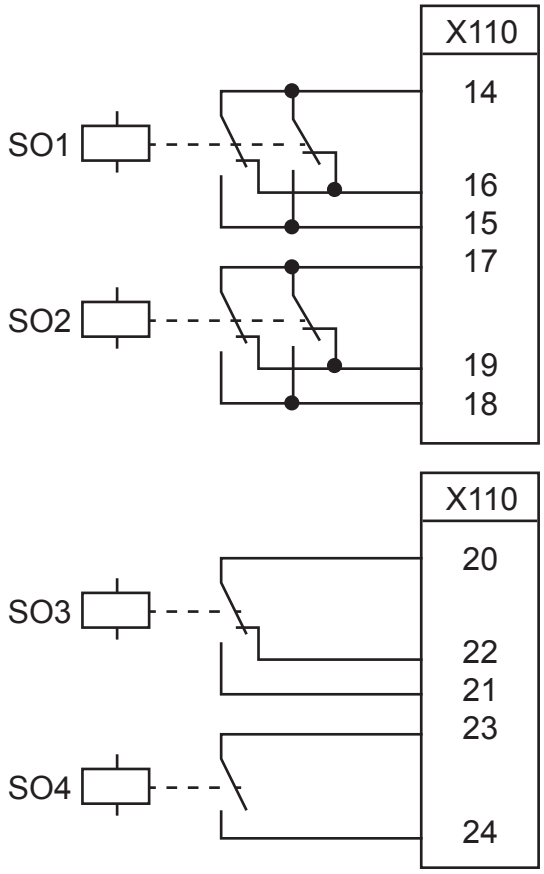


Abb. 30: Signalausgang in BIO0005

3.12.2.4 Signalausgänge SO1, SO2 und SO3 in BIO0006

Die optionale BIO0006-Karte stellt die Signalausgänge SO1, SO2 und SO3 bereit. Die Signalausgänge SO1 und SO2 sind duale, parallele Form C Kontakte. SO3 ist ein einzelner Form C Kontakt.

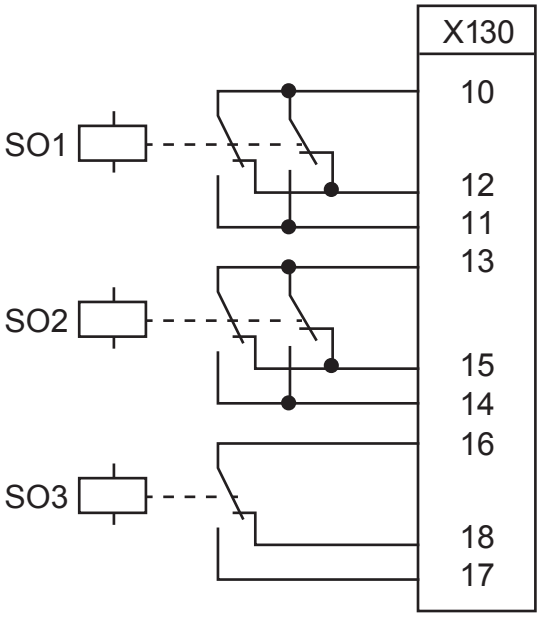


Abb. 31: Signalausgang in BIO0006

3.13 RTD/mA-Eingänge

3.13.1 Funktionen

Das RTD- und mA-Analogeingangsmodul wird für die Überwachung und Messung von Strom (mA), Temperatur (°C) und Widerstand (Ω) verwendet. Jeder Eingang kann für verschiedene Anwendungen linear skaliert werden, z. B. für die Anzeige der Stufenschalterposition des Stromwandlers. Jeder Eingang verfügt über eine unabhängige Grenzwert- und Totzonenüberwachung, einschließlich Warn- und Alarmsignale.

3.13.2 Funktionsweise

Sämtliche Eingänge des Moduls sind unabhängige RTD- und mA-Kanäle mit separatem Schutz, eigener Referenz und individueller optischer Isolation für jeden Eingang. Dadurch sind sie galvanisch voneinander und vom Rest des Moduls getrennt. Die RTD-Eingänge verwenden jedoch eine gemeinsame Erdung.

3.13.2.1 Auswahl von Eingangssignalarten

Die Funktionsmoduleingänge akzeptieren Strom- oder Widerstandssignale. Die Eingänge werden für eine bestimmte Eingangsart durch die kanalspezifische Einstellung des *Eingangsmodus* konfiguriert. Der Standardwert für alle Eingänge ist

"Nicht verwendet", was bedeutet, dass der Kanal überhaupt nicht abgetastet wird und dass die Ausgangswertqualität entsprechend eingestellt ist.

Tabelle 53: Grenzwerte für RTD/mA-Eingänge

Eingangsmodus	Beschreibung
Nicht verwendet	Standardauswahl. Wird verwendet, wenn der entsprechende Eingang nicht verwendet wird.
0...20 mA	Auswahl für analoge Milliampere-Stromeingänge (DC) im Eingangsbereich von 0 bis 20 mA.
Widerstand	Auswahl für RTD-Eingänge im Eingangsbereich von 0 bis 2000 Ω.
Pt100 Pt250 Ni100 Ni120 Ni250 Cu10	Auswahl für RTD-Eingänge bei Verwendung eines Temperatursensors. Die Widerstands- und Temperaturcharakteristika sämtlicher auswählbaren Sensorarten werden im Modul gespeichert. Der standardmäßige Messbereich liegt zwischen -40 und 200 °C.

3.13.2.2 Auswahl des Ausgangswertformats

Jeder Eingang verfügt über unabhängige *Werteinheit*-Einstellungen, die zur Auswahl der Einheit des Kanalausgangs verwendet werden. Der Standardwert für die Einstellung *Werteinheit* ist "Ohne Dimension". Die Einstellungen für *Eingang Minimum* und *Eingang Maximum* sowie *Wert Maximum* und *Wert Minimum* müssen je nach Eingangskanal vorgenommen werden. Die Standardwerte für diese Einstellungen werden auf ihre maximalen bzw. minimalen Einstellungswerte gesetzt.

Wird der Kanal für einen Temperatursensor verwendet, wird die *Werteinheit*-Einstellung auf "Grad Celsius" gesetzt. Ist die *Werteinheit* auf "Grad Celsius" gesetzt, ist keine lineare Skalierung möglich, jedoch kann der Vorgabebereich (-40…200 °C) mithilfe der Einstellungen für *Wert Maximum* und *Wert Minimum* kleiner gefasst werden.

Wird der Kanal für ein Gleichstrom-Signal in Milliampere verwendet und die Anwendung eine lineare Skalierung des Eingangsbereichs erfordert, wird die Einstellung *Werteinheit* auf "Ohne Dimension" gesetzt, wodurch der Eingangsbereich mit den Einstellungen *Eingang Minimum* und *Eingang Maximum* bis *Wert Minimum* und *Wert Maximum* linear skaliert werden kann. Wird Milliampere als Ausgangseinheit verwendet, muss die Einstellung *Werteinheit* auf "Ampere" gesetzt werden. Ist die Einstellung *Werteinheit* auf "Ampere" gesetzt, ist keine lineare Skalierung möglich, jedoch kann der Vorgabebereich (0…20 mA) mithilfe der Einstellungen *Wert Maximum* und *Wert Minimum* kleiner gefasst werden.

Wird der Kanal für ein Widerstandsignal verwendet und die Anwendung eine lineare Skalierung des Eingangsbereichs erfordert, wird die Einstellung *Werteinheit* auf "Ohne Dimension" gesetzt, wodurch der Eingangsbereich mit den Einstellungen *Eingang Minimum* und *Eingang Maximum* bis *Wert Minimum* und *Wert Maximum* linear skaliert werden kann. Wird Widerstand als Ausgangseinheit verwendet, muss die Einstellung *Werteinheit* auf "Ohm" gesetzt werden. Ist die Einstellung *Werteinheit* auf "Ohm" gesetzt, ist keine lineare Skalierung möglich, jedoch kann der

Vorgabebereich (0…2000 Ω) mithilfe der Einstellungen *Wert Maximum* und *Wert Minimum* kleiner gefasst werden.

3.13.2.3 Lineare Skalierung des Eingangs

Jeder RTD/mA-Eingang kann durch die Erstellung einer linearen Ausgangsfunktion in Bezug zum Eingang linear skaliert werden. Die Kurve besteht aus zwei Punkten, wobei die Y-Achse (*Eingang Minimum* und *Eingang Maximum*) den Eingangsbereich definiert und die X-Achse (*Wert Minimum* und *Wert Maximum*) den Bereich des skalierten Werts des Eingangs darstellt.

Um die Skalierung des Eingangs zu umgehen, ist *Werteinheit* = "Ohm" zu wählen, wenn *Eingangsmodus* = "Widerstand" verwendet wird, und ist *Werteinheit* = "Ampere" zu wählen, wenn *Eingangsmodus* = "0...20 mA" verwendet wird.

Beispiel für die lineare Skalierung

Der Milliampere-Eingang wird als Information für die Stufenschalterstellung verwendet. Die Sensorinformation reicht von 4 mA bis 20 mA, was einer Stufenschalterstellung von -36 bis 36 entspricht.

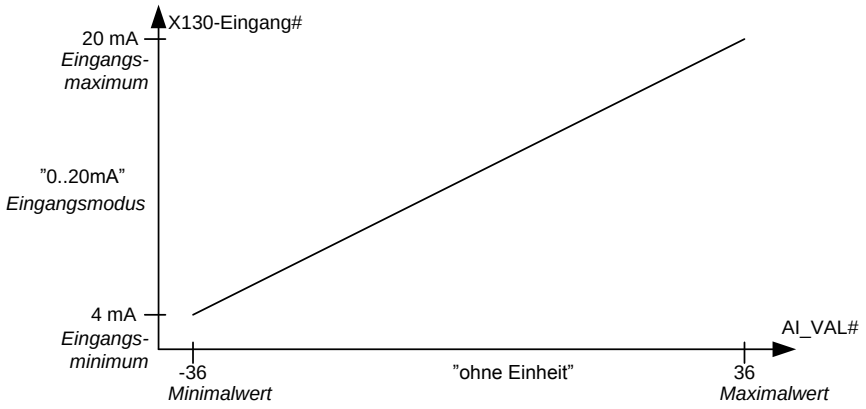


Abb. 32: Der Milliampere-Eingang wird auf die Information für die Stufenschalterstellung skaliert.

3.13.2.4 Messkreisüberwachung

Jeder Eingang enthält eine Funktion zur Überwachung der Eingangsmesskette. Der Schaltkreis überwacht kontinuierlich die RTD-Kanäle und meldet Störungen für jeden aktivierten Kanal. Liegt der gemessene Eingangswert außerhalb der Grenzwerte, wird der minimale/maximale Wert im entsprechenden Ausgang

angezeigt. Die Qualität des jeweiligen Ausgangs wird entsprechend gesetzt, um einen Fehler im RTD/mA-Eingang anzuzeigen.

Tabelle 54: Funktionskennung, Grenzwerte für RTD/mA-Eingänge

Eingang	Grenzwert
RTD-Temperatur, hoch	>200 °C
RTD-Temperatur, niedrig	<-40 °C
mA-Strom, hoch	>23 mA
Widerstand, hoch	> 2000 Ω

3.13.2.5 Selbstüberwachung

Jeder abgetastete Eingangswert wird validiert, bevor er in den Filteralgorithmus eingespeist wird. Die Abtastwerte werden durch Messen einer intern eingestellten Referenzspannung unmittelbar nach dem Abtasten der Eingänge validiert. Jeder RTD-Sensor verfügt über eine zu erwartende Spannung je nach Art des Sensors. Weicht die gemessene Versatzspannung von der Referenzspannung um mehr als 20 % ab, wird die Abtastung abgebrochen und der Ausgang wird auf ungültig gesetzt. Der ungültige Messstatus wird deaktiviert, sobald das gemessene Eingangssignal sich innerhalb des Messversatzes befindet.

3.13.2.6 Kalibrierung

RTD- und mA-Eingänge sind werkseitig kalibriert. Die Kalibrierungsschaltkreise überwachen kontinuierlich die RTD-Kanäle und geben Schaltkreisunterbrechungen jedes Kanals weiter.

3.13.2.7 Grenzwertüberwachung

Die Grenzwertüberwachung gibt an, ob der gemessene Wert AI_INST# die festgelegten Grenzwerte übersteigt oder unterschreitet. Sämtliche Messkanäle verfügen über eine eigene Grenzwertüberwachung. Der gemessene Wert enthält die entsprechende Bereichsinformation AI_RANGE# und weist einen Wert im Bereich von 0 bis 4 auf:

- 0: "normal"
- 1: "hoch bzw. obere Grenze"
- 2: "niedrig bzw. untere Grenze"
- 3: "hoch-hoch bzw. oberster Grenze"
- 4: "niedrig-niedrig bzw. unterste Grenze"

Ändert sich die Bereichsinformation, werden neue Werte ausgegeben.

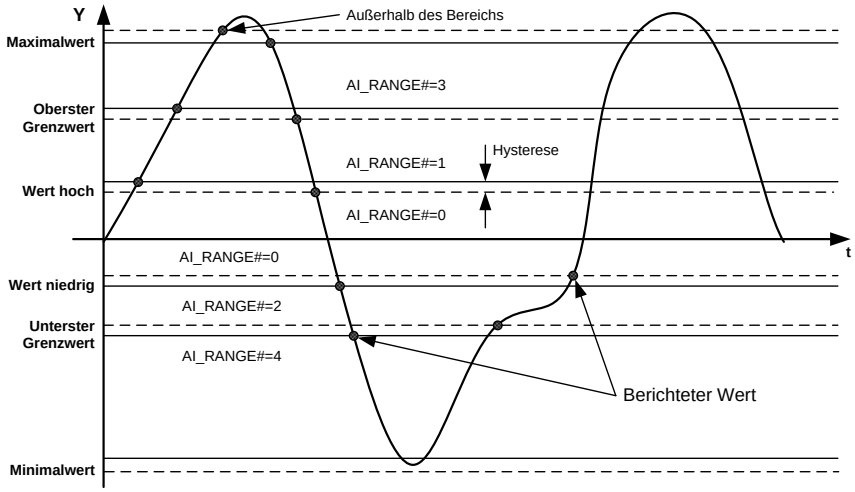


Abb. 33: Grenzwertüberwachung für RTD (X130)

Die Bereichsinformationen "oberste Grenze" und "unterste Grenze" werden aus allen Messkanälen kombiniert und im booleschen ALARM-Ausgang zusammengefasst. Die Bereichsinformationen "hoher Grenzwert" und "niedriger Grenzwert" werden aus allen Messkanälen kombiniert und im booleschen WARNUNG-Ausgang zusammengefasst.

Tabelle 55: Einstellungen für die Grenzwertüberwachung des Analogeingangs X130 (RTD)

Funktion	Einstellungen für die Grenzwertüberwachung	
Analogeingang X130 (RTD)	Außerhalb des Bereichs	Wert Maximum
	2. oberer Grenzw.	Wert oberhalb der obersten Grenze
	Hoch	Wert hoch
	Niedrig	Wert niedrig
	2. unterer Grenzw.	Wert unterhalb der untersten Grenzw.
	Außerhalb des Bereichs	Wert Minimum

Übersteigt bzw. unterschreitet der gemessene Wert entweder die Einstellung *Wert Maximum* oder *Wert Minimum*, wird die entsprechende Qualität auf "Außerhalb des Bereichs" gesetzt und ein maximaler oder minimaler Wert angezeigt, wenn der gemessene Wert die addierte Hysterese übersteigt. Die Hysterese wird dem Extremwert des Bereichsgrenzwerts hinzugefügt, damit die Messung den Grenzwert leicht übersteigen kann, bevor er als außerhalb des Bereichs angesehen werden kann.

3.13.2.8 Totzonenüberwachung

Jeder Eingang verfügt über eine eigene Totzonenüberwachung. Die Totzonenüberwachung ermittelt die gemessenen Werte anhand integrierter Veränderungen über eine bestimmte Zeitdauer.

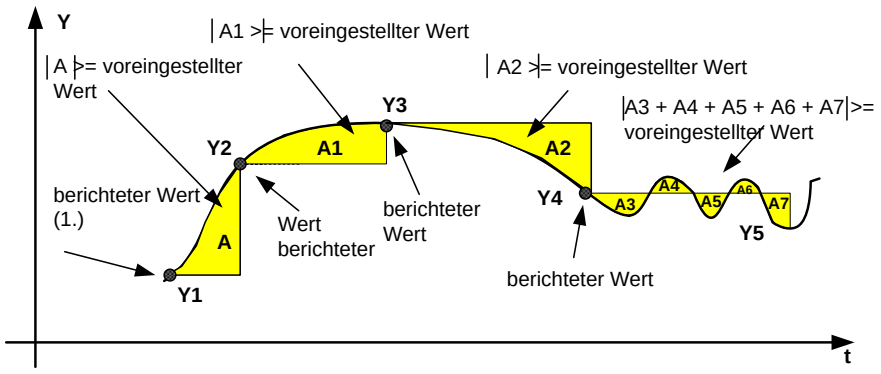


Abb. 34: Integral-Totzonenüberwachung

Der Totzonenwert der Integralberechnung wird über die Einstellung *Wert Totzonen* konfiguriert. Der Wert stellt die prozentuale Differenz zwischen den maximalen und minimalen Grenzwerten in Einheiten von 0,001 Prozent * Sekundenwert dar. Die Aufzeichnungsverzögerung des Integralalgorithmus in Sekunden wird mithilfe dieser Gleichung berechnet:

$$t(s) = \frac{(\text{Value maximum - Value minimum}) \times \text{deadband} / 1000}{|\Delta Y| \times 100\%}$$

(Gleichung 3)

Beispiel für die Totzonenüberwachung des Analogeingangs X130 (RTD)

Der Temperatursensor Pt100 verwendet einen Temperaturbereich von 15 bis 180 °C. *Werteinheit* "Grad Celsius" wird verwendet und die Einstellwerte *Wert Minimum* und *Wert Maximum* werden auf 15 bzw. 180 gesetzt.

Wert Totzone = 7500 (7,5% des gesamten Messbereichs 165)

AI_VAL# = AI_DB# = 85

Wenn sich AI_VAL# auf 90 ändert, beträgt die Aufzeichnungsverzögerung:

$$t(s) = \frac{(180\,^{\circ}C - 15\,^{\circ}C) \times 7500\%s / 1000}{|90\,^{\circ}C - 85\,^{\circ}C| \times 100\%} \approx 2.5s$$

(Gleichung 4)

Tabelle 56: Einstellungen für die Totzonenüberwachung des Analogeingangs X130 (RTD)

Funktion	Einstellungen	Maximum/Minimum (= Bereich)
Analogeingang X130 (RTD)	Wert Totzone	Wert Maximum/Wert Minimum (= 20000)

Da die Funktion für unterschiedliche Messmodi verwendet werden kann, werden die Vorgabewerte auf die Extreme eingestellt. Es ist sehr wichtig, zuerst die korrekten Grenzwerte für die Anwendung einzustellen, damit die Totzonenüberwachung ordnungsgemäß funktioniert.

3.13.2.9 RTD-Temperatur zu Widerstand

Tabelle 57: Temperatur zu Widerstand

Temp. °C	Platin TCR 0.00385		Nickel TCR 0.00618			Kupfer TCR 0.00427
	Pt 100	Pt 250	Ni 100	Ni 120	Ni 250	Cu 10
-40	84.27	210.675	79.1	94.92	197.75	7.49
-30	88.22	220.55	84.1	100.92	210.25	-
-20	92.16	230.4	89.3	107.16	223.25	8.263
-10	96.09	240.225	94.6	113.52	236.5	-
0	100	250	100	120	250	9.035
10	103.9	259.75	105.6	126.72	264	-
20	107.79	269.475	111.2	133.44	278	9.807
30	111.67	279.175	117.1	140.52	292.75	-
40	115.54	288.85	123	147.6	307.5	10.58
50	119.4	298.5	129.1	154.92	322.75	-
60	123.24	308.1	135.3	162.36	338.25	11.352
70	127.07	317.675	141.7	170.04	354.25	-
80	130.89	327.225	148.3	177.96	370.75	12.124
90	134.7	336.75	154.9	185.88	387.25	-
100	138.5	346.25	161.8	194.16	404.5	12.897
120	146.06	365.15	176	211.2	440	13.669
140	153.58	383.95	190.9	229.08	477.25	14.442
150	-	-	198.6	238.32	496.5	-
160	161.04	402.6	206.6	247.92	516.5	15.217
180	168.46	421.15	223.2	267.84	558	-
200	175.84	439.6	240.7	288.84	601.75	-

3.13.2.10 RTD/mA-Eingangsverbindung

RTD-Eingänge können mit Zweidraht- oder Dreidrahtverbindungen mit gemeinsamer Erdung verwendet werden. Bei Verwendung der Dreidrahtverbindung ist es wichtig, dass alle drei Drähte, über die der Sensor verbunden ist, symmetrisch sind, d. h. die Drähte sind vom gleichen Typ und haben die gleiche Länge. Dadurch wird der Drahtwiderstand automatisch kompensiert.

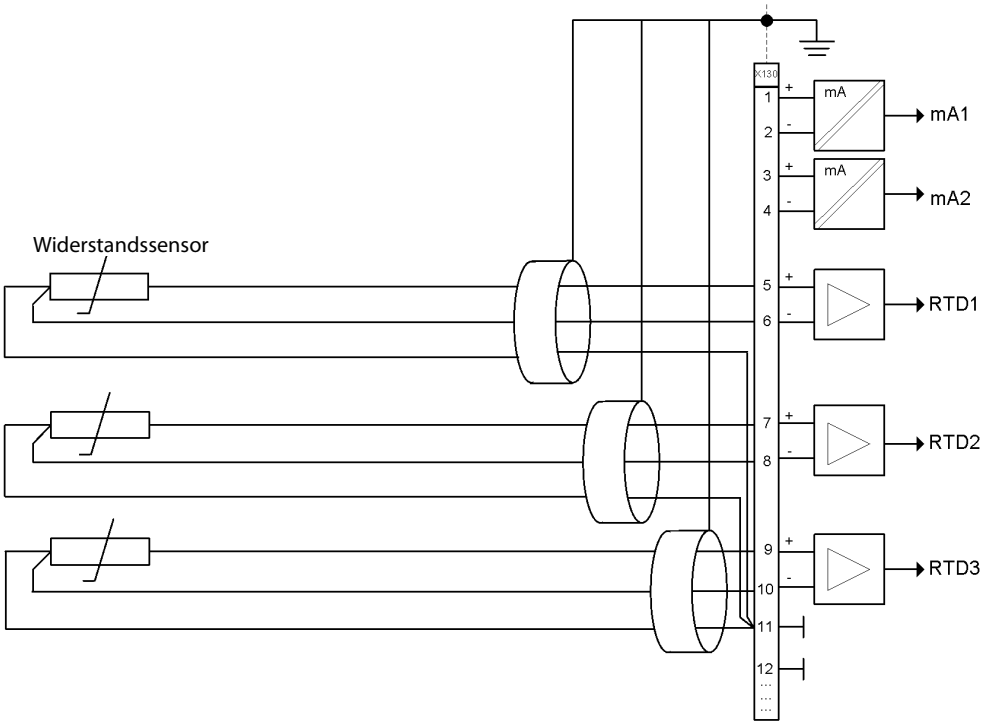


Abb. 35: Drei RTD/Widerstand-Sensoren mit Dreidrahtverbindung

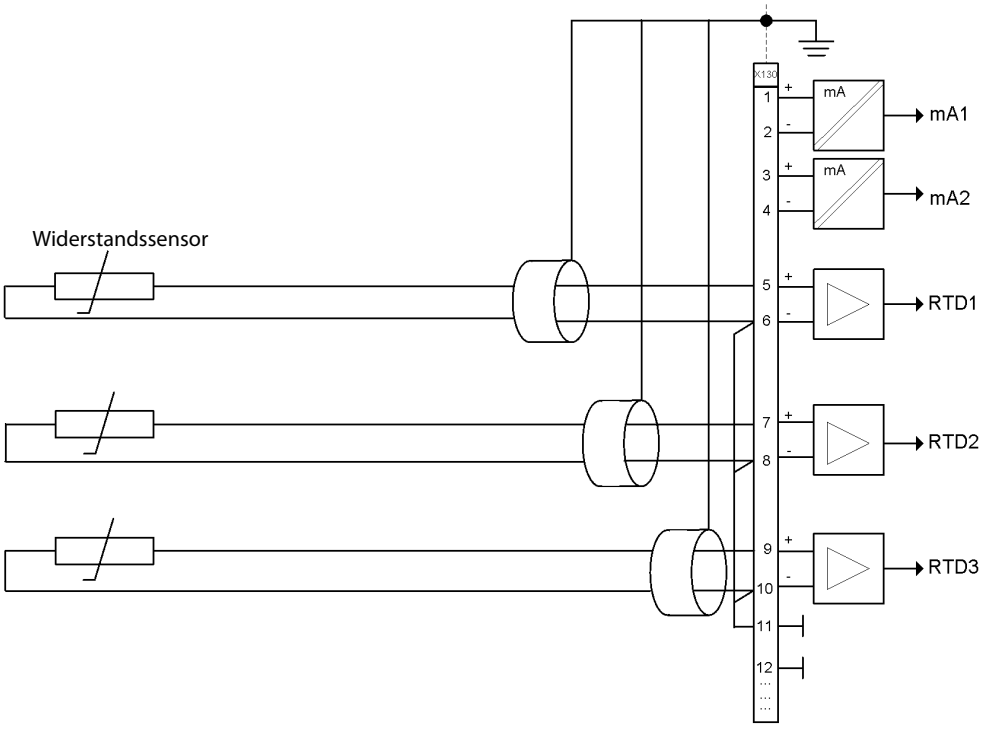


Abb. 36: Drei RTD/Widerstand-Sensoren mit Zweidrahtverbindung

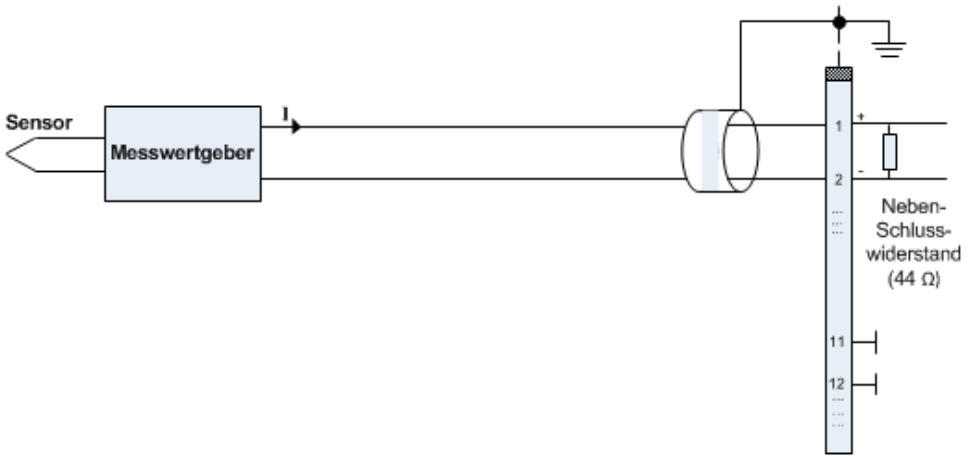


Abb. 37: mA-Drahtverbindung

3.13.2.11 RTD/mA-Kartenvarianten

Für die RTD-Karten sind die Varianten 6RTD/2mA und 2RTD/1mA verfügbar. Beide Karten haben vergleichbare Eigenschaften.

6RTD/2mA-Karte

Diese Karte akzeptiert zwei Milliampere-Eingänge und sechs Eingänge von den RTD-Sensoren. Die Eingänge 1 und 2 werden für Strommessungen verwendet, und die Eingänge 3 bis 8 werden für Messungen von Widerständen verwendet.

RTD/mA-Eingangsverbindung

Widerstands- und Temperatursensoren können an der 6RTD/2mA-Karte mit Drei- und Zweidrahtverbindungen angeschlossen werden.

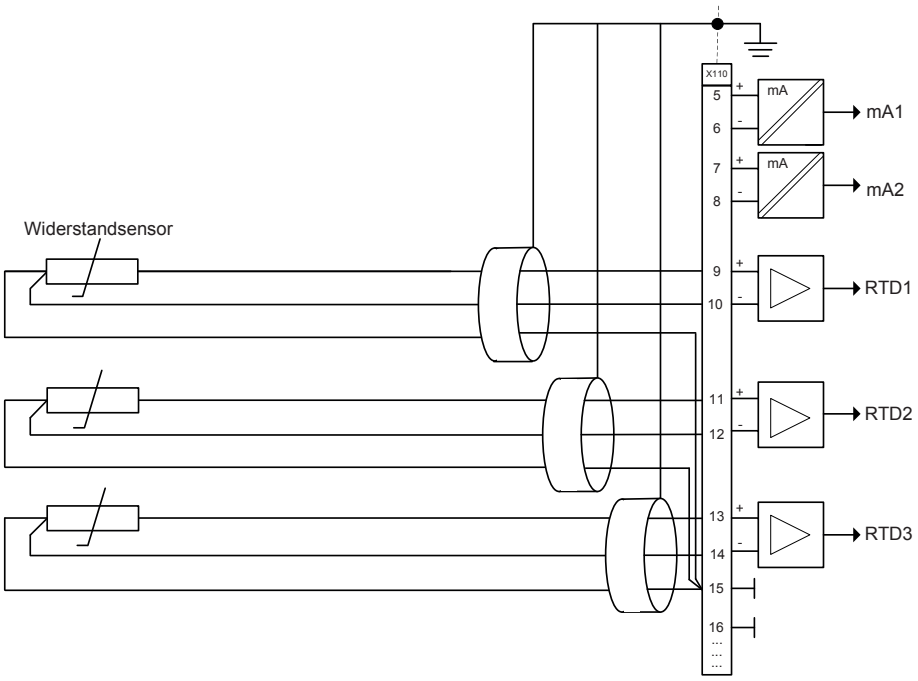


Abb. 38: Drei RTD-Sensoren und zwei Widerstandssensoren via Dreidrahtverbindung mit der 6RTD/2mA-Karte verbunden

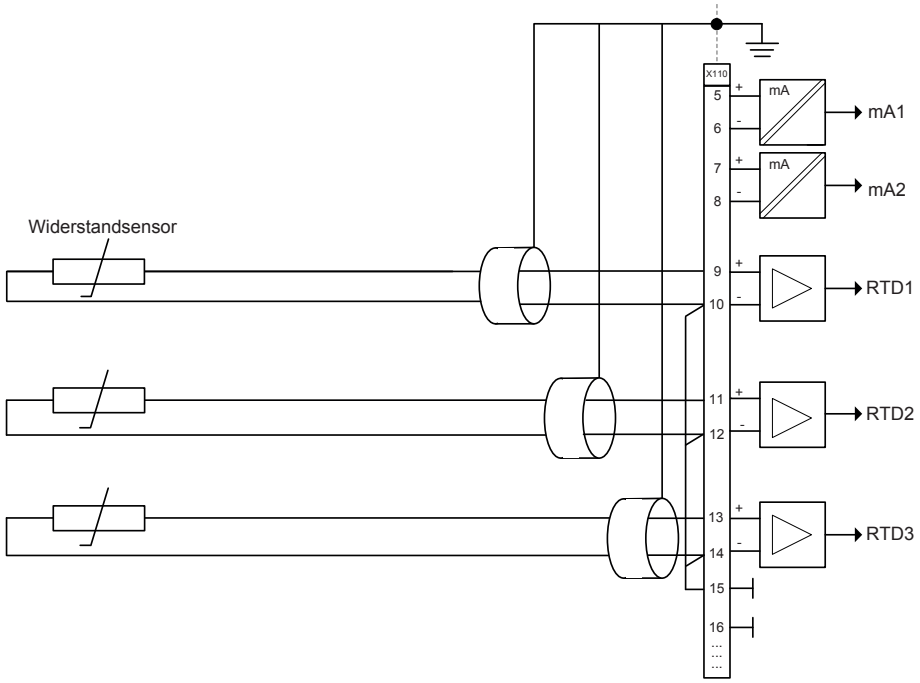


Abb. 39: Drei RTD-Sensoren und zwei Widerstandssensoren via Zweidrahtverbindung mit der 6RTD/2mA-Karte verbunden

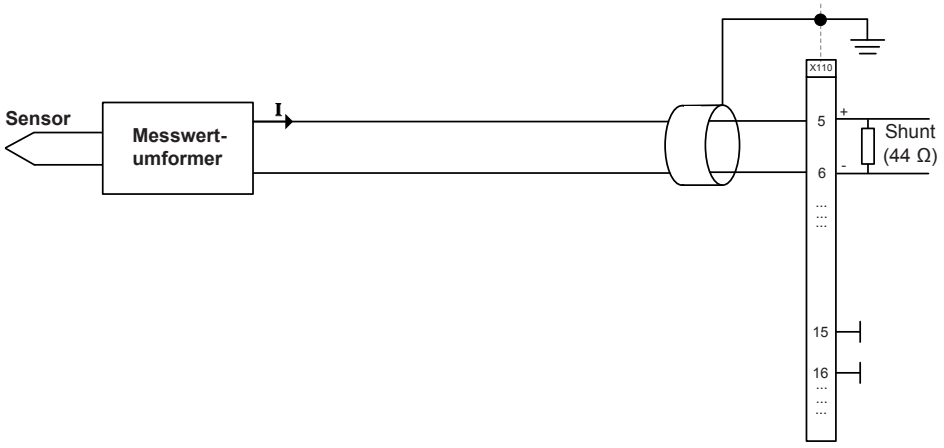


Abb. 40: mA-Drahtverbindung für 6RTD/2mA-Karte

2RTD/1mA-Karte

Dieser Kartentyp akzeptiert einen Milliampere-Eingang, zwei Eingänge von RTD-Sensoren und fünf Eingänge von Spannungswandlern. Der Eingang 1 ist für Strommessungen vorgesehen, die Eingänge 2 und 3 sind für RTD-Sensoren vorgesehen, und die Eingänge 4 bis 8 werden für die Messung von Eingangsdaten von Spannungswandlern verwendet.

RTD/mA-Eingangsverbindungen

Nachfolgend sind Beispiele für Drei- und Zweidrahtverbindungen für Widerstands- und Temperatursensoren der 2RTD/1mA-Karte dargestellt:

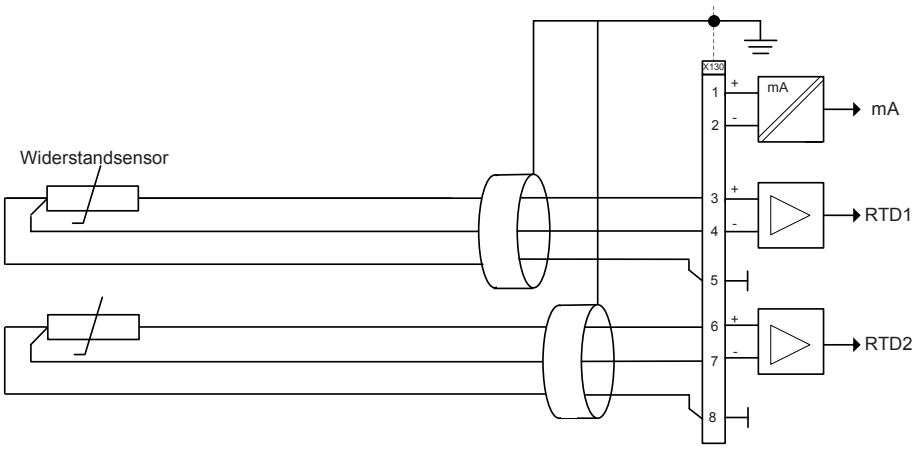


Abb. 41: Zwei RTD- und Widerstandssensoren via Dreidrahtverbindung für RTD/mA-Karte

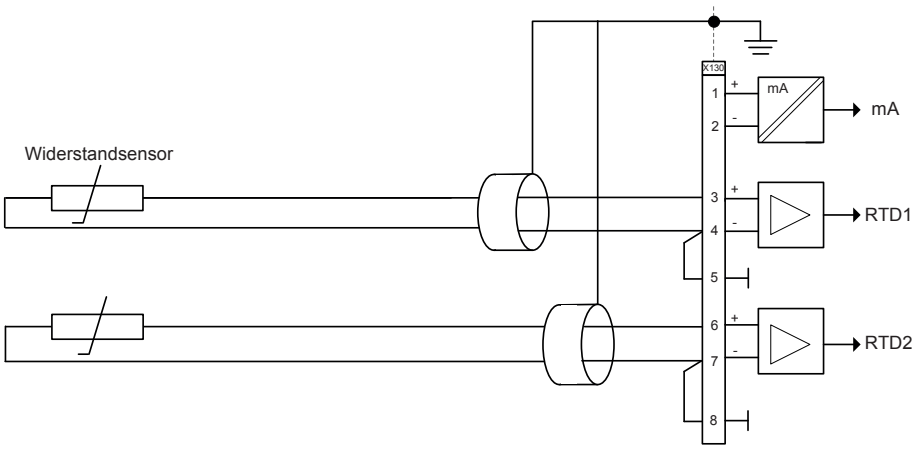


Abb. 42: Zwei RTD- und Widerstandssensoren via Zweidrahtverbindung für RTD/mA-Karte

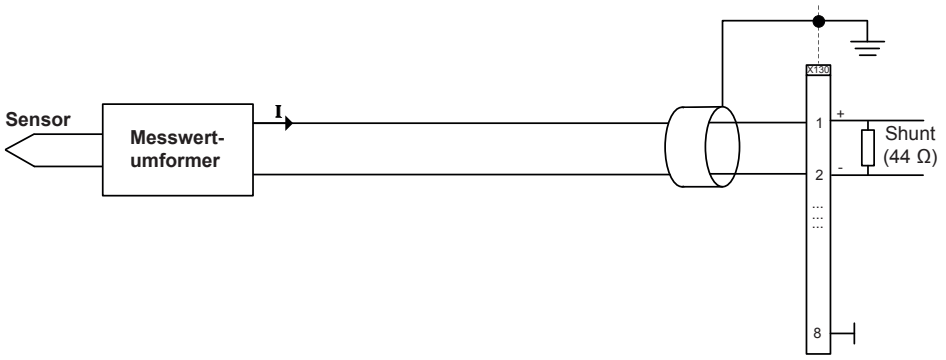


Abb. 43: mA-Drahtverbindung für RTD/mA-Karte

3.13.3 Signale

Tabelle 58: Analogeingangssignale X130 (RTD/mA)

Name	Typ	Beschreibung
ALARM	BOOLEAN	Generalalarm
WARNUNG	BOOLEAN	Generalwarnung
AI_VAL1	FLOAT32	mA Eingang, Anschluss 1-2, unverzögerter Wert
AI_VAL2	FLOAT32	mA Eingang, Anschluss 3-4, unverzögerter Wert
AI_VAL3	FLOAT32	RTD Eingang, Anschluss 5-6-11c, unverzögerter Wert
AI_VAL4	FLOAT32	RTD Eingang, Anschluss 7-8-11c, unverzögerter Wert
AI_VAL5	FLOAT32	RTD Eingang, Anschluss 9-10-11c, unverzögerter Wert
AI_VAL6	FLOAT32	RTD Eingang, Anschluss 13-14-12c, unverzögerter Wert
AI_VAL7	FLOAT32	RTD Eingang, Anschluss 15-16-12c, unverzögerter Wert
AI_VAL8	FLOAT32	RTD Eingang, Anschluss 17-18-12c, unverzögerter Wert

3.13.4 Einstellungen

Tabelle 59: RTD-Eingang - Einstellungen

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Eingangsmodus	1=Nicht verwendet 2=Widerstand 10=Pt100 11=Pt250 20=Ni100 21=Ni120 22=Ni250 30=Cu10			1=Nicht verwendet	Analoger Eingangsmodus
Eingangs Maximum	0...2000	Ω	1	2000	Maximaler analoger Eingangswert für mA- oder Widerstandsskalierung
Eingangs Minimum	0...2000	Ω	1	0	Minimaler analoger Eingangwert für mA- oder Widerstandsskalierung
Einheit	1=Dimensionslos 5=Ampere 23=Grad Celsius 30=Ohm			1=Dimensionslos	Ausgewählte Einheit für das Ausgangsformat
Maximalwert	-10000,0...10000,0		1	10000.0	Maximaler Ausgangswert für Skalierung und Überwachung
Minimalwert	-10000,0...10000,0		1	-10000,0	Minimaler Ausgangswert für Skalierung und Überwachung
Oberster Grenzwert	-10000,0...10000,0		1	10000.0	Ausgangswert obere Alarmgrenze für Überwachung
Oberer Grenzwert	-10000,0...10000,0		1	10000.0	Ausgangswert obere Warngrenze für Überwachung
Unterer Grenzwert	-10000,0...10000,0		1	-10000,0	Ausgangswert untere Warngrenze für Überwachung
Unterster Grenzwert	-10000,0...10000,0		1	-10000,0	Ausgangswert untere Alarmgrenze für Überwachung
Wert für Umempfindlichkeitsbereich	100...100000		1	1000	Konfig-wert f. d. Unempfindlichkeitsbereich der Integralberechnung (Prozentualer Wert bezogen auf die Differenz zwischen Min und Max als 0,001 % s).

Tabelle 60: mA-Eingang – Einstellungen

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Eingangsmodus	1=Nicht verwendet 5=0..20 mA			1=Nicht verwendet	Analoger Eingangsmodus
Eingangs Maximum	0...20	mA	1	20	Maximaler analoger Eingangswert für mA- oder Widerstandsskalierung
Eingangs Minimum	0...20	mA	1	0	Minimaler analoger Eingangwert für mA- oder Widerstandsskalierung
Einheit	1=Dimensionslos 5=Ampere 23=Grad Celsius 30=Ohm			1=Dimensionslos	Ausgewählte Einheit für das Ausgangsformat
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt					

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Maximalwert	-10000,0...10000,0		1	10000.0	Maximaler Ausgangswert für Skalierung und Überwachung
Minimalwert	-10000,0...10000,0		1	-10000,0	Minimaler Ausgangswert für Skalierung und Überwachung
Oberster Grenzwert	-10000,0...10000,0		1	10000.0	Ausgangswert obere Alarmgrenze für Überwachung
Oberer Grenzwert	-10000,0...10000,0		1	10000.0	Ausgangswert obere Warngrenze für Überwachung
Unterer Grenzwert	-10000,0...10000,0		1	-10000,0	Ausgangswert untere Warngrenze für Überwachung
Unterster Grenzwert	-10000,0...10000,0		1	-10000,0	Ausgangswert untere Alarmgrenze für Überwachung
Wert für Umempfindlichkeitsbereich	100...100000		1	1000	Konfig-wert f. d. Unempfindlichkeitsbereich der Integralberechnung (Prozentualer Wert bezogen auf die Differenz zwischen Min und Max als 0,001 % s).

3.13.5 Überwachte Daten

Tabelle 61: Überwachte Daten – X130 (RTD/mA)

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
AI_DB1	FLOAT32	-10000,0...10000,0		mA Eingang, Anschluss 1-2, berichteter Wert
AI_Bereich1	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-niedrig		mA Eingang, Anschluss 1-2, Bereich
AI_DB2	FLOAT32	-10000,0...10000,0		mA Eingang, Anschluss 3-4, berichteter Wert
AI_Bereich2	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-niedrig		mA Eingang, Anschluss 3-4, Bereich
AI_DB3	FLOAT32	-10000,0...10000,0		RTD Eingang, Anschluss 5-6-11c, berichteter Wert
AI_Bereich3	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-niedrig		RTD Eingang, Anschluss 5-6-11c, Bereich
AI_DB4	FLOAT32	-10000,0...10000,0		RTD Eingang, Anschluss 7-8-11c, berichteter Wert
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
AI_Bereich4	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-nied-rig		RTD Eingang, Anschluss 7-8-11c, Bereich
AI_DB5	FLOAT32	-10000,0...10000,0		RTD Eingang, Anschluss 9-10-11c, berichteter Wert
AI_Bereich5	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-nied-rig		RTD Eingang, Anschluss 9-10-11c, Bereich
AI_DB6	FLOAT32	-10000,0...10000,0		RTD Eingang, Anschluss 13-14-12c, berichteter Wert
AI_Bereich6	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-nied-rig		RTD Eingang, Anschluss 13-14-12c, Bereich
AI_DB7	FLOAT32	-10000,0...10000,0		RTD Eingang, Anschluss 15-16-12c, berichteter Wert
AI_Bereich7	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-nied-rig		RTD Eingang, Anschluss 15-16-12c, Bereich
AI_DB8	FLOAT32	-10000,0...10000,0		RTD Eingang, Anschluss 17-18-12c, berichteter Wert
AI_Bereich8	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-nied-rig		RTD Eingang, Anschluss 17-18-12c, Bereich

3.14 SMV-Funktionsblöcke

SMV-Funktionsblöcke werden in Prozessbus-Anwendungen für das Senden der Abtastwerte von Strömen und Spannungen und für das Empfangen der Abtastwerte von Spannungen verwendet.

3.14.1 IEC 61850-9-2 LE Abtastwerte, die SMVSENDER senden

3.14.1.1 Funktion

Der Funktionsblock SMVSENDER wird für das Aktivieren der SMV-Funktion zum Senden verwendet. Er fügt den Steuerblock für die Abtastwerte und die dazugehörigen Daten der Geräte-Sendekonfiguration hinzu oder entfernt sie aus dieser. Er hat keine Eingangs- oder Ausgangssignale.

Um SMVSENDER zu deaktivieren, wird die Einstellung *Betrieb* auf "Aus" gesetzt. Wenn SMVSENDER in der LHMI deaktiviert wurde, kann er auch nur wieder über die LHMI aktiviert werden. Wenn deaktiviert, ist das Senden der Abtastwerte deaktiviert.

3.14.1.2 Einstellungen

Tabelle 62: SMVSENDER - Einstellungen

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Aktivierung	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion

3.14.2 IEC 61850-9-2 LE Abtastwerte, die SMVRCV empfangen

3.14.2.1 Funktionsblock

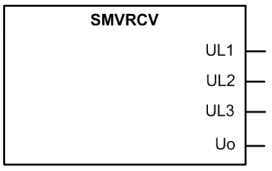


Abb. 44: Funktionsblock

3.14.2.2 Funktion

Der Funktionsblock SMVRCV wird für das Aktivieren der SMV-Funktion zum Empfangen verwendet.

3.14.2.3 Signale

Tabelle 63: SMVRCV - Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
UL1	INT32-UL1	IEC 61850-9-2 Leiter 1 Leiter-Erde-Spannung
UL2	INT32-UL2	IEC 61850-9-2 Leiter 2 Leiter-Erde-Spannung
UL3	INT32-UL3	IEC 61850-9-2 Leiter 3 Leiter-Erde-Spannung
U0	INT32-Uo	IEC 61850-9-2 Verlagerungs-spannung

3.14.3 ULTVTR - Funktionsblock

3.14.3.1 Funktionsblock

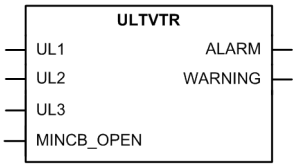


Abb. 45: Funktionsblock

3.14.3.2 Funktion

Der Funktionsblock ULTVTR wird in der Empfängeranwendung genutzt, um die Überwachung für die Abtastwerte vorzunehmen und die empfangenen Abtastwerte analoger Leiterspannungen mit der Anwendung zu verbinden. Überwacht werden Synchronisierungsgenauigkeit, Frame-Übertragungsverzögerungen bei den Abtastwerten und fehlende Frames.

Wird SMV verwendet, verlängert sich die Auslösezeit bei allen Funktionen der Empfängeranwendung (bei Verwendung von lokalen oder Remote-Abtastwerten) um 2 ms.

3.14.3.3 Funktionsweise

Der ALARM im Empfänger wird aktiviert, wenn die Synchronisierungsgenauigkeit des Senders oder des Empfängers entweder unbekannt oder schlechter als 100 ms ist. Nachdem die Synchronisierungsgenauigkeit wieder innerhalb ihrer zulässigen Grenzwerte liegt, wird der Ausgang für 10 Sekunden angehalten.

ALARM wird aktiviert, wenn zwei oder mehr aufeinanderfolgende SMV-Frames verloren gehen oder zu spät sind. Der Verlust eines einzelnen Frames wird mit einem Halteschema der nullten Ordnung korrigiert. In diesem Fall sind die Auswirkungen auf die Schutzfunktion vernachlässigbar, und die Ausgänge WARNUNG oder ALARM werden nicht aktiviert. Nachdem wieder der Normalzustand hergestellt wurde, wird der Ausgang für 10 Sekunden angehalten.

Der Parameter *SMV Max Verzögerung* definiert, wie lange der Empfänger auf die SMV-Frames wartet, bevor der Ausgang ALARM aktiviert wird. Dieser Parameter kann unter **Konfiguration/System/Gemeinsam** aufgerufen werden. Durch das Warten auf die SMV-Frames verzögern sich auch die lokalen Messungen des Empfängers, damit diese zeitlich korrekt ausgerichtet bleiben. Die Werte für *SMV Max Verzögerung* umfassen Abtastungs-, Verarbeitungs- und Netzverzögerung.

Das Eingangssignal MINCB_OPEN ist über einen Binäreingang des Geräts mit dem Öffner-Hilfskontakt des Leistungsschutzschalters, mit dem der Spannungswandler-Sekundärkreis geschützt wird, zu verbinden. Das Signal MINCB_OPEN setzt das Ausgangssignal FUSEF_U ab, um alle spannungsbezogenen Funktionen zu blockieren, wenn der Leistungsschutzschalter offen ist.

Der Ausgang WARNUNG im Empfänger wird aktiviert, wenn die Synchronisierungsgenauigkeit des Senders oder des Empfängers schlechter als 4 µs ist. Nachdem die Synchronisierungsgenauigkeit wieder innerhalb ihrer zulässigen Grenzwerte liegt, wird der Ausgang für 10 Sekunden angehalten. Wenn das Schutzgerät eine Frequenzanpassung unterstützt und diese aktiviert ist, wird der Ausgang WARNUNG auch dann aktiviert, wenn die Anpassung nicht bereit ist.

Der Ausgang WARNUNG ist immer intern aktiv, wenn der Ausgang ALARM aktiv ist.

Der Empfänger aktiviert die Ausgänge WARNUNG und ALARM, wenn eines der Qualitätsbits, abgesehen vom abgeleiteten Bit, aktiviert ist. Befindet sich der Empfänger im Testmodus, akzeptiert dieser SMV-Frames mit Testbit, ohne die Ausgänge WARNUNG und ALARM zu aktivieren.

3.14.3.4 Signale

Tabelle 64: ULTVTR - Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
UL1	INT32-UL1	0	IEC 61850-9-2 Leiter 1 Leiter-Erde-Spannung
UL2	INT32-UL2	0	IEC 61850-9-2 Leiter 2 Leiter-Erde-Spannung
UL3	INT32-UL3	0	IEC 61850-9-2 Leiter 3 Leiter-Erde-Spannung
MINCB_OPEN	BOOLEAN	0	Aktiv, wenn Spannungswandlerautomaten ausgelöst haben.

Tabelle 65: ULTVTR Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
ALARM	BOOLEAN	Alarm
WARNUNG	BOOLEAN	Warnung

3.14.3.5 Einstellungen

Tabelle 66: ULTVTR Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Primärspannung	0.100...440.000	Spannung	0.001	20.000	Primäre Bemessungsspannung
Sekundärspannung	60...210	V	1	100	Sekundäre Bemessungsspannung
Spannungswandler-Anbindung	1=Ypsilon 2=Delta 3=U12 4=UL1			2=Delta	Spannungswandler-Messverbindung
Amplitudenkorrektur L1	0.9000...1.1000		0.0001	1.0000	Amplitudenkorrektur Leiter L1 eines externen Spannungswandlers
Amplitudenkorrektur L2	0.9000...1.1000		0.0001	1.0000	Amplitudenkorrektur Leiter L2 eines externen Spannungswandlers
Amplitudenkorrektur L3	0.9000...1.1000		0.0001	1.0000	Amplitudenkorrektur Leiter L3 eines externen Spannungswandlers
Teilerverhält.	1000...20000		1	10000	Spannungssensor Teilerverhält.
Spg.-eingangstyp	1=Spannungstrafo 3=RVD-Sensor			1=Spannungstrafo	Typ des Spannungseingangs
Winkelkorrektur L1	-20,0000...20,0000	Grad	0.0001	0.0000	Leiter L1 Spannungszeiger-Winkelkorrektur eines externen Spannungswandlers
Winkelkorrektur L2	-20,0000...20,0000	Grad	0.0001	0.0000	Leiter L2 Spannungszeiger-Winkelkorrektur eines externen Spannungswandlers
Winkelkorrektur L3	-20,0000...20,0000	Grad	0.0001	0.0000	Leiter L3 Spannungszeiger-Winkelkorrektur eines externen Spannungswandlers

3.14.3.6 Überwachte Daten

Überwachte Daten sind an drei Stellen verfügbar.

- **Überwachen/E/A-Status/Analogeingänge**
- **Überwachen/Gerätestatus/SMV-Verkehr**
- **Überwachen/Gerätestatus/SMV-Genauigkeit**

3.14.4 RESTVTR - Funktionsblock

3.14.4.1 Funktionsblock

Abb. 46: Funktionsblock

3.14.4.2 Funktion

Der Funktionsblock RESTVTR wird in der Empfängeranwendung genutzt, um die Überwachung für die Abtastwerte der Verlagerungsspannung vorzunehmen und die empfangenen Abtastwerte analoger Verlagerungsspannungen mit der Anwendung zu verbinden. Überwacht werden Synchronisierungsgenauigkeit, Frame-Übertragungsverzögerungen bei den Abtastwerten und fehlende Frames.

Wird SMV verwendet, verlängert sich die Auslösezeit bei allen Funktionen der Empfängeranwendung (bei Verwendung von lokalen oder Remote-Abtastwerten) um 2 ms.

3.14.4.3 Funktionsweise

Der ALARM im Empfänger wird aktiviert, wenn die Synchronisierungsgenauigkeit des Senders oder des Empfängers entweder unbekannt oder schlechter als 100 ms ist. Nachdem die Synchronisierungsgenauigkeit wieder innerhalb ihrer zulässigen Grenzwerte liegt, wird der Ausgang für 10 Sekunden angehalten.

ALARM wird aktiviert, wenn zwei oder mehr aufeinanderfolgende SMV-Frames verloren gehen oder zu spät sind. Der Verlust eines einzelnen Frames wird mit einem Halteschema der nullten Ordnung korrigiert. In diesem Fall sind die Auswirkungen auf die Schutzfunktion vernachlässigbar, und die Ausgänge WARNUNG oder ALARM werden nicht aktiviert. Nachdem wieder der Normalzustand hergestellt wurde, wird der Ausgang für 10 Sekunden angehalten.

Der Parameter *SMV Max Verzögerung* definiert, wie lange der Empfänger auf die SMV-Frames wartet, bevor der Ausgang ALARM aktiviert wird. Dieser Parameter kann unter **Konfiguration/System/Gemeinsam** aufgerufen werden. Durch das Warten auf die SMV-Frames verzögern sich auch die lokalen Messungen des Empfängers, damit diese zeitlich korrekt ausgerichtet bleiben. Die Werte für *SMV Max Verzögerung* umfassen Abtastungs-, Verarbeitungs- und Netzverzögerung.

Der Ausgang WARNUNG im Empfänger wird aktiviert, wenn die Synchronisierungsgenauigkeit des Senders oder des Empfängers schlechter als 4 µs

ist. Nachdem die Synchronisierungsgenauigkeit wieder innerhalb ihrer zulässigen Grenzwerte liegt, wird der Ausgang für 10 Sekunden angehalten.

Der Ausgang WARNUNG ist immer intern aktiv, wenn der Ausgang ALARM aktiv ist.

3.14.4.4 Signale

Tabelle 67: RESTVTR - Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
Uo	INT32-UL0	0	IEC 61850-9-2 Verlagerungsspannung

Tabelle 68: RESTVTR Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
ALARM	BOOLEAN	Alarm
WARNUNG	BOOLEAN	Warnung

3.14.4.5 Einstellungen

Tabelle 69: RESTVTR Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Primärspannung	0.100...440.000	Spannung	0.001	11.547	Primärspannung
Sekundärspannung	60...210	V	1	100	Sekundärspannung
Amplitudenkorrektur	0.9000...1.1000		0.0001	1.0000	Amplitudenkorrektur
Winkelkorrektur	-20,0000...20,0000	Grad	0.0001	0.0000	Winkelkorrekturfaktor

3.14.4.6 Überwachte Daten

Überwachte Daten sind an drei Stellen verfügbar.

- **Überwachen/E/A-Status/Analogeingänge**
- **Überwachen/Gerätestatus/SMV-Verkehr**
- **Überwachen/Gerätestatus/SMV-Genauigkeit**

3.15 GOOSE-Funktionsblöcke

GOOSE-Funktionsblöcke werden für die Verknüpfung von eingehenden GOOSE-Daten mit der Anwendung verwendet. Sie unterstützen Daten vom Typ BOOLEAN, Dbpos, Enum, FLOAT32, INT8 und INT32.

Gemeinsame Signale

Der Ausgang GÜLTIG zeigt die Gültigkeit der empfangenen Daten an. Die GOOSE-Kommunikation arbeitet bei gültigen Daten und empfangene Datenqualitätsbits (falls konfiguriert) zeigen gute Prozessdaten an. Ein ungültiger Status wird entweder durch schlechte Datenqualität oder durch einen Fehler in der GOOSE-Kommunikation verursacht. Siehe IEC 61850 Engineering Guide für Details.

Der AUS-Ausgang leitet die empfangenen GOOSE-Werte an die Anwendung weiter. Der Vorgabewert (0) wird verwendet, wenn der VALID-Ausgang einen ungültigen Status anzeigt. Der EIN-Eingang wird in der GOOSE-Konfiguration definiert und kann jederzeit im SMT-Datenblatt eingesehen werden.

Einstellungen

Die GOOSE-Funktionsblöcke verfügen über keine Parameter in der LHMI oder dem PCM600 .

3.15.1 Funktionsblock GOOSERCV_BIN

3.15.1.1 Funktionsblock

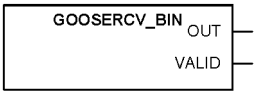


Abb. 47: Funktionsblock

3.15.1.2 Funktionen

Die GOOSERCV_BIN-Funktion wird für die Verknüpfung der GOOSE-Binäreingänge mit der Anwendung verwendet.

3.15.1.3 Signale

Tabelle 70: Eingangssignale für GOOSERCV_BIN

Bezeichnung	Typ	Standard	Beschreibung
EIN	BOOLEAN	0	Eingangssignal

Tabelle 71: Ausgangssignale für GOOSERCV_BIN

Bezeichnung	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Ausgangssignal
VALID	BOOLEAN	Ausgangssignal

3.15.2 Funktionsblock GOOSERCV_DP

3.15.2.1 Funktionsblock

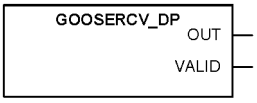


Abb. 48: Funktionsblock

3.15.2.2 Funktionen

Die GOOSERCV_DP-Funktion wird für die Verknüpfung der GOOSE-Doppelbinäreingänge mit der Anwendung verwendet.

3.15.2.3 Signale

Tabelle 72: Eingangssignale für GOOSERCV_DP

Bezeichnung	Typ	Standard	Beschreibung
EIN	Dbpos	00	Eingangssignal

Tabelle 73: Ausgangssignale für GOOSERCV_DP

Bezeichnung	Typ	Beschreibung
AUS	Dbpos	Ausgangssignal
VALID	BOOLEAN	Ausgangssignal

3.15.3 Funktionsblock GOOSERCV_MV

3.15.3.1 Funktionsblock

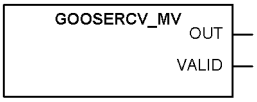


Abb. 49: Funktionsblock

3.15.3.2 Funktionen

Die GOOSERCV_MV-Funktion wird für die Verknüpfung der gemessenen Werte der GOOSE-Eingänge mit der Anwendung verwendet.

3.15.3.3 Signale

Tabelle 74: Eingangssignale für GOOSERCV_MV

Bezeichnung	Typ	Standard	Beschreibung
EIN	FLOAT32	0	Eingangssignal

Tabelle 75: Ausgangssignale für GOOSERCV_MV

Bezeichnung	Typ	Beschreibung
AUS	FLOAT32	Ausgangssignal
VALID	BOOLEAN	Ausgangssignal

3.15.4 Funktionsblock GOOSERCV_INT8

3.15.4.1 Funktionsblock

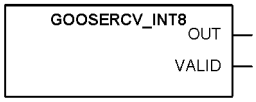


Abb. 50: Funktionsblock

3.15.4.2 Funktionen

Die GOOSERCV_INT8-Funktion wird für die Verknüpfung der GOOSE-8-Bit-Integer-Eingänge mit der Anwendung verwendet.

3.15.4.3 Signale

Tabelle 76: Eingangssignale für GOOSERCV_INT8

Bezeichnung	Typ	Standard	Beschreibung
EIN	INT8	0	Eingangssignal

Tabelle 77: Ausgangssignale für GOOSERCV_INT8

Bezeichnung	Typ	Beschreibung
AUS	INT8	Ausgangssignal
VALID	BOOLEAN	Ausgangssignal

3.15.5 Funktionsblock GOOSERCV_INTL

3.15.5.1 Funktionsblock

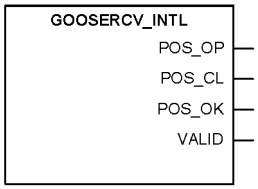


Abb. 51: Funktionsblock

3.15.5.2 Funktionen

Die GOOSERCV_INTL-Funktion wird für die Verknüpfung des GOOSE-Doppelbinäreingangs mit der Anwendung und für die Extrahierung von Einzelbinärstellungssignalen aus Doppelbinärstellungssignalen verwendet.

Das OP-Ausgangssignal zeigt an, dass eine offene Stellung vorliegt. Der Vorgabewert (0) wird verwendet, wenn der VALID-Ausgang einen ungültigen Status anzeigt.

Das CL-Ausgangssignal zeigt an, dass eine geschlossene Stellung vorliegt. Der Vorgabewert (0) wird verwendet, wenn der VALID-Ausgang einen ungültigen Status anzeigt.

Das OK-Ausgangssignal zeigt an, dass die Stellung weder einen fehlerhaften noch einen Zwischenstellungsstatus aufweist. Der Vorgabewert (0) wird verwendet, wenn der VALID-Ausgang einen ungültigen Status anzeigt.

3.15.5.3 Signale

Tabelle 78: Eingangssignale für GOOSERCV_INTL

Bezeichnung	Typ	Standard	Beschreibung
EIN	Dbpos	00	Eingangssignal

Tabelle 79: Ausgangssignale für GOOSERCV_INTL

Bezeichnung	Typ	Beschreibung
OP	BOOLEAN	Ausgangssignal für geöffnete Stellung
CL	BOOLEAN	Ausgangssignal für geschlossene Stellung
OK	BOOLEAN	Ausgangssignal für Stellung OK
VALID	BOOLEAN	Ausgangssignal

3.15.6 Funktionsblock GOOSERCV_CMV

3.15.6.1 Funktionsblock

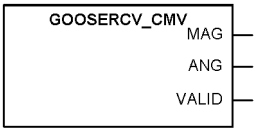


Abb. 52: Funktionsblock

3.15.6.2 Funktionen

Die GOOSERCV_CMV-Funktion wird für die Verknüpfung der gemessenen Werte der GOOSE-Eingänge mit der Anwendung verwendet. Die Eingänge MAG_IN (Amplitude) und ANG_IN (Winkel) werden in der GOOSE-Konfiguration (PCM600) definiert.

Der MAG-Ausgang leitet die empfangenen GOOSE-Werte (Amplitude) an die Anwendung weiter. Der Vorgabewert (0) wird verwendet, wenn der VALID-Ausgang einen ungültigen Status anzeigt.

Der ANG-Ausgang leitet die empfangenen GOOSE-Werte (Winkel) an die Anwendung weiter. Der Vorgabewert (0) wird verwendet, wenn der VALID-Ausgang einen ungültigen Status anzeigt.

3.15.6.3 Signale

Tabelle 80: Eingangssignale für GOOSERCV_CMV

Bezeichnung	Typ	Standard	Beschreibung
MAG_IN	FLOAT32	0	Eingangssignal (Amplitude)
ANG_IN	FLOAT32	0	Eingangssignal (Winkel)

Tabelle 81: Ausgangssignale für GOOSERCV_CMV

Bezeichnung	Typ	Beschreibung
MAG	FLOAT32	Ausgangssignal (Amplitude)
ANG	FLOAT32	Ausgangssignal (Winkel)
VALID	BOOLEAN	Ausgangssignal

3.15.7 Funktionsblock GOOSERCV_ENUM

3.15.7.1 Funktionsblock

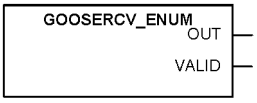


Abb. 53: Funktionsblock

3.15.7.2 Funktionen

Die GOOSERCV_ENUM-Funktion wird für die Verknüpfung der GOOSE-Zählereingänge mit der Anwendung verwendet.

3.15.7.3 Signale

Tabelle 82: Eingangssignale für GOOSERCV_ENUM

Bezeichnung	Typ	Standard	Beschreibung
EIN	Enum	0	Eingangssignal

Tabelle 83: Ausgangssignale für GOOSERCV_ENUM

Bezeichnung	Typ	Beschreibung
AUS	Enum	Ausgangssignal
VALID	BOOLEAN	Ausgangssignal

3.15.8 Funktionsblock GOOSERCV_INT32

3.15.8.1 Funktionsblock

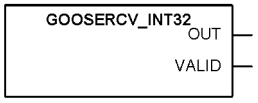


Abb. 54: Funktionsblock

3.15.8.2 Funktionen

Die GOOSERCV_INT32-Funktion wird für die Verknüpfung der GOOSE-32-Bit-Integer-Eingänge mit der Anwendung verwendet.

3.15.8.3 Signale

Tabelle 84: Eingangssignale für GOOSERCV_INT32

Bezeichnung	Typ	Standard	Beschreibung
EIN	INT32	0	Eingangssignal

Tabelle 85: Ausgangssignale für GOOSERCV_INT32

Bezeichnung	Typ	Beschreibung
AUS	INT32	Ausgangssignal
VALID	BOOLEAN	Ausgangssignal

3.16 Umwandlungsfunktionsblöcke

3.16.1 Funktionsblock QTY_GOOD

3.16.1.1 Funktionsblock

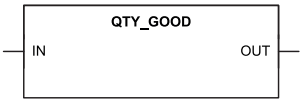


Abb. 55: Funktionsblock

3.16.1.2 Funktionen

Der QTY_GOOD-Funktionsblock bewertet die Qualitätsbits des Eingangssignals und leitet es als boolesches Signal an die Anwendung weiter.

Der EIN-Eingang kann mit jedem logischen Anwendungssignal verbunden werden (Logikfunktionsausgang, Binärausgang, Anwendungsfunktionsausgang oder empfangenes GOOSE-Signal). Durch die logische Qualitätsbit-Propagierung der Anwendung verfügt jedes Signal (einfach oder kombiniert) über eine Qualität, die bewertet werden kann.

Der `OUT`-Ausgang zeigt die Qualitätsgüte des Eingangssignals an. Eingangssignale ohne Qualitätsbits oder nur mit Testbits zeigen einen guten Qualitätsstatus an.

3.16.1.3 Signale

Tabelle 86: Eingangssignale für QTY_GOOD

Bezeichnung	Typ	Standard	Beschreibung
EIN	beliebig	0	Eingangssignal

Tabelle 87: Ausgangssignale für QTY_GOOD

Bezeichnung	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Ausgangssignal

3.16.2 Funktionsblock QTY_BAD

3.16.2.1 Funktionsblock

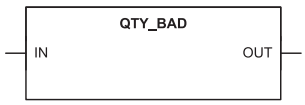


Abb. 56: Funktionsblock

3.16.2.2 Funktionen

Der QTY_BAD-Funktionsblock bewertet die Qualitätsbits des Eingangssignals und leitet es als boolesches Signal an die Anwendung weiter.

Der EIN-Eingang kann mit jedem logischen Anwendungssignal verbunden werden (Logikfunktionsausgang, Binärausgang, Anwendungsfunktionsausgang oder empfangenes GOOSE-Signal). Durch die logische Qualitätsbit-Propagierung der Anwendung verfügt jedes Signal (einfach oder kombiniert) über eine Qualität, die bewertet werden kann.

Der OUT-Ausgang zeigt die mindere Qualität des Eingangssignals an. Eingangssignale mit einem vom Testbit abweichenden Signal haben einen schlechten Qualitätsstatus.

3.16.2.3 Signale

Tabelle 88: Eingangssignale für QTY_BAD

Bezeichnung	Typ	Standard	Beschreibung
EIN	beliebig	0	Eingangssignal

Tabelle 89: Ausgangssignale für QTY_BAD

Bezeichnung	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Ausgangssignal

3.16.3 Funktionsblock QTY_GOOSE_COMM

3.16.3.1 Funktionsblock

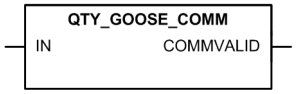


Abb. 57: QTY_GOOSE_COMM - Funktionsblock

3.16.3.2 Funktion

Der Funktionsblock QTY_GOOSE_COMM bewertet den Status der Peer-Gerätekommunikation des Qualitätsbits des Eingangssignals und leitet es als boolesches Signal an die Anwendung weiter.

Der EIN-Eingang kann mit jedem logischen Ausgangssignal der GOOSE-Anwendung verbunden werden (z. B. GOOSERCV_BIN).

Der AUS-Ausgang gibt den Kommunikationsstatus des GOOSE-Funktionsblocks an. Befindet sich der Ausgang im Zustand True (1), ist die GOOSE-Kommunikation aktiv. Der Wert False (0) zeigt einen Kommunikations-Timeout an.

3.16.3.3 Signale

Tabelle 90: QTY_GOOSE_COMM - Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
EIN	Jeder	0	Eingangssignal

Tabelle 91: QTY_GOOSE_COMM - Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Ausgangssignal

3.16.4 Funktionsblock T_HEALTH

3.16.4.1 Funktionsblock

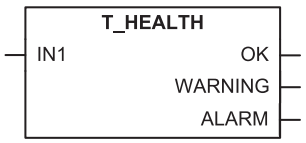


Abb. 58: Funktionsblock

3.16.4.2 Funktionen

Die T_HEALTH-Funktion bewertet die gezählten Daten der "Health"-Datenattribute. Dieser Funktionsblock kann nur mit GOOSE verwendet werden.

Der EIN-Eingang kann mit dem Funktionsblock GOOSERCV_ENUM verbunden werden, der die LD0.LLN0.Health.stVal-Datenattribute empfängt, die durch ein anderes Gerät gesendet werden.

Die Ausgänge OK, WARNUNG und ALARM werden von den spezifizierten Eingangswerten extrahiert. Es kann jeweils nur ein Ausgang aktiv sein. Falls der Funktionsblock GOOSERCV_ENUM keinen Wert von einem sendenden Gerät empfängt oder wenn dieser ungültig ist, wird der Vorgabewert (0) verwendet und der Ausgang ALARM wird im Funktionsblock T_HEALTH aktiviert.

3.16.4.3 Signale

Tabelle 92: Eingangssignale für T_HEALTH

Bezeichnung	Typ	Standard	Beschreibung
EIN	Jeder	0	Eingangssignal

Tabelle 93: Ausgangssignale für T_HEALTH

Bezeichnung	Typ	Beschreibung
OK	BOOLEAN	Ausgangssignal
Warnung	BOOLEAN	Ausgangssignal
ALARM	BOOLEAN	Ausgangssignal

3.16.5 Funktionsblock T_F32_INT8

3.16.5.1 Funktionsblock

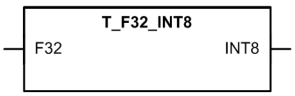


Abb. 59: Funktionsblock

3.16.5.2 Funktionen

Mit der Funktion T_F32_INT8 werden 32-Bit-Gleitkommawerte in 8-Bit-Integer-Werte umgewandelt. Eine Rundungsfunktion ist enthalten. Der Ausgangswert wird gesättigt, falls der Eingangswert unter dem minimalen Wert oder über dem maximalen Wert liegt. .

3.16.5.3 Signale

Tabelle 94: T_F32_INT8 - Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
F32	FLOAT32	0,0	Eingangssignal

Tabelle 95: T_F32_INT8 - Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
INT8	INT8	Ausgangssignal

3.16.6 Funktionsblock T_DIR

3.16.6.1 Funktionsblock

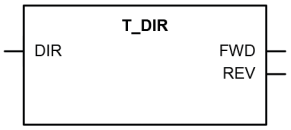


Abb. 60: Funktionsblock

3.16.6.2 Funktion

Der Funktionsblock T_DIR bewertet die spezifizierten Daten des Datenattributs FAULT_DIR der Richtungsfunktionen. T_DIR kann nur mit GOOSE verwendet werden. Der Eingang `DIR` kann mit dem Funktionsblock GOOSERCV_ENUM verbunden werden, der das LD0.<Funktion>.Str.dirGeneral- oder LD0.<Funktion>.Dir.dirGeneral-Datenattribut empfängt, das durch ein anderes Gerät gesendet wird.

Falls der Funktionsblock GOOSERCV_ENUM keinen Wert von einem sendenden Gerät empfängt oder wenn dieser ungültig ist, wird in den Funktionsausgängen der Vorgabewert (0) verwendet.

Die Ausgänge `FWD` und `REV` werden von den spezifizierten Eingangswerten extrahiert.

3.16.6.3 Signale

Tabelle 96: T_DIR - Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
DIR	Enum	0	Eingangssignal

Tabelle 97: T_DIR - Ausgangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
FWD	BOOLEAN	0	Richtung vorwärts
REV	BOOLEAN	0	Richtung rückwärts

3.16.7 Funktionsblock T_TCMD

3.16.7.1 Funktionsblock

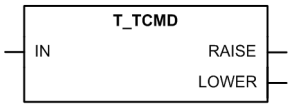


Abb. 61: Funktionsblock

3.16.7.2 Funktion

Der Funktionsblock T_TCMD wird für die Umwandlung von spezifizierten Eingangssignalen in boolesche Ausgangssignale verwendet.

Tabelle 98: Umwandlung von spezifizierten Daten in boolesche Daten

EIN	RAISE	LOWER
0	FALSE	FALSE
1	FALSE	TRUE
2	TRUE	FALSE
x	FALSE	FALSE

3.16.7.3 Signale

Tabelle 99: T_TCMD Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
EIN	Enum	0	Eingangssignal

Tabelle 100: T_TCMD Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
RAISE	BOOLEAN	Befehl "Höher"
LOWER	BOOLEAN	Befehl "Tiefer"

3.16.8 Funktionsblock T_TCMD_BIN

3.16.8.1 Funktionsblock

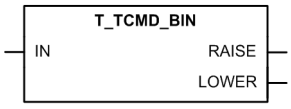


Abb. 62: Funktionsblock

3.16.8.2 Funktion

Der Funktionsblock T_TCMD_BIN wird für die Umwandlung von 32-Bit-Integer-Eingangssignalen in boolesche Ausgangssignale verwendet.

Tabelle 101: Umwandlung von Integer in boolesche Daten

EIN	RAISE	LOWER
0	FALSE	FALSE
1	FALSE	TRUE
2	TRUE	FALSE
x	FALSE	FALSE

3.16.8.3 Signale

Tabelle 102: T_TCMD_BIN Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
EIN	INT32	0	Eingangssignal

Tabelle 103: T_TCMD_BIN Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
RAISE	BOOLEAN	Befehl "Höher"
LOWER	BOOLEAN	Befehl "Tiefer"

3.16.9 Funktionsblock T_BIN_TCMD

3.16.9.1 Funktionsblock

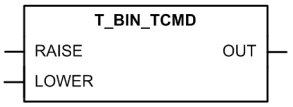


Abb. 63: Funktionsblock

3.16.9.2 Funktion

Der Funktionsblock T_BIN_TCMD wird für die Umwandlung von booleschen Eingangssignalen in 32-Bit-Integer-Ausgangssignale verwendet.

Tabelle 104: Umwandlung von booleschen Daten in Integer

RAISE	LOWER	OUT
FALSE	FALSE	0
FALSE	TRUE	1
TRUE	FALSE	2

3.16.9.3 Signale

Tabelle 105: T_TCMD_BIN Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
RAISE	BOOLEAN	0	Befehl "Höher"
LOWER	BOOLEAN	0	Befehl "Tiefer"

Tabelle 106: T_TCMD_BIN Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	INT32	Ausgangssignal

3.17 Konfigurierbare Logikblöcke

3.17.1 Konfigurierbare Standard-Logikblöcke

3.17.1.1 OR Funktionsblock

Funktionsblock

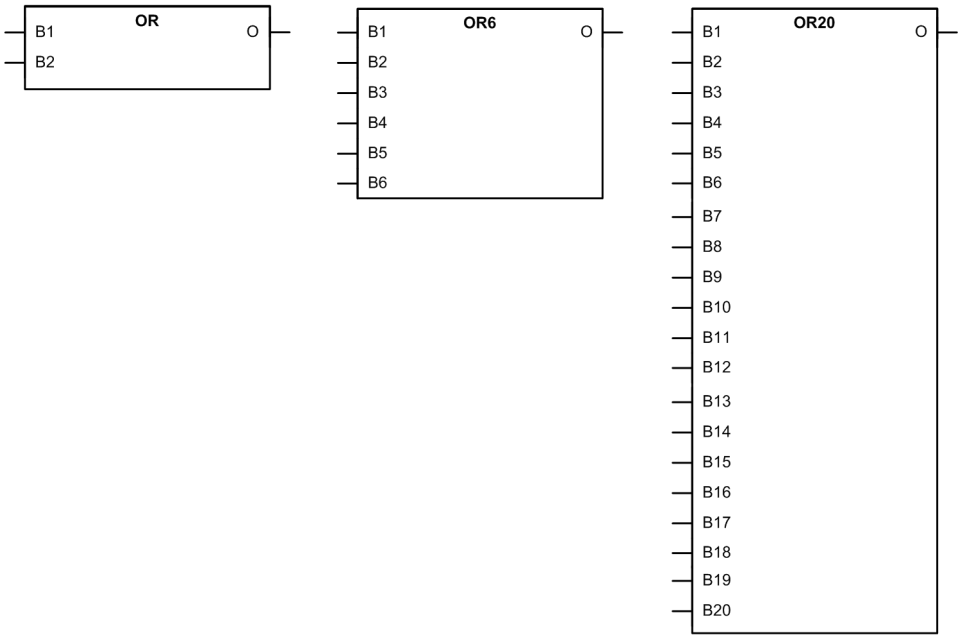


Abb. 64: Funktionsblöcke

Funktionen

OR, OR6 und OR20 werden dazu verwendet, allgemein kombinatorische Ausdrücke mit booleschen Variablen zu erstellen.

Der O-Ausgang wird aktiviert, wenn mindestens ein Eingang den Wert TRUE aufweist. Der Vorgabewert aller Eingänge hat den Ausdruck FALSE. Dadurch kann nur die erforderliche Anzahl an Eingängen verwendet werden, wobei die übrigen unverbunden bleiben.

OR hat zwei Eingänge, OR6 sechs und OR20 20 Eingänge.

Signale

Tabelle 107: OR Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
B1	BOOLEAN	0	Eingangssignal 1
B2	BOOLEAN	0	Eingangssignal 2

Tabelle 108: OR6 Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
B1	BOOLEAN	0	Eingangssignal 1
B2	BOOLEAN	0	Eingangssignal 2
B3	BOOLEAN	0	Eingangssignal 3
B4	BOOLEAN	0	Eingangssignal 4
B5	BOOLEAN	0	Eingangssignal 5
B6	BOOLEAN	0	Eingangssignal 6

Tabelle 109: Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
B1	BOOLEAN	0	Eingangssignal 1
B2	BOOLEAN	0	Eingangssignal 2
B3	BOOLEAN	0	Eingangssignal 3
B4	BOOLEAN	0	Eingangssignal 4
B5	BOOLEAN	0	Eingangssignal 5
B6	BOOLEAN	0	Eingangssignal 6
B7	BOOLEAN	0	Eingangssignal 7
B8	BOOLEAN	0	Eingangssignal 8
B9	BOOLEAN	0	Eingangssignal 9
B10	BOOLEAN	0	Eingangssignal 10
B11	BOOLEAN	0	Eingangssignal 11
B12	BOOLEAN	0	Eingangssignal 12
B13	BOOLEAN	0	Eingangssignal 13
B14	BOOLEAN	0	Eingangssignal 14
B15	BOOLEAN	0	Eingangssignal 15
B16	BOOLEAN	0	Eingangssignal 16
B17	BOOLEAN	0	Eingangssignal 17
B18	BOOLEAN	0	Eingangssignal 18
B19	BOOLEAN	0	Eingangssignal 19
B20	BOOLEAN	0	Eingangssignal 20

Tabelle 110: OR Ausgangssignal

Name	Typ	Beschreibung
O	BOOLEAN	Ausgangssignal

Tabelle 111: OR6 Ausgangssignal

Name	Typ	Beschreibung
O	BOOLEAN	Ausgangssignal

Tabelle 112: OR20 Ausgangssignal

Name	Typ	Beschreibung
O	BOOLEAN	Ausgangssignal

Einstellungen

Für die Funktion sind in der LHMI oder im Protection and Control IED Manager (PCM600) keine Parameter verfügbar.

3.17.1.2 AND Funktionsblock

Funktionsblock

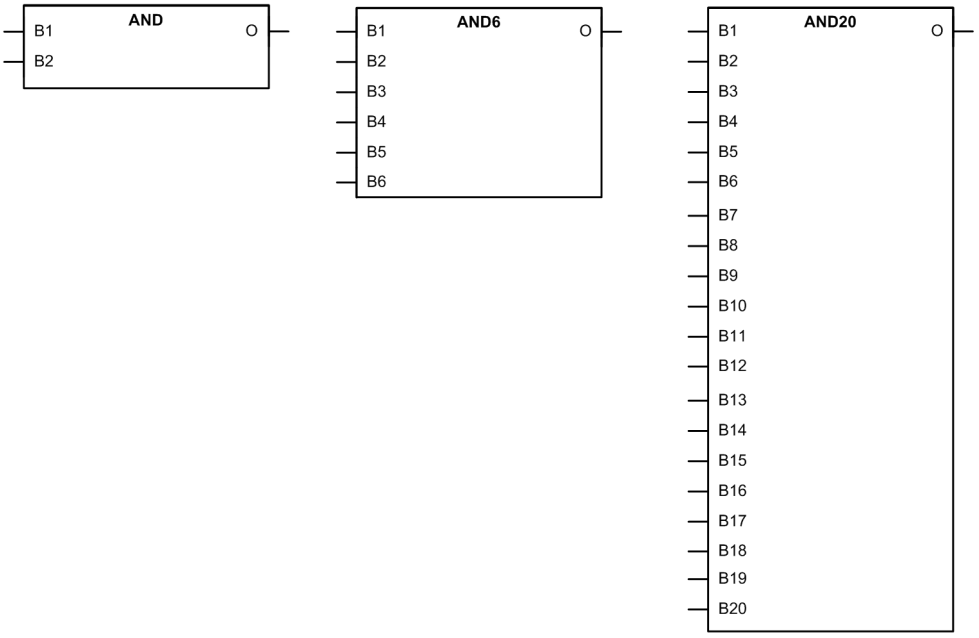


Abb. 65: Funktionsblöcke

Funktionen

AND, AND6 und AND20 werden dazu verwendet, allgemein kombinatorische Ausdrücke mit booleschen Variablen zu erstellen.

Der Vorgabewert aller Eingänge hat den Ausdruck TRUE. Dadurch kann nur die erforderliche Anzahl an Eingängen verwendet werden, wobei die übrigen unverbunden bleiben.

AND hat zwei Eingänge, AND6 sechs und AND20 20 Eingänge.

Signale

Tabelle 113: AND Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
B1	BOOLEAN	1	Eingangssignal 1
B2	BOOLEAN	1	Eingangssignal 2

Tabelle 114: AND6 Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
B1	BOOLEAN	1	Eingangssignal 1
B2	BOOLEAN	1	Eingangssignal 2
B3	BOOLEAN	1	Eingangssignal 3
B4	BOOLEAN	1	Eingangssignal 4
B5	BOOLEAN	1	Eingangssignal 5
B6	BOOLEAN	1	Eingangssignal 6

Tabelle 115: Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
B1	BOOLEAN	0	Eingangssignal 1
B2	BOOLEAN	0	Eingangssignal 2
B3	BOOLEAN	0	Eingangssignal 3
B4	BOOLEAN	0	Eingangssignal 4
B5	BOOLEAN	0	Eingangssignal 5
B6	BOOLEAN	0	Eingangssignal 6
B7	BOOLEAN	0	Eingangssignal 7
B8	BOOLEAN	0	Eingangssignal 8
B9	BOOLEAN	0	Eingangssignal 9
B10	BOOLEAN	0	Eingangssignal 10
B11	BOOLEAN	0	Eingangssignal 11
B12	BOOLEAN	0	Eingangssignal 12
B13	BOOLEAN	0	Eingangssignal 13
B14	BOOLEAN	0	Eingangssignal 14
B15	BOOLEAN	0	Eingangssignal 15
B16	BOOLEAN	0	Eingangssignal 16
B17	BOOLEAN	0	Eingangssignal 17
B18	BOOLEAN	0	Eingangssignal 18
B19	BOOLEAN	0	Eingangssignal 19
B20	BOOLEAN	0	Eingangssignal 20

Tabelle 116: AND Ausgangssignal

Name	Typ	Beschreibung
O	BOOLEAN	Ausgangssignal

Tabelle 117: AND6 Ausgangssignal

Name	Typ	Beschreibung
O	BOOLEAN	Ausgangssignal

Tabelle 118: AND20 Ausgangssignal

Name	Typ	Beschreibung
O	BOOLEAN	Ausgangssignal

Einstellungen

Für die Funktion sind in der LHMI oder im Protection and Control IED Manager (PCM600) keine Parameter verfügbar.

3.17.1.3 XOR Funktionsblock

Funktionsblock

Abb. 66: Funktionsblock

Funktionen

Die exklusive ODER-Funktion XOR wird für das Erstellen von kombinatorischen Ausdrücken mit booleschen Variablen verwendet.

Das Ausgangssignal ist TRUE, wenn die Eingangssignale unterschiedlich sind, und FALSE, wenn sie gleich sind.

Signale

Tabelle 119: XOR Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
B1	BOOLEAN	0	Eingangssignal 1
B2	BOOLEAN	0	Eingangssignal 2

Tabelle 120: XOR Ausgangssignal

Name	Typ	Beschreibung
O	BOOLEAN	Ausgangssignal

Einstellungen

Für die Funktion sind in der LHMI oder im Protection and Control IED Manager (PCM600) keine Parameter verfügbar.

3.17.1.4 NOT Funktionsblock

Funktionsblock

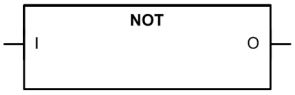


Abb. 67: Funktionsblock

Funktionen

NOT wird für das Erstellen von kombinatorischen Ausdrücken mit booleschen Variablen verwendet.

NOT invertiert das Eingangssignal.

Signale

Tabelle 121: NOT Eingangssignal

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I	BOOLEAN	0	Eingangssignal

Tabelle 122: NOT Ausgangssignal

Name	Typ	Beschreibung
O	BOOLEAN	Ausgangssignal

Einstellungen

Für die Funktion sind in der LHMI oder im Protection and Control IED Manager (PCM600) keine Parameter verfügbar.

3.17.1.5 MAX3 Funktionsblock

Funktionsblock

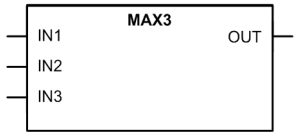


Abb. 68: Funktionsblock

Funktionen

Die Maximum-Funktion MAX3 wählt den Maximalwert aus drei Analogwerten aus. Nicht verbundene Eingänge und Eingänge mit schlechter Qualität werden ignoriert. Wenn alle Eingänge nicht verbunden oder von schlechter Qualität sind, wird der Ausgangswert für MAX3 auf -2^21 gesetzt.

Signale

Tabelle 123: MAX3 Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
IN1	FLOAT32	0	Eingangssignal 1
IN2	FLOAT32	0	Eingangssignal 2
IN3	FLOAT32	0	Eingangssignal 3

Tabelle 124: MAX3 Ausgangssignal

Name	Typ	Beschreibung
AUS	FLOAT32	Ausgangssignal

Einstellungen

Für die Funktion sind in der LHMI oder im Protection and Control IED Manager (PCM600) keine Parameter verfügbar.

3.17.1.6 MIN3 Funktionsblock

Funktionsblock

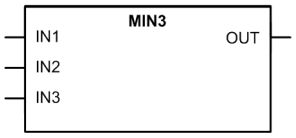


Abb. 69: Funktionsblock

Funktionen

Die Minimum-Funktion MIN3 wählt den Minimalwert aus drei Analogwerten aus. Nicht verbundene Eingänge und Eingänge mit schlechter Qualität werden ignoriert. Wenn alle Eingänge nicht verbunden oder von schlechter Qualität sind, wird der Ausgangswert für MIN3 auf 2^21 gesetzt.

Signale

Tabelle 125: MIN3 Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
IN1	FLOAT32	0	Eingangssignal 1
IN2	FLOAT32	0	Eingangssignal 2
IN3	FLOAT32	0	Eingangssignal 3

Tabelle 126: MIN3 Ausgangssignal

Name	Typ	Beschreibung
AUS	FLOAT32	Ausgangssignal

Einstellungen

Für die Funktion sind in der LHMI oder im Protection and Control IED Manager (PCM600) keine Parameter verfügbar.

3.17.1.7 R_TRIG Funktionsblock

Funktionsblock

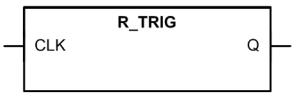


Abb. 70: Funktionsblock

Funktionen

R_Trig wird für die Erkennung einer ansteigenden Flanke verwendet.

R_Trig erkennt den Übergang von FALSE zu TRUE am CLK-Eingang. Wird eine ansteigende Flanke erkannt, ordnet das Element dem Ausgang den Wert TRUE zu. Beim nächsten Ausführungszyklus wird der Ausgang wieder auf FALSE gesetzt, egal welchen Status der Eingang aufweist.

Signale

Tabelle 127: R_TRIG Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
CLK	BOOLEAN	0	Eingangssignal

Tabelle 128: R_TRIG Ausgangssignal

Name	Typ	Beschreibung
Q	BOOLEAN	Ausgangssignal

Einstellungen

Für die Funktion sind in der LHMI oder im Protection and Control IED Manager (PCM600) keine Parameter verfügbar.

3.17.1.8 F_TRIG Funktionsblock

Funktionsblock

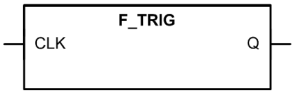


Abb. 71: Funktionsblock

Funktionen

F_Trig wird für die Erkennung einer abfallenden Flanke verwendet.

F_Trig erkennt den Übergang von TRUE zu FALSE am CLK-Eingang. Wird eine abfallende Flanke erkannt, ordnet das Element dem Q-Ausgang den Wert TRUE zu. Beim nächsten Ausführungszyklus wird der Ausgang wieder auf FALSE gesetzt, egal welchen Status der Eingang aufweist.

Signale

Tabelle 129: F_TRIG Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
CLK	BOOLEAN	0	Eingangssignal

Tabelle 130: F_TRIG Ausgangssignal

Name	Typ	Beschreibung
Q	BOOLEAN	Ausgangssignal

Einstellungen

Für die Funktion sind in der LHMI oder im Protection and Control IED Manager (PCM600) keine Parameter verfügbar.

3.17.1.9 T_POS_XX Funktionsblöcke

Funktionsblock

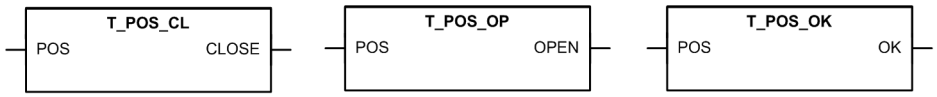


Abb. 72: Funktionsblöcke

Funktionen

Die Stellungsinformationen des Leistungsschalters können über die IEC 61850 GOOSE-Meldungen kommuniziert werden. Die Stellungsinformationen sind Doppelbinärdaten, die an den POS-Eingang gesendet werden.

T_POS_CL und T_POS_OP werden für das Extrahieren der Statusinformationen des Leistungsschalters verwendet. Bzw. wird T_POS_OK verwendet, um eine Zwischenstellung oder eine fehlerhafte Leistungsschalterstellung zu erkennen.

Tabelle 131: Querverweis zwischen der Leistungsschalterstellung und dem Ausgang des Funktionsblocks

Leistungsschalterstellung	Ausgang des Funktionsblocks		
	T_POS_CL	T_POS_OP	T_POS_OK
Zwischenstellung '00'	FALSE	FALSE	FALSE
Geschlossen '01'	TRUE	FALSE	TRUE
Offen '10'	FALSE	TRUE	TRUE
Fehlerhaft '11'	TRUE	TRUE	FALSE

Signale

Tabelle 132: T_POS_CL Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
POS	Doppelbinär	0	Eingangssignal

Tabelle 133: T_POS_OP Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
POS	Doppelbinär	0	Eingangssignal

Tabelle 134: T_POS_OK Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
POS	Doppelbinär	0	Eingangssignal

Tabelle 135: T_POS_CL Ausgangssignal

Name	Typ	Beschreibung
EIN	BOOLEAN	Ausgangssignal

Tabelle 136: T_POS_OP Ausgangssignal

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Ausgangssignal

Tabelle 137: T_POS_OK Ausgangssignal

Name	Typ	Beschreibung
OK	BOOLEAN	Ausgangssignal

Einstellungen

Für die Funktion sind in der LHMI oder im Protection and Control IED Manager (PCM600) keine Parameter verfügbar.

3.17.1.10 SWITCHR Funktionsblock

Funktionsblock

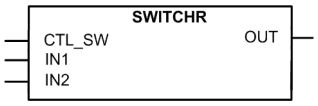


Abb. 73: Funktionsblock

Funktion

Der Schaltblock SWITCHR für den Datentyp REAL wird ausgelöst durch den Eingang `CTL_SW`, der für den Ausgangswert `OUT` zwischen den Eingängen `IN1` und `IN2` wählt.

CTL_SW	AUS
FALSE	IN2
TRUE	IN1

Signale

Tabelle 138: SWITCHR Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
CTL_SW	BOOLEAN	1	Kontrollschalter
IN1	REAL	0,0	Real_Eingang 1
IN2	REAL	0,0	Real_Eingang 2

Tabelle 139: SWITCHR Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSGANG	REAL	Realswitchausgang

3.17.1.11 SWITCHI32 Funktionsblock

Funktionsblock

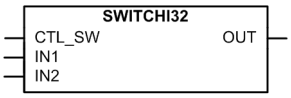


Abb. 74: Funktionsblock

Funktion

Der Schaltblock SWITCHI32 für den Datentyp 32-Bit-Integer wird ausgelöst durch den Eingang `CTL_SW`, der für den Ausgangswert `OUT` zwischen den Eingängen `IN1` und `IN2` wählt.

Tabelle 140: SWITCHI32

CTL_SW	AUS
FALSE	IN2
TRUE	IN1

Signale

Tabelle 141: SWITCHI32 Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
CTL_SW	BOOLEAN	1	Kontrollschalter
IN1	INT32	0	Eingangssignal 1
IN2	INT32	0	Eingangssignal 2

Tabelle 142: SWITCHI32 Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	INT32	Ausgangssignal

3.17.1.12 SR Funktionsblock

Funktionsblock

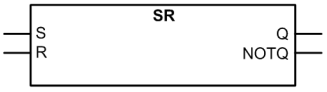


Abb. 75: Funktionsblock

Funktion

Der SR Flip-Flop-Ausgang Q kann über die Eingänge S oder R eingestellt oder zurückgesetzt werden. Der Eingang S hat eine höhere Priorität als der Eingang R. Der Ausgang NOTQ ist die Invertierung des Ausgangs Q.

Der Status der Ausgänge Q und NOTQ wird im nichtflüchtigen Speicher belassen.

Tabelle 143: Wahrheitstabelle für SR Flip-Flop

S	R	Q
0	0	0[1)]
0	1	0
1	0	1
1	1	1

1) Status behalten/keine Änderung

Signale

Tabelle 144: SR Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
S	BOOLEAN	0=False	Setzt Ausgang Q, wenn gesetzt
R	BOOLEAN	0=False	Setzt Ausgang Q zurück, wenn gesetzt

Tabelle 145: SR Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
Q	BOOLEAN	Q Status
NOTQ	BOOLEAN	NOTQ Status

3.17.1.13 RS Funktionsblock

Funktionsblock

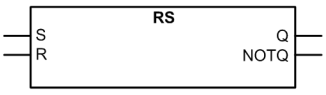


Abb. 76: Funktionsblock

Funktion

Der RS Flip-Flop-Ausgang Q kann über die Eingänge S oder R eingestellt oder zurückgesetzt werden. Der Eingang R hat eine höhere Priorität als der Eingang S. Der Ausgang NOTQ ist die Invertierung des Ausgangs Q.

Der Status der Ausgänge Q und NOTQ wird im nichtflüchtigen Speicher belassen.

Tabelle 146: Wahrheitstabelle für RS Flip-Flop

S	R	Q
0	0	0[1)]
0	1	0
1	0	1
1	1	0

1) Status behalten/keine Änderung

Signale

Tabelle 147: RS Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
S	BOOLEAN	0=False	Setzt Ausgang Q, wenn gesetzt
R	BOOLEAN	0=False	Setzt Ausgang Q zurück, wenn gesetzt

Tabelle 148: RS Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
Q	BOOLEAN	Q Status
NOTQ	BOOLEAN	NOTQ Status

Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 149: RS - Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
L	Der Name der Funktion wurde von SR in RS geändert.

3.17.2 Min. Pulszeitgeber

3.17.2.1 Min. Pulszeitgeber TPGAPC

Funktionsblock

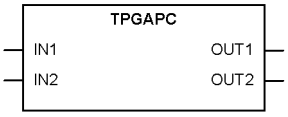


Abb. 77: Funktionsblock

Funktion

Die Min. Pulszeitgeber-Funktion TPGAPC enthält acht unabhängige Zeitgeber. Die Funktion hat eine einstellbare Impulslänge (in Millisekunden). Die Zeitgeber werden für das Einstellen der minimalen Impulslänge z. B. für die Signalausgänge verwendet. Wenn der Eingang aktiviert wurde, wird der Ausgang mithilfe der Einstellung *Impulszeit* auf eine bestimmte Dauer eingestellt. Beide Zeitgeber verwenden die gleichen Einstellparameter.

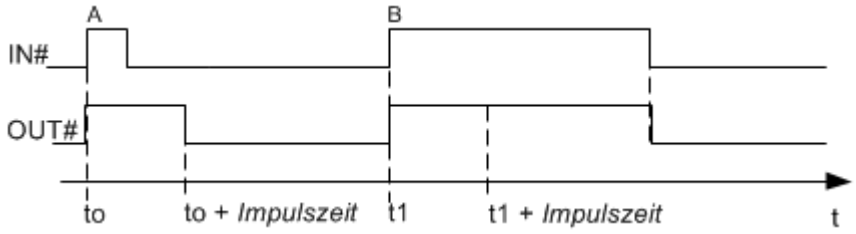


Abb. 78: A = Auslöseimpuls ist kürzer als die Einstellung Impulszeit, B = Auslöseimpuls ist länger als die Einstellung "Impulszeit"

Signale

Tabelle 150: Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
IN1	BOOLEAN	0=False	Status Eingang 1
IN2	BOOLEAN	0=False	Status Eingang 2

Tabelle 151: TPGAPC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSG1	BOOLEAN	Ausgang 1 Status
AUSG2	BOOLEAN	Ausgang 2 Status

Einstellungen

Tabelle 152: TPGAPC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Impulszeit	0...60000	ms	1	150	Minimale Impulszeit

Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 153: TPGAPC Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
A	-
B	Ausgänge jetzt im Menü sichtbar.
C	Interne Verbesserungen.

3.17.2.2 Min. Pulszeitgeber TPSGAPC

Funktionsblock

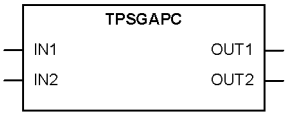


Abb. 79: Funktionsblock

Funktion

Die sekundenbasierte Min. Pulszeitgeber-Funktion TPSGAPC enthält acht unabhängige Zeitgeber. Die Funktion hat eine einstellbare Impulslänge (in Sekunden). Die Zeitgeber werden für das Einstellen der minimalen Impulslänge z. B. für die Signalausgänge verwendet. Wenn der Eingang aktiviert wurde, wird der Ausgang mithilfe der Einstellung *Impulszeit* auf eine bestimmte Dauer eingestellt. Beide Zeitgeber verwenden die gleichen Einstellparameter.

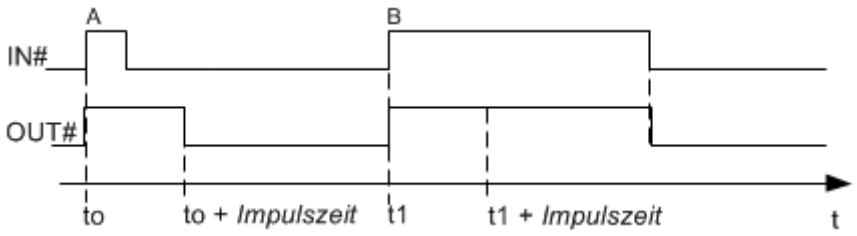


Abb. 80: A = Auslöseimpuls ist kürzer als die Einstellung Impulszeit, B = Auslöseimpuls ist länger als die Einstellung Impulszeit

Signale

Tabelle 154: Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
IN1	BOOLEAN	0=False	Status Eingang 1
IN2	BOOLEAN	0=False	Status Eingang 1

Tabelle 155: TPSGAPC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSG1	BOOLEAN	Ausgang 1 Status
AUSG2	BOOLEAN	Ausgang 2 Status

Einstellungen

Tabelle 156: TPSGAPC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Impulszeit	0...300	s	1	0	Minimale Impulszeit

Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 157: TPSGAPC Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
A	-
B	Ausgänge jetzt im Menü sichtbar.
C	Interne Verbesserungen.

3.17.2.3 Min. Pulszeitgeber TPMGAPC

Funktionsblock

Abb. 81: Funktionsblock

Funktion

Die minutenbasierte Min. Pulszeitgeber-Funktion TPMGAPC enthält acht unabhängige Zeitgeber. Die Funktion hat eine einstellbare Impulslänge (in Minuten). Die Zeitgeber werden für das Einstellen der minimalen Impulslänge z. B. für die Signalausgänge verwendet. Wenn der Eingang aktiviert wurde, wird der Ausgang

mithilfe der Einstellung *Impulszeit* auf eine bestimmte Dauer eingestellt. Beide Zeitgeber verwenden die gleichen Einstellparameter.

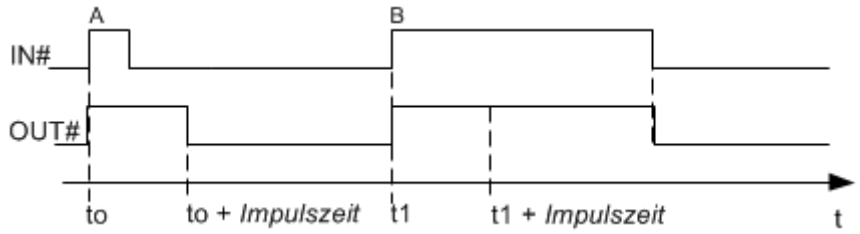


Abb. 82: A = Auslöseimpuls ist kürzer als die Einstellung Impulszeit, B = Auslöseimpuls ist länger als die Einstellung Impulszeit

Signale

Tabelle 158: Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
IN1	BOOLEAN	0=False	Status Eingang 1
IN2	BOOLEAN	0=False	Status Eingang 1

Tabelle 159: TPMGAPC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSG1	BOOLEAN	Ausgang 1 Status
AUSG2	BOOLEAN	Ausgang 2 Status

Einstellungen

Tabelle 160: TPMGAPC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Impulszeit	0...300	min	1	0	Minimale Impulszeit

3.17.3 Pulszeitgeber-Funktionsblock PTGAPC

3.17.3.1 Funktionsblock

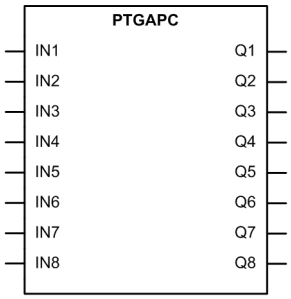


Abb. 83: Funktionsblock

3.17.3.2 Funktionen

Die Zeitgeber-Funktion PTGAPC enthält acht unabhängige Zeitgeber. Die Funktion hat eine einstellbare Impulslänge. Wenn der Eingang aktiviert wurde, wird der Ausgang mithilfe der Einstellung *Impulsverzögerungszeit* auf eine bestimmte Dauer eingestellt.

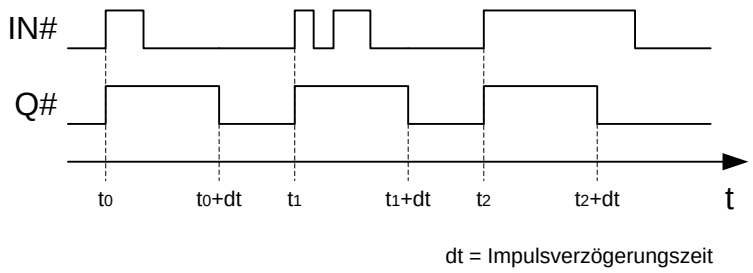


Abb. 84: Zeitgeberfunktion

3.17.3.3 Signale

Tabelle 161: PTGAPC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
EING1	BOOLEAN	0=False	Eingang 1 Status
EING2	BOOLEAN	0=False	Eingang 2 Status
EING3	BOOLEAN	0=False	Eingang 3 Status
EING4	BOOLEAN	0=False	Eingang 4 Status
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
EING5	BOOLEAN	0=False	Eingang 5 Status
EING6	BOOLEAN	0=False	Eingang 6 Status
EING7	BOOLEAN	0=False	Eingang 7 Status
EING8	BOOLEAN	0=False	Eingang 8 Status

Tabelle 162: PTGAPC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
Q1	BOOLEAN	Ausgang 1 Status
Q2	BOOLEAN	Ausgang 2 Status
Q3	BOOLEAN	Ausgang 3 Status
Q4	BOOLEAN	Ausgang 4 Status
Q5	BOOLEAN	Ausgang 5 Status
Q6	BOOLEAN	Ausgang 6 Status
Q7	BOOLEAN	Ausgang 7 Status
Q8	BOOLEAN	Ausgang 8 Status

3.17.3.4 Einstellungen

Tabelle 163: PTGAPC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Impulszeit 1	0...3600000	ms	10	0	Impulszeit
Impulszeit 2	0...3600000	ms	10	0	Impulszeit
Impulszeit 3	0...3600000	ms	10	0	Impulszeit
Impulszeit 4	0...3600000	ms	10	0	Impulszeit
Impulszeit 5	0...3600000	ms	10	0	Impulszeit
Impulszeit 6	0...3600000	ms	10	0	Impulszeit
Impulszeit 7	0...3600000	ms	10	0	Impulszeit
Impulszeit 8	0...3600000	ms	10	0	Impulszeit

3.17.3.5 Technische Daten

Tabelle 164: PTGAPC Technische Daten

Charakteristik	Wert
Verzögerungsgenauigkeit	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms

3.17.4 Ausschaltverzögerung (8 Kanäle) TOFGAPC

3.17.4.1 Funktionsblock

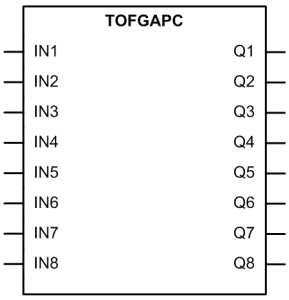


Abb. 85: Funktionsblock

3.17.4.2 Funktionen

Die Ausschaltverzögerungs-Funktion (8 Kanäle) TOFGAPC kann z. B. für einen rückfallverzögerten Ausgang bezüglich des Eingangssignals verwendet werden. Die Funktion enthält acht unabhängige Zeitgeber. Der Zeitgeber verfügt über eine einstellbare Verzögerung. Wenn der Eingang aktiviert wurde, wird der Ausgang sofort eingestellt. Wenn der Eingang gelöscht wurde, bleibt der Ausgang aktiviert, bis die in der Einstellung *Verzögerungszeit Aus* gesetzte Zeit abgelaufen ist.

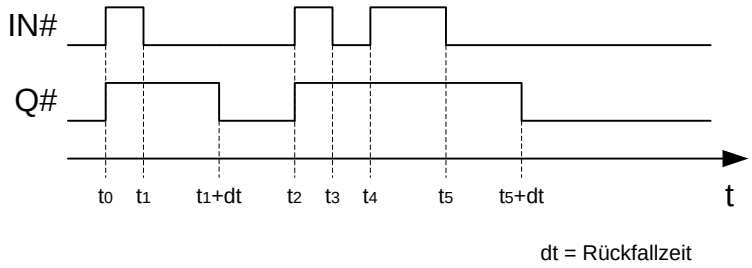


Abb. 86: Zeitgeberfunktion

3.17.4.3 Signale

Tabelle 165: TOFGAPC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
EING1	BOOLEAN	0=False	Eingang 1 Status
EING2	BOOLEAN	0=False	Eingang 2 Status
EING3	BOOLEAN	0=False	Eingang 3 Status
EING4	BOOLEAN	0=False	Eingang 4 Status
EING5	BOOLEAN	0=False	Eingang 5 Status
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
EING6	BOOLEAN	0=False	Eingang 6 Status
EING7	BOOLEAN	0=False	Eingang 7 Status
EING8	BOOLEAN	0=False	Eingang 8 Status

Tabelle 166: TOFGAPC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
Q1	BOOLEAN	Ausgang 1 Status
Q2	BOOLEAN	Ausgang 2 Status
Q3	BOOLEAN	Ausgang 3 Status
Q4	BOOLEAN	Ausgang 4 Status
Q5	BOOLEAN	Ausgang 5 Status
Q6	BOOLEAN	Ausgang 6 Status
Q7	BOOLEAN	Ausgang 7 Status
Q8	BOOLEAN	Ausgang 8 Status

3.17.4.4 Einstellungen

Tabelle 167: TOFGAPC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
AUS-Verzögerungszeit 1	0...3600000	ms	10	0	AUS-Verzögerungszeit
AUS-Verzögerungszeit 2	0...3600000	ms	10	0	AUS-Verzögerungszeit
AUS-Verzögerungszeit 3	0...3600000	ms	10	0	AUS-Verzögerungszeit
AUS-Verzögerungszeit 4	0...3600000	ms	10	0	AUS-Verzögerungszeit
AUS-Verzögerungszeit 5	0...3600000	ms	10	0	AUS-Verzögerungszeit
AUS-Verzögerungszeit 6	0...3600000	ms	10	0	AUS-Verzögerungszeit
AUS-Verzögerungszeit 7	0...3600000	ms	10	0	AUS-Verzögerungszeit
AUS-Verzögerungszeit 8	0...3600000	ms	10	0	AUS-Verzögerungszeit

3.17.4.5 Technische Daten

Tabelle 168: TOFGAPC Technische Daten

Charakteristik	Wert
Verzögerungsgenauigkeit	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms

3.17.5 Einschaltverzögerung "AN" (8 Kanäle) TONGAPC

3.17.5.1 Funktionsblock

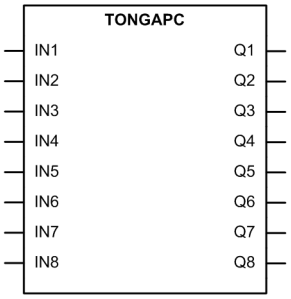


Abb. 87: Funktionsblock

3.17.5.2 Funktionen

Die Funktion Einschaltverzögerung "AN" (8 Kanäle) TONGAPC kann z. B. für einen zeitverzögerten Ausgang bezüglich des Eingangssignals verwendet werden. TONGAPC enthält acht unabhängige Zeitgeber. Der Zeitgeber hat eine einstellbare Zeitverzögerung. Wenn der Eingang aktiviert wurde, wird der Ausgang aktiviert, nachdem die in der Einstellung *Verzögerungszeit Ein* gesetzte Zeit abgelaufen ist.

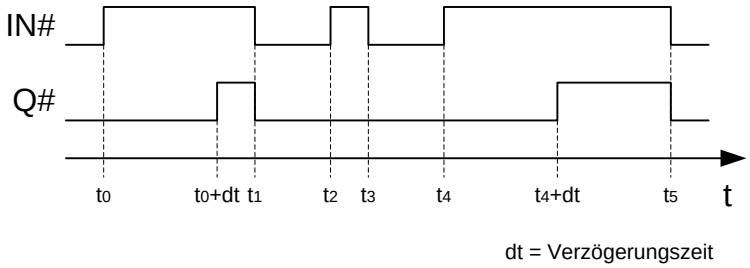


Abb. 88: Zeitgeberfunktion

3.17.5.3 Signale

Tabelle 169: TONGAPC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
EING1	BOOLEAN	0=False	Eingang 1
EING2	BOOLEAN	0=False	Eingang 2
EING3	BOOLEAN	0=False	Eingang 3
EING4	BOOLEAN	0=False	Eingang 4
EING5	BOOLEAN	0=False	Eingang 5
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
EING6	BOOLEAN	0=False	Eingang 6
EING7	BOOLEAN	0=False	Eingang 7
EING8	BOOLEAN	0=False	Eingang 8

Tabelle 170: TONGAPC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
Q1	BOOLEAN	Ausgang 1
Q2	BOOLEAN	Ausgang 2
Q3	BOOLEAN	Ausgang 3
Q4	BOOLEAN	Ausgang 4
Q5	BOOLEAN	Ausgang 5
Q6	BOOLEAN	Ausgang 6
Q7	BOOLEAN	Ausgang 7
Q8	BOOLEAN	Ausgang 8

3.17.5.4 Einstellungen

Tabelle 171: TONGAPC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
EIN-Verzögerungszeit 1	0...3600000	ms	10	0	EIN-Verzögerungszeit
EIN-Verzögerungszeit 2	0...3600000	ms	10	0	EIN-Verzögerungszeit
EIN-Verzögerungszeit 3	0...3600000	ms	10	0	EIN-Verzögerungszeit
EIN-Verzögerungszeit 4	0...3600000	ms	10	0	EIN-Verzögerungszeit
EIN-Verzögerungszeit 5	0...3600000	ms	10	0	EIN-Verzögerungszeit
EIN-Verzögerungszeit 6	0...3600000	ms	10	0	EIN-Verzögerungszeit
EIN-Verzögerungszeit 7	0...3600000	ms	10	0	EIN-Verzögerungszeit
EIN-Verzögerungszeit 8	0...3600000	ms	10	0	EIN-Verzögerungszeit

3.17.5.5 Technische Daten

Tabelle 172: TONGAPC Technische Daten

Charakteristik	Wert
Verzögerungsgenauigkeit	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms

3.17.6 S-R Flip Flop SRGAPC

3.17.6.1 Funktionsblock

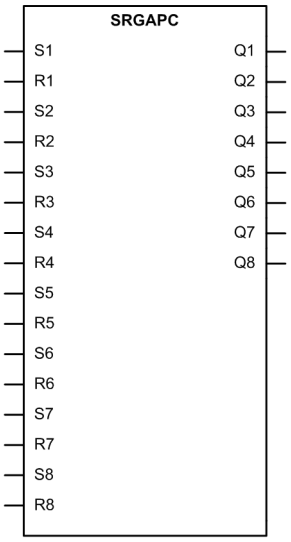


Abb. 89: Funktionsblock

3.17.6.2 Funktionen

Die S-R Flip Flop-Funktion SRGAPC ist eine einfache Setzen/Rücksetzen-Kippschaltung mit Speicher, die einen Ausgang von den Eingängen S# oder R# jeweils setzen oder rücksetzen kann. Die Funktion enthält acht unabhängige Setzen/Rücksetzen-Kippschalter, wobei der Eingang SETZEN eine höhere Priorität als der Eingang RESET hat. Der Status jedes Q#-Ausgangs wird im nichtflüchtigen Speicher belassen. Das individuelle Rücksetzen jedes Q#-Ausgangs erfolgt über die LHMI oder per Tool mittels Kommunikation.

Tabelle 173: Wahrheitstabelle für SRGAPC

S#	R#	Q#
0	0	0[1)]
0	1	0
1	0	1
1	1	1

1) Status behalten/keine Änderung

3.17.6.3 Signale

Tabelle 174: SRGAPC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
S1	BOOLEAN	0=False	Setzen S1 Ausgang wenn gewählt
R1	BOOLEAN	0=False	Rücksetzen R1 Ausgang wenn gewählt
S2	BOOLEAN	0=False	Setzen S2 Ausgang wenn gewählt
R2	BOOLEAN	0=False	Rücksetzen R2 Ausgang wenn gewählt
S3	BOOLEAN	0=False	Setzen S3 Ausgang wenn gewählt
R3	BOOLEAN	0=False	Rücksetzen R3 Ausgang wenn gewählt
S4	BOOLEAN	0=False	Setzen S4 Ausgang wenn gewählt
R4	BOOLEAN	0=False	Rücksetzen R4 Ausgang wenn gewählt
S5	BOOLEAN	0=False	Setzen S5 Ausgang wenn gewählt
R5	BOOLEAN	0=False	Rücksetzen R5 Ausgang wenn gewählt
S6	BOOLEAN	0=False	Setzen S6 Ausgang wenn gewählt
R6	BOOLEAN	0=False	Rücksetzen R6 Ausgang wenn gewählt
S7	BOOLEAN	0=False	Setzen S7 Ausgang wenn gewählt
R7	BOOLEAN	0=False	Rücksetzen R7 Ausgang wenn gewählt
S8	BOOLEAN	0=False	Setzen S8 Ausgang wenn gewählt
R8	BOOLEAN	0=False	Rücksetzen Q8 Ausgang wenn gewählt

Tabelle 175: SRGAPC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
Q1	BOOLEAN	Q1 Status
Q2	BOOLEAN	Q2 Status
Q3	BOOLEAN	Q3 Status
Q4	BOOLEAN	Q4 Status
Q5	BOOLEAN	Q5 Status
Q6	BOOLEAN	Q6 Status
Q7	BOOLEAN	Q7 Status
Q8	BOOLEAN	Q8 Status

3.17.6.4 Einstellungen

Tabelle 176: SRGAPC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Q1	0=Abbruch 1=Rücksetzen			0=Abbruch	Rücksetzen R1 Ausgang wenn gewählt
Rücksetzen Q2	0=Abbruch 1=Rücksetzen			0=Abbruch	Rücksetzen R2 Ausgang wenn gewählt
Rücksetzen Q3	0=Abbruch 1=Rücksetzen			0=Abbruch	Rücksetzen R3 Ausgang wenn gewählt
Rücksetzen Q4	0=Abbruch 1=Rücksetzen			0=Abbruch	Rücksetzen R4 Ausgang wenn gewählt
Rücksetzen Q5	0=Abbruch 1=Rücksetzen			0=Abbruch	Rücksetzen R5 Ausgang wenn gewählt
Rücksetzen Q6	0=Abbruch 1=Rücksetzen			0=Abbruch	Rücksetzen R6 Ausgang wenn gewählt
Rücksetzen Q7	0=Abbruch 1=Rücksetzen			0=Abbruch	Rücksetzen R7 Ausgang wenn gewählt
Rücksetzen Q8	0=Abbruch 1=Rücksetzen			0=Abbruch	Rücksetzen Q8 Ausgang wenn gewählt

3.17.7 Steuerobjekt (8 Kanäle) MVGAPC

3.17.7.1 Funktionsblock

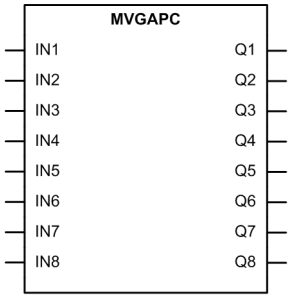


Abb. 90: Funktionsblock

3.17.7.2 Funktionen

Der Funktionsblock Steuerobjekt (8 Kanäle) MVGAPC wird für die logischen User-Bits verwendet. Jeder Eingangsstatus wird direkt zum Ausgangsstatus kopiert. Dadurch wird die Erstellung von Ereignissen aus erweiterten Logikkombinationen möglich.

3.17.7.3 Signale

Tabelle 177: MVGAPC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
Q1	BOOLEAN	Q1 Status
Q2	BOOLEAN	Q2 Status
Q3	BOOLEAN	Q3 Status
Q4	BOOLEAN	Q4 Status
Q5	BOOLEAN	Q5 Status
Q6	BOOLEAN	Q6 Status
Q7	BOOLEAN	Q7 Status
Q8	BOOLEAN	Q8 Status

3.17.7.4 Einstellungen

Tabelle 178: MVGAPC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Beschreibung				MVGAPC1 Q1	Ausgangsbeschreibung
Beschreibung				MVGAPC1 Q2	Ausgangsbeschreibung
Beschreibung				MVGAPC1 Q3	Ausgangsbeschreibung
Beschreibung				MVGAPC1 Q4	Ausgangsbeschreibung
Beschreibung				MVGAPC1 Q5	Ausgangsbeschreibung
Beschreibung				MVGAPC1 Q6	Ausgangsbeschreibung
Beschreibung				MVGAPC1 Q7	Ausgangsbeschreibung
Beschreibung				MVGAPC1 Q8	Ausgangsbeschreibung

3.17.8 Ganzzahl-Steuerobjekt MVI4GAPC

3.17.8.1 Funktionsblock

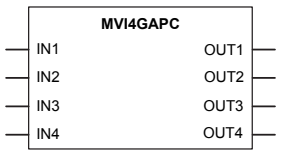


Abb. 91: Funktionsblocksymbol

3.17.8.2 Funktion

Die Funktion Ganzzahl-Steuerobjekt MVI4GAPC wird für das Erstellen der Ereignisse aus den Ganzzahlwerten verwendet. Der Ganzzahleingangswert wird über den Eingang IN1...4 empfangen. Der Ganzzahlausgangswert ist am Ausgang OUT1...4 verfügbar.

Der Ganzzahleingangsbereich geht von -2147483648 bis 2147483647.

3.17.8.3 Signale

Tabelle 179: MVI4GAPC Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
IN1	INT32	0	Ganzzahliger Eingangswert 1
IN2	INT32	0	Ganzzahliger Eingangswert 2
IN3	INT32	0	Ganzzahliger Eingangswert 3
IN4	INT32	0	Ganzzahliger Eingangswert 4

Tabelle 180: MVI4GAPC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSG1	INT32	Ganzzahliger Ausgangswert 1
AUSG2	INT32	Ganzzahliger Ausgangswert 2
AUSG3	INT32	Ganzzahliger Ausgangswert 3
AUSG4	INT32	Ganzzahliger Ausgangswert 4

3.17.9 Skalierung von Analogwerten SCA4GAPC

3.17.9.1 Funktionsblock

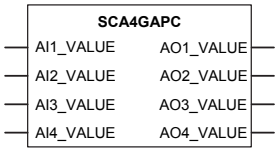


Abb. 92: Funktionsblocksymbol

3.17.9.2 Funktion

Die Funktion Skalierung von Analogwerten SCA4GAPC wird für die Skalierung des Analogwertes verwendet. Damit können aus Analogwerten Ereignisse erzeugt werden.

Der am Eingang `AIn_VALUE` empfangene Analogwert wird mit der Einstellung *Skalierverhältnis n* skaliert. Der skalierte Wert ist am Ausgang `AOn_VALUE` verfügbar.

Der Analogeingangsbereich geht von -10000,0 bis 10000,0.

Der Analogausgangsbereich geht von -2000000,0 bis 2000000,0.

Wenn der Wert von Eingang `AIn_VALUE` den Analogeingangsbereich überschreitet, wird `AOn_VALUE` auf 0,0 gesetzt.

Wenn das Ergebnis von `AIn_VALUE` multipliziert mit der Einstellung *Skalierverhältnis n* den Analogausgangsbereich überschreitet, zeigt `AOn_VALUE` den Minimum- oder Maximumwert gemäß dem Analogwertebereich an.

3.17.9.3 Signale

Tabelle 181: SCA4GAPC Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
AI1_VALUE	FLOAT32	0,0	Analogeingangswert von Kanal 1
AI2_VALUE	FLOAT32	0,0	Analogeingangswert von Kanal 2
AI3_VALUE	FLOAT32	0,0	Analogeingangswert von Kanal 3
AI4_VALUE	FLOAT32	0,0	Analogeingangswert von Kanal 4

Tabelle 182: SCA4GAPC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AO1_VALUE	FLOAT32	Analogwert 1 nach Skalierung
AO2_VALUE	FLOAT32	Analogwert 2 nach Skalierung
AO3_VALUE	FLOAT32	Analogwert 3 nach Skalierung
AO4_VALUE	FLOAT32	Analogwert 4 nach Skalierung

3.17.9.4 Einstellungen

Tabelle 183: SCA4GAPC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Skalierungsverhältnis 1	0,001...1000,000		0,001	1,000	Skalierungsverhältnis für Analogwert 1
Skalierungsverhältnis 2	0,001...1000,000		0,001	1,000	Skalierungsverhältnis für Analogwert 2
Skalierungsverhältnis 3	0,001...1000,000		0,001	1,000	Skalierungsverhältnis für Analogwert 3
Skalierungsverhältnis 4	0,001...1000,000		0,001	1,000	Skalierungsverhältnis für Analogwert 4

3.17.10 Lokale/Fernsteuerung-Funktionsblock CONTROL

3.17.10.1 Funktionsblock

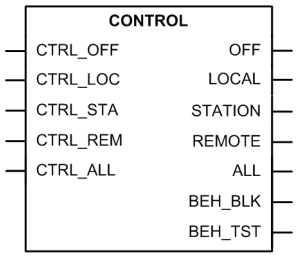


Abb. 93: Funktionsblock

3.17.10.2 Funktionen

Die lokale Steuerung/Fernsteuerung wird standardmäßig über die R/L-Taste (Fern/Lokal) an der frontseitigen Benutzeroberfläche aktiviert. Die Steuerung über einen Binäreingang kann durch das Einstellen des Werts für die *L/F-Steuerung* auf "Binäreingang" aktiviert werden. Die Steuerung über Binäreingang erfordert, dass die CONTROL-Funktion in der Produktkonfiguration instanziiert ist.

Die lokale Steuerung/Fernsteuerung unterstützt einen mehrstufigen Zugriff für Steueroperationen in Stationen gemäß der Norm IEC 61850. Der mehrstufige Zugriff auf Steuerungsfunktionen mit separater Stationssteuerungs-Zugriffsebene wird nur von IEC 61850 und sonst von keinen anderen Protokollen unterstützt.

Der tatsächliche lokale/Fernsteuerungsstatus wird mit dem Prioritätsschema an den Funktionsblockeingängen bewertet. Ist mehr als ein Eingang aktiv, wird der Eingang mit der höchsten Priorität ausgewählt. Die Prioritätenfolge ist "aus", "lokal", "Station", "fern", "alle".

Der tatsächliche Status wird an den CONTROL-Funktionsausgängen ersichtlich. Es ist jeweils nur ein Ausgang aktiv.

Tabelle 184: Wahrheitstabelle für CONTROL

Eingang					Ausgang
CTRL_OFF	CTRL_LOC	CTRL_STA	CTRL_REM	CTRL_ALL	
TRUE	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	AUS = TRUE
FALSE	TRUE	n.a.	n.a.	n.a.	LOKAL = TRUE
FALSE	FALSE	TRUE	n.a.	n.a.	STATION = TRUE
FALSE	FALSE	FALSE	TRUE	TRUE	FERN = TRUE
FALSE	FALSE	FALSE	FALSE	TRUE	ALL = TRUE
FALSE	FALSE	FALSE	FALSE	FALSE	AUS = TRUE

3.17.10.3 L/R Control Zugriff

Je nach ausgewählter Stationsberechtigungsebene sind vier verschiedene Szenarien für den Lokal/Fernsteuerungszugriff möglich: “L,F”, “L,F,L+F”, “L,S,F” und “L, S, S+F, L+S, L+S+F”. Wenn Steuerbefehle von mehreren Ebene zulässig sein sollen, kann ein mehrstufiger Zugriff verwendet werden. Der mehrstufige Zugriff ist nur durch Verwendung der Stationsberechtigungsebenen “L,F,L+F” und “L, S, S+F, L +S, L+S+F” möglich. Der Status des mehrstufigen Zugriffs ist im IEC 61850-Datenobjekt CTRL.LLN0.MltLev verfügbar.

Die Auswahl des Steuerzugriffs erfolgt über die R/L-Taste oder den CONTROL-Funktionsblock sowie das IEC 61850-Datenobjekt CTRL.LLN0.LocSta. Beim Scheiben des IEC 61850-Datenobjekts CTRL.LLN0.LocSta muss der Client die IEC 61850-Befehlsherkunftskategorie der Station verwenden, und die Stationsberechtigung muss einen IEC 61850-Fernsteuerungszugriff zulassen. Der Wert des Datenobjekts CTRL.LLN0.LocSta wird im nichtflüchtigen Speicher belassen. Der aktuelle Steuerstatus kann in der HMI oder in PCM600 unter dem Menüpfad **Überwachung/Steuerbefehl** mit dem Parameter *LF-Zustand* oder über das IEC 61850-Datenobjekt CTRL.LLN0. LocKeyHMI überwacht werden.

Die IEC 61850-Befehlsherkunftskategorie wird immer vom IEC 61850-Client gesetzt. Je nach ausgewählter Stationsberechtigungsebene unterstützt das Gerät stationsseitige und ferne IEC 61850-Befehlsherkunftskategorien.

3.17.10.4 Stationsberechtigungsebene “L,F”

Die Standard-Stationsberechtigungsebene des Geräts ist “L,F”. In diesem Szenario sind nur lokaler und Fernsteuerungszugriff möglich. Der Steuerungszugriff mit der IEC 61850-Befehlsherkunftskategorie Station wird als Fernzugriff interpretiert. Es gibt keinen mehrstufigen Zugriff.

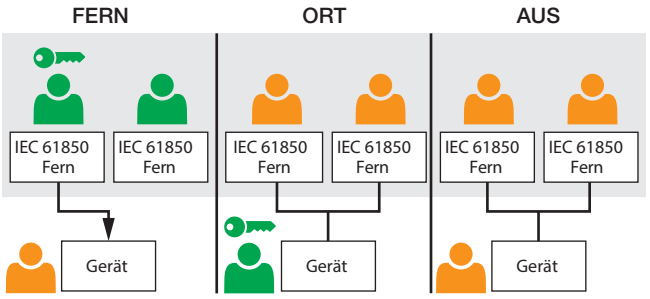


Abb. 94: Stationsberechtigung ist "L,F"

Wird die Stationsberechtigungsebene "L,F" verwendet, kann der Steuerungszugriff mit der R/L-Taste oder dem CONTROL-Funktionsblock ausgewählt werden. Das IEC 61850-Datenobjekt CTRL.LLN0.LocSta und die Eingänge `CTRL_STA` und `CTRL_ALL` des CONTROL-Funktionsblocks sind für diese Stationsberechtigungsebene nicht anwendbar.

Tabelle 185: Stationsberechtigungsebene "L,R" mit R/L-Taste

L/F-Steuerung		L/F-Steuerungsstatus		Steuerungszugriff	
R/L-Taste	CTRL.LLN0.LocSta	CTRL.LLN0.MltLev	L/F-Zustand CTRL.LLN0.LocKeyHMI	Lokaler Bediener	IEC 61850-Client 1)
Lokal	n.a.	FALSE	1	x	
Fern	n.a.	FALSE	2		x
Aus	n.a.	FALSE	0		

1) Die Prüfung für die IEC 61850-Befehlsherkunftskategorie Client wird nicht durchgeführt.

Tabelle 186: Stationsberechtigung "L,F" mit CONTROL-Funktionsblock

L/F-Steuerung		L/F-Steuerungsstatus		Steuerungszugriff	
Steuer-FB-Eingang	CTRL.LLN0.LocSta	CTRL.LLN0.MltLev	L/F-Zustand CTRL.LLN0.LocKeyHMI	Lokaler Bediener	IEC 61850-Client 1)
CTRL_OFF	n.a.	FALSE	0		
CTRL_LOC	n.a.	FALSE	1	x	
CTRL_STA	n.a.	FALSE	0		
CTRL_REM	n.a.	FALSE	2		x
CTRL_ALL	n.a.	FALSE	0		

1) Die Prüfung für die IEC 61850-Befehlsherkunftskategorie Client wird nicht durchgeführt.

3.17.10.5 Stationsberechtigungsebene "L,F,L+F"

Die Stationsberechtigungsebene "L,F, L+F" unterstützt zusätzlich einen mehrstufigen Zugriff. Der Steuerungszugriff kann auch gleichzeitig lokal oder von einem fernen Standort erlaubt werden. Der gleichzeitige Betrieb mit lokaler und Fernsteuerung ist nicht zulässig, da ein Client und Standort jeweils auf steuerbare Objekte zugreifen können und diese reserviert bleiben, bis der zuvor begonnene

Steuervorgang zunächst vom Client abgeschlossen wird. Der Steuerungszugriff mit der IEC 61850-Befehlsherkunftskategorie Station wird als Fernzugriff interpretiert.

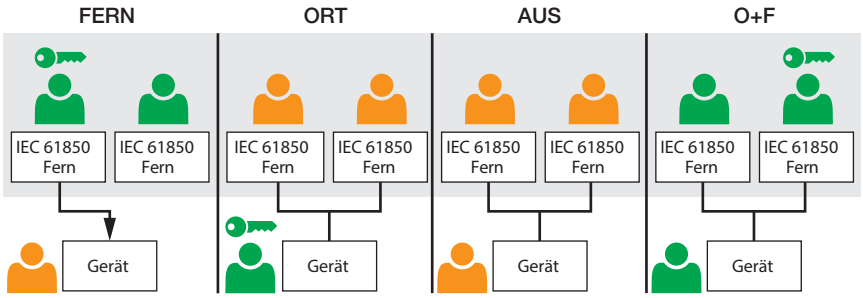


Abb. 95: Stationsberechtigung ist "L,F,L+F"

Wird die Stationsberechtigungsebene "L,F,L+F" verwendet, kann der Steuerungszugriff mit der R/L-Taste oder dem CONTROL-Funktionsblock ausgewählt werden. Das IEC 61850-Datenobjekt CTRL.LLN0.LocSta und der Eingang `CTRL_STA` des CONTROL-Funktionsblocks sind für diese Stationsberechtigungsebene nicht anwendbar.

Tabelle 187: Stationsberechtigungsebene "L,F,L+F" mit R/L-Taste

L/F-Steuerung		L/F-Steuerungsstatus		Steuerungszugriff	
R/L-Taste	CTRL.LLN0.LocSta	CTRL.LLN0.MltLev	L/F-Zustand CTRL.LLN0.LocKeyHMI	Lokaler Bediener	IEC 61850-Client 1)
Lokal	n.a.	FALSE	1	x	
Fern	n.a.	FALSE	2		x
Lokal und Fern	n.a.	TRUE	4	x	x
Aus	n.a.	FALSE	0		

1) Die Prüfung für die IEC 61850-Befehlsherkunftskategorie Client wird nicht durchgeführt.

Tabelle 188: Stationsberechtigung "L,F,L+F" mit CONTROL-Funktionsblock

L/F-Steuerung		L/F-Steuerungsstatus		Steuerungszugriff	
Steuer-FB-Eingang	CTRL.LLN0.LocSta	CTRL.LLN0.MltLev	L/F-Zustand CTRL.LLN0.LocKeyHMI	Lokaler Bediener	IEC 61850-Client 1)
CTRL_OFF	n.a.	FALSE	0		
CTRL_LOC	n.a.	FALSE	1	x	
CTRL_STA	n.a.	FALSE	0		
CTRL_REM	n.a.	FALSE	2		x
CTRL_ALL	n.a.	TRUE	4	x	x

1) Die Prüfung für die IEC 61850-Befehlsherkunftskategorie Client wird nicht durchgeführt.

3.17.10.6 Stationsberechtigungsebene “L,S,F”

Die Stationsberechtigungsebene “L,S,F” unterstützt zusätzlich den Stationssteuerungszugriff. In dieser Ebene wird die Überprüfung der IEC 61850-Befehlsherkunftskategorie verwendet, um Steuerbefehle zu unterscheiden, die auf die IEC 61850-Befehlsherkunftskategorie "Fern" oder "Station" gesetzt sind. Es gibt keinen mehrstufigen Zugriff.

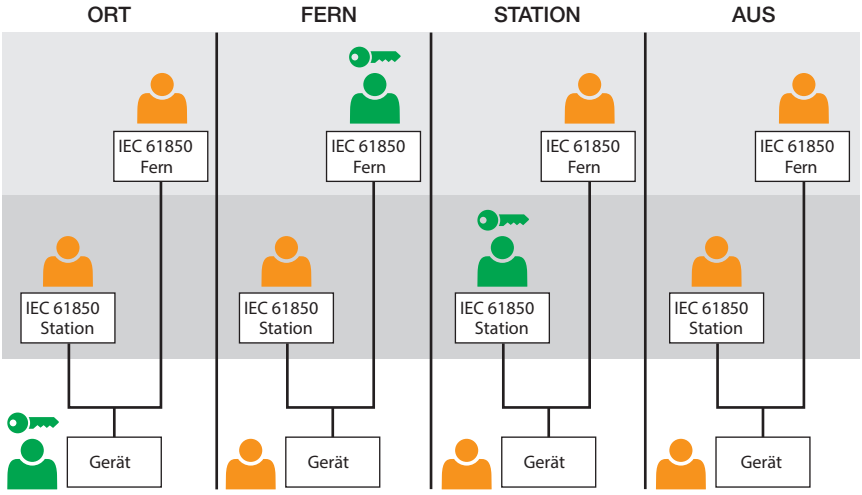


Abb. 96: Stationsberechtigung “L,S,F”

Wird die Stationsberechtigungsebene “L,S,F” verwendet, kann der Steuerungszugriff mit der R/L-Taste oder dem CONTROL-Funktionsblock ausgewählt werden. Das IEC 61850-Datenobjekt CTRL.LLN0.LocSta und der Eingang `CTRL_STA` des CONTROL-Funktionsblocks sind für diese Stationsberechtigungsebene anwendbar.

Der Stationssteuerungszugriff kann über die R/L-Taste oder den CONTROL-Funktionsblock zusammen mit dem IEC 61850-Datenobjekt CTRL.LLN0.LocSta reserviert werden.

Tabelle 189: Stationsberechtigungsebene “L,S,F” mit R/L-Taste

L/F-Steuerung		L/F-Steuerungsstatus		Steuerungszugriff		
R/L-Taste	CTRL.LLN0.LocSta [1]	CTRL.LLN0.MltLev	L/F-Zustand CTRL.LLN0.LocKeyHMI	Lokaler Bediener	IEC 61850-Client [2]	IEC 61850-Client [3]
Lokal	FALSE	FALSE	1	x		
Fern	FALSE	FALSE	2		x	
Fern	TRUE	FALSE	3			x
Aus	FALSE	FALSE	0			

1) Stations-Client reserviert den Steuerungsmodus durch Schreiben des steuerbaren Punkts LocSta.
2) Die IEC 61850-Befehlsherkunftskategorie des Clients ist "Fern".
3) Die IEC 61850-Befehlsherkunftskategorie des Clients ist "Station".

Tabelle 190: Stationsberechtigung "L,S,F" mit CONTROL-Funktionsblock

L/F-Steuerung		L/F-Steuerungsstatus		Steuerungszugriff		
Steuer-FB-Eingang	CTRL.LLN0.LocSta [1]	CTRL.LLN0.MltLev	L/F-Zustand CTRL.LLN0.LocKeyHMI	Lokaler Bediener	IEC 61850-Client [2]	IEC 61850-Client [3]
CTRL_OFF	FALSE	FALSE	0			
CTRL_LOC	FALSE	FALSE	1	x		
CTRL_STA	TRUE	FALSE	3			x
CTRL_REM [4]	TRUE	FALSE	3			x
CTRL_REM	FALSE	FALSE	2		x	
CTRL_ALL	FALSE	FALSE	0			

1) Stations-Client reserviert den Steuerungsmodus durch Schreiben, des steuerbaren Punkts LocSta.
2) Die IEC 61850-Befehlsherkunftskategorie des Clients ist "Fern".
3) Die IEC 61850-Befehlsherkunftskategorie des Clients ist "Station".
4) CTRL_STA in der Anwendungskonfiguration nicht verbunden. Stations-Client reserviert den Steuerungsmodus durch Schreiben des steuerbaren Punkts LocSta.

3.17.10.7 Stationsberechtigungsebene "O,S,S+F,O+S,O+S+F"

Die Stationsberechtigungsebene "O,S,S+F,O+S,O+S+F" unterstützt zusätzlich den Stationssteuerungszugriff zusammen mit anderen verschiedenen mehrstufigen Zugriffsszenarien. Der Steuerungszugriff kann auch gleichzeitig lokal, an der Station oder von einem fernen Standort erlaubt werden. Der gleichzeitige Betrieb mit lokaler Steuerung, stationsseitiger Steuerung und Fernsteuerung ist nicht zulässig, da ein Client und Standort jeweils auf steuerbare Objekte zugreifen können und diese reserviert bleiben, bis der zuvor begonnene Steuervorgang zunächst vom Client abgeschlossen wird.

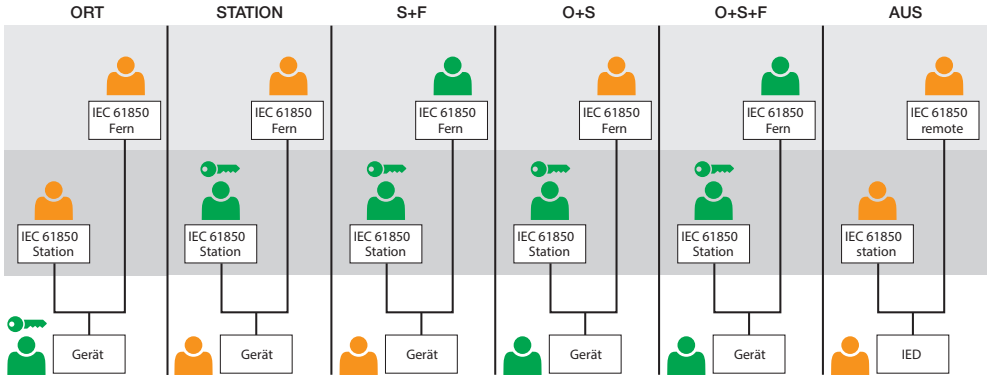


Abb. 97: Stationsberechtigungsebene "O,S,S+F,O+S,O+S+F"

Wird die Stationsberechtigungsebene "O,S,S+F,O+S,O+S+F" verwendet, kann der Steuerungszugriff mit der R/L-Taste oder dem CONTROL-Funktionsblock ausgewählt werden. Das IEC 61850-Datenobjekt CTRL.LLN0.LocSta und der Eingang `CTRL_STA` des CONTROL-Funktionsblocks sind für diese Stationsberechtigungsebene anwendbar.

Der “Station” und “Lokal + Station” Steuerungszugriff kann über die R/L-Taste oder den CONTROL-Funktionsblock zusammen mit dem IEC 61850-Datenobjekt CTRL.LLN0.LocSta reserviert werden.

Tabelle 191: Stationsberechtigungsebene “O,S,S+F,O+S,O+S+F” mit R/L-Taste

O/F-Steuerung		O/F-Steuerungsstatus		Steuerungszugriff		
R/L-Taste	CTRL.LLN0.LocSta [1]	CTRL.LLN0.MltLev	O/F-Zustand CTRL.LLN0.LocKeyHMI	Lokaler Bediener	IEC 61850-Client [2]	IEC 61850-Client [3]
Lokal	FALSE	FALSE	1	x		
Fern	FALSE	TRUE	7		x	x
Fern	TRUE	FALSE	3			x
Lokal und Fern	FALSE	TRUE	6	x	x	x
Lokal und Fern	TRUE	TRUE	5	x		x
Aus	FALSE	FALSE	0			

1) Stations-Client reserviert den Steuerungsmodus durch Schreiben des steuerbaren Punkts LocSta.
2) Die IEC 61850-Befehlsherkunftskategorie des Clients ist "Fern".
3) Die IEC 61850-Befehlsherkunftskategorie des Clients ist "Station".

Tabelle 192: Stationsberechtigungsebene “O,S,S+F,O+S,O+S+F” mit CONTROL-Funktionsblock

O/F-Steuerung		O/F-Steuerungsstatus		Steuerungszugriff		
Steuer-FB-Eingang	CTRL.LLN0.LocSta [1]	CTRL.LLN0.MltLev	O/F-Zustand CTRL.LLN0.LocKeyHMI	Lokaler Bediener	IEC 61850-Client [2]	IEC 61850-Client [3]
CTRL_OFF	FALSE	FALSE	0			
CTRL_LOC	FALSE	FALSE	1	x		
CTRL_STA	FALSE	FALSE	3			x
CTRL_REM [4]	TRUE	TRUE	3			x
CTRL_REM	FALSE	TRUE	7		x	x
CTRL_ALL	FALSE	TRUE	6	x	x	x
CTRL_ALL [4]	TRUE	TRUE	5	x		x

1) Stations-Client reserviert den Steuerungsmodus durch Schreiben des steuerbaren Punkts LocSta.
2) Die IEC 61850-Befehlsherkunftskategorie des Clients ist "Fern".
3) Die IEC 61850-Befehlsherkunftskategorie des Clients ist "Station".
4) CTRL_STA in der Anwendungskonfiguration nicht verbunden. Stations-Client reserviert den Steuerungsmodus durch Schreiben des steuerbaren Punkts LocSta.

3.17.10.8 Signale

Tabelle 193: CONTROL – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
CTRL_OFF	BOOLEAN	0	Steuereingang AUS
CTRL_LOC	BOOLEAN	0	Steuereingang Lokal
CTRL_STA	BOOLEAN	0	Steuereingang Station
CTRL_REM	BOOLEAN	0	Steuereingang Fern
CTRL_ALL	BOOLEAN	0	Steuereingang Alle

Tabelle 194: CONTROL-Ausgangssignale

Bezeichnung	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Steuerausgang AUS
LOKAL	BOOLEAN	Steuerausgang Lokal
STATION	BOOLEAN	Steuerausgang Station
FERN	BOOLEAN	Steuerausgang Fern
ALL	BOOLEAN	Steuerausgang Alle

3.17.10.9 Einstellungen

Tabelle 195: Allgemeine Einstellungen

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
OF-Steuerung	1=OF-Taste 2=Binäreingang			1=OF-Taste	OF-Steuerung über OF-Taste oder Binäreingang
Stationsberechtigung	1=O,F 2=O,S,F 3=O,F,O+F 4=O,S,S+F,O+S,O+S+F			1=O,F	Verwendung der Steuerbefehl-Ursprungskategorie
Steuerungsmodus	1=Ein 2=Blockiert 5=Aus			1=Ein	Steuerung aktivieren und deaktivieren

3.17.10.10 Überwachte Daten

Tabelle 196: Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
Befehlsantwort	Enum	0=Keine Befehle 1=Auswahl offen 2=Auswahl geschlossen 3=Auslösung offen 4=Auslösung geschlossen 5=Direkt offen 6=Direkt geschlossen 7=Abbrechen 8=Position erreicht 9=Position Auszeit 10=Nur Objektstatus 11=Objekt direkt 12=Objekt auswählen 13=FO lokal zulässig 14=FO fern zulässig 15=FO aus 16=Funktion aus 17=Funktion blockiert 18=Befehlsfortschritt 19=Auszeit auswählen 20=Fehlende Berechtigung 21=Schließen nicht aktiviert 22=Öffnen nicht aktiviert 23=Interner Fehler 24=Bereits geschlossen 25=Falscher Client 26=FO Station zulässig 27=FO ändern 28=Abbruch durch Auslösung		Neueste Befehlsantwort
OF Zustand	Enum	0=Aus 1=Ort 2=Fern 3=Station 4=O+F 5=O+S 6=O+S+F 7=S+F		OF Zustandsüberwachung

3.17.11 Allgemeines Steuerungsobjekt (16 Kanäle) SPCGAPC

3.17.11.1 Funktionsblock

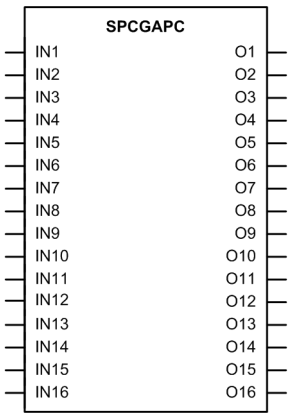


Abb. 98: Funktionsblock

3.17.11.2 Funktionalität

Die Funktion SPCGAPC des allgemeinen Steuerungsobjekts beinhaltet 16 unabhängige Steuerungsobjekte. SPCGAPC ermöglicht die Aktivierung ihrer Ausgänge über eine lokale Steuerung oder die Fernsteuerung. Die lokale Steuerungsanforderung kann über die Schaltflächen im Blindschaltbild oder über die Eingänge und eine Fernanforderung per Kommunikation eingegeben werden. Die ansteigende Flanke des Eingangssignals wird als Steuerungsanforderung erkannt und der Ausgang ausgelöst. Wenn Fernanforderungen eingesetzt werden, dann verhalten sich die Steuerungsobjekte beständig.

Die Einstellung *Loc Rem restriction* wird eingesetzt, um die Einschränkung für SPCGAPC gemäß des Status der R/L-Taste zu aktivieren oder deaktivieren. Wenn *Loc Rem restriction* "True" ist (Voreinstellung), dann werden die Steuervorgänge lokal oder per Fernsteuerung gemäß des Status der R/L-Taste angenommen.

Jeder Ausgänge der 16 allgemeinen Steuerungsobjekte verfügt über die Einstellungen *Betriebsmodus*, *Impulslänge* und *Beschreibung*. Wenn der *Betriebsmodus* auf "Toggle" eingestellt ist, dann wird der Ausgangsstatus bei jeder eingegangenen Steuerungsanforderung geschaltet. Wenn der *Betriebsmodus* auf "Gepulst" eingestellt ist, dann wird bei jeder eingehenden Steuerungsanforderung ein Impuls mit einer voreingestellten Dauer (Einstellung *Impulslänge*) erzeugt. Die Einstellung *Beschreibung* kann beispielsweise zum Speichern von Informationen zur Verwendung des eingesetzten Steuerungsobjekts verwendet werden.

Wenn der *Betriebsmodus* beispielsweise auf "Toggle" eingestellt ist, dann ist der Zustand des Ausgangs O# anfänglich “False”. Die ansteigende Flanke von IN# setzt O# auf “True”. Die abfallende Flanke von IN# hat keinerlei Wirkung. Die darauf folgende ansteigende Flanke von IN# setzt O# auf “False”.

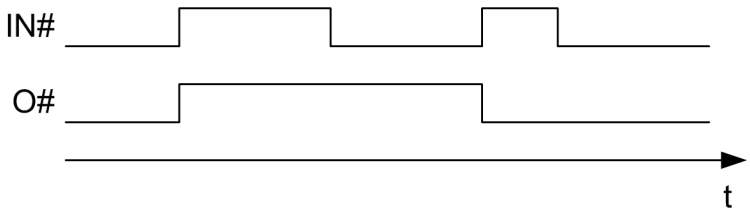


Abb. 99: Betrieb im Modus "Toggle"

Der Eingang BLOCK kann verwendet werden, um die Funktionalitäten der Ausgänge zu blockieren. Die Auslösung des Eingangs BLOCK hängt von der Einstellung *Betriebsmodus* ab. Wenn der *Betriebsmodus* "Toggle" eingestellt wurde, dann friert der Status des Ausgangs ein und kann nicht verändert werden, solange der Eingang BLOCK aktiviert ist. Wenn der *Betriebsmodus* "Gepulst" eingestellt wurde, wird durch die Aktivierung des Eingangs BLOCK der Ausgang in den Zustand "False" zurückgesetzt und weitere Steuerungsanforderungen werden ignoriert, solange der Eingang BLOCK aktiv ist.

Aus Sicht der Fernkommunikation funktioniert der Betriebsmodus "Toggle" in SPCGAPC immer als beständiger Modus. Der Ausgang O# folgt dem Zustand, der in den Eingang IN# geschrieben wird.

3.17.11.3 Signale

Tabelle 197: SPCGAPC Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus
IN1	BOOLEAN	0=False	Eingang für Steuerpunkt 1
IN2	BOOLEAN	0=False	Eingang für Steuerpunkt 2
IN3	BOOLEAN	0=False	Eingang für Steuerpunkt 3
IN4	BOOLEAN	0=False	Eingang für Steuerpunkt 4
IN5	BOOLEAN	0=False	Eingang für Steuerpunkt 5
IN6	BOOLEAN	0=False	Eingang für Steuerpunkt 6
IN7	BOOLEAN	0=False	Eingang für Steuerpunkt 7
IN8	BOOLEAN	0=False	Eingang für Steuerpunkt 8
IN9	BOOLEAN	0=False	Eingang für Steuerpunkt 9
IN10	BOOLEAN	0=False	Eingang für Steuerpunkt 10
IN11	BOOLEAN	0=False	Eingang für Steuerpunkt 11
IN12	BOOLEAN	0=False	Eingang für Steuerpunkt 12
IN13	BOOLEAN	0=False	Eingang für Steuerpunkt 13
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Name	Typ	Standard	Beschreibung
IN14	BOOLEAN	0=False	Eingang für Steuerpunkt 14
IN15	BOOLEAN	0=False	Eingang für Steuerpunkt 15
IN16	BOOLEAN	0=False	Eingang für Steuerpunkt 16

Tabelle 198: SPCGAPC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
O1	BOOLEAN	Ausgang 1 Status
O2	BOOLEAN	Ausgang 2 Status
O3	BOOLEAN	Ausgang 3 Status
O4	BOOLEAN	Ausgang 4 Status
O5	BOOLEAN	Ausgang 5 Status
O6	BOOLEAN	Ausgang 6 Status
O7	BOOLEAN	Ausgang 7 Status
O8	BOOLEAN	Ausgang 8 Status
O9	BOOLEAN	Ausgang 9 Status
O10	BOOLEAN	Ausgang 10 Status
O11	BOOLEAN	Ausgang 11 Status
O12	BOOLEAN	Ausgang 12 Status
O13	BOOLEAN	Ausgang 13 Status
O14	BOOLEAN	Ausgang 14 Status
O15	BOOLEAN	Ausgang 15 Status
O16	BOOLEAN	Ausgang 16 Status

3.17.11.4 Einstellungen

Tabelle 199: SPCGAPC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Loc Rem Beschränkung	0=False 1=True			1=True	Beschränkung der Lokal- und Fern-Umschaltung
Betriebsmodus	0=Gepulst 1=Toggle/Anstehend -1=Aus			-1=Aus	Betriebsmodus für allgemeinen Steuerpunkt
Impulslänge	10...3600000	ms	10	1000	Impulslänge für gepulsten Betriebsmodus
Beschreibung				SPCGAPC1 Ausgang 1	Beschreibung allgemeines Steuerungsobjekt
Betriebsmodus	0=Gepulst 1=Toggle/Anstehend -1=Aus			-1=Aus	Betriebsmodus für allgemeinen Steuerpunkt
Impulslänge	10...3600000	ms	10	1000	Impulslänge für gepulsten Betriebsmodus

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Beschreibung				SPCGAPC1 Ausgang 2	Beschreibung allgemeines Steuerungsobjekt
Betriebsmodus	0=Gepulst 1=Toggle/Anstehend -1=Aus			-1=Aus	Betriebsmodus für allgemeinen Steuerpunkt
Impulslänge	10...3600000	ms	10	1000	Impulslänge für gepulsten Betriebsmodus
Beschreibung				SPCGAPC1 Ausgang 3	Beschreibung allgemeines Steuerungsobjekt
Betriebsmodus	0=Gepulst 1=Toggle/Anstehend -1=Aus			-1=Aus	Betriebsmodus für allgemeinen Steuerpunkt
Impulslänge	10...3600000	ms	10	1000	Impulslänge für gepulsten Betriebsmodus
Beschreibung				SPCGAPC1 Ausgang 4	Beschreibung allgemeines Steuerungsobjekt
Betriebsmodus	0=Gepulst 1=Toggle/Anstehend -1=Aus			-1=Aus	Betriebsmodus für allgemeinen Steuerpunkt
Impulslänge	10...3600000	ms	10	1000	Impulslänge für gepulsten Betriebsmodus
Beschreibung				SPCGAPC1 Ausgang 5	Beschreibung allgemeines Steuerungsobjekt
Betriebsmodus	0=Gepulst 1=Toggle/Anstehend -1=Aus			-1=Aus	Betriebsmodus für allgemeinen Steuerpunkt
Impulslänge	10...3600000	ms	10	1000	Impulslänge für gepulsten Betriebsmodus
Beschreibung				SPCGAPC1 Ausgang 6	Beschreibung allgemeines Steuerungsobjekt
Betriebsmodus	0=Gepulst 1=Toggle/Anstehend -1=Aus			-1=Aus	Betriebsmodus für allgemeinen Steuerpunkt
Impulslänge	10...3600000	ms	10	1000	Impulslänge für gepulsten Betriebsmodus
Beschreibung				SPCGAPC1 Ausgang 7	Beschreibung allgemeines Steuerungsobjekt
Betriebsmodus	0=Gepulst 1=Toggle/Anstehend -1=Aus			-1=Aus	Betriebsmodus für allgemeinen Steuerpunkt
Impulslänge	10...3600000	ms	10	1000	Impulslänge für gepulsten Betriebsmodus
Beschreibung				SPCGAPC1 Ausgang 8	Beschreibung allgemeines Steuerungsobjekt
Betriebsmodus	0=Gepulst 1=Toggle/Anstehend -1=Aus			-1=Aus	Betriebsmodus für allgemeinen Steuerpunkt
Impulslänge	10...3600000	ms	10	1000	Impulslänge für gepulsten Betriebsmodus
Beschreibung				SPCGAPC1 Ausgang 9	Beschreibung allgemeines Steuerungsobjekt

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Betriebsmodus	0=Gepulst 1=Toggle/Anstehend -1=Aus			-1=Aus	Betriebsmodus für allgemeinen Steuerpunkt
Impulslänge	10...3600000	ms	10	1000	Impulslänge für gepulsten Betriebsmodus
Beschreibung				SPCGAPC1 Ausgang 10	Beschreibung allgemeines Steuerungsobjekt
Betriebsmodus	0=Gepulst 1=Toggle/Anstehend -1=Aus			-1=Aus	Betriebsmodus für allgemeinen Steuerpunkt
Impulslänge	10...3600000	ms	10	1000	Impulslänge für gepulsten Betriebsmodus
Beschreibung				SPCGAPC1 Ausgang 11	Beschreibung allgemeines Steuerungsobjekt
Betriebsmodus	0=Gepulst 1=Toggle/Anstehend -1=Aus			-1=Aus	Betriebsmodus für allgemeinen Steuerpunkt
Impulslänge	10...3600000	ms	10	1000	Impulslänge für gepulsten Betriebsmodus
Beschreibung				SPCGAPC1 Ausgang 12	Beschreibung allgemeines Steuerungsobjekt
Betriebsmodus	0=Gepulst 1=Toggle/Anstehend -1=Aus			-1=Aus	Betriebsmodus für allgemeinen Steuerpunkt
Impulslänge	10...3600000	ms	10	1000	Impulslänge für gepulsten Betriebsmodus
Beschreibung				SPCGAPC1 Ausgang 13	Beschreibung allgemeines Steuerungsobjekt
Betriebsmodus	0=Gepulst 1=Toggle/Anstehend -1=Aus			-1=Aus	Betriebsmodus für allgemeinen Steuerpunkt
Impulslänge	10...3600000	ms	10	1000	Impulslänge für gepulsten Betriebsmodus
Beschreibung				SPCGAPC1 Ausgang 14	Beschreibung allgemeines Steuerungsobjekt
Betriebsmodus	0=Gepulst 1=Toggle/Anstehend -1=Aus			-1=Aus	Betriebsmodus für allgemeinen Steuerpunkt
Impulslänge	10...3600000	ms	10	1000	Impulslänge für gepulsten Betriebsmodus
Beschreibung				SPCGAPC1 Ausgang 15	Beschreibung allgemeines Steuerungsobjekt
Betriebsmodus	0=Gepulst 1=Toggle/Anstehend -1=Aus			-1=Aus	Betriebsmodus für allgemeinen Steuerpunkt
Impulslänge	10...3600000	ms	10	1000	Impulslänge für gepulsten Betriebsmodus
Beschreibung				SPCGAPC1 Ausgang 16	Beschreibung allgemeines Steuerungsobjekt

3.18 Wiederherstellen der Werkseinstellungen

Im Fall eines Verlustes von Konfigurationsdaten oder eines anderen Dateisystemfehlers, der die ordnungsgemäße Funktion des Schutzgeräts verhindert, kann das gesamte Dateisystem in der Original-Werkseinstellung wiederhergestellt werden. Alle ab Werk gespeicherten Standardeinstellungen und Konfigurationsdateien werden wiederhergestellt. Weitere Informationen zum Wiederherstellen der Werkseinstellungen finden Sie im Benutzerhandbuch.

3.19 Lastprofilrekorder LDPRLRC

3.19.1 Funktionsblock

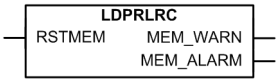


Abb. 100: Funktionsblock

3.19.2 Funktionalität

Das Gerät verfügt über eine Lastprofilaufzeichnung. Die Lastprofilfunktion speichert die Lastdaten, die in regelmäßigen Intervallen (Bedarfsintervall) erfasst werden. Bis zu 12 Lastmengen können zur Aufzeichnung uns Speicherung in einem nichtflüchtigen Speicher ausgewählt werden. Der Wertebereich für die aufgezeichneten Lastmengen beträgt etwa das Achtfache des Bemessungswerts sowie Werte, die den Sättigungswert überschreiten. Die Aufzeichnungsdauer hängt vom einstellbaren Bedarfsintervall-Parameter und der Anzahl der ausgewählten Mengen ab. Das Ausgangsformat der Aufzeichnung entspricht COMTRADE.

3.19.2.1 Einheit

Auswählbare Mengen sind produktabhängig.

Tabelle 200: Mengenbeschreibung

Ausgew. Menge x	Beschreibung
Deaktiviert	Menge nicht ausgewählt
IL1	Leiter 1 Strom
IL2	Leiter 2 Strom
IL3	Leiter 3 Strom
Io	Neutral/Erde/Summenstrom
IL1B	Leiter 1 Strom, B-Seite
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Ausgew. Menge x	Beschreibung
IL2B	Leiter 2 Strom, B-Seite
IL3B	Leiter 3 Strom, B-Seite
Io	Neutral/Erde/Summenstrom, B-Seite
U12	Leiter-Leiter 12 Spannung
U23	Leiter-Leiter 23 Spannung
U31	Leiter-Leiter 31 Spannung
UL1	Leiter-Erde 1 Spannung
UL2	Leiter-Erde 2 Spannung
UL3	Leiter-Erde 3 Spannung
U12B	Leiter-Leiter 12 Spannung, B-Seite
U23B	Leiter-Leiter 23 Spannung, B-Seite
U31B	Leiter-Leiter 31 Spannung, B-Seite
UL1B	Leiter-Erde 1 Spannung, B-Seite
UL2B	Leiter-Erde 2 Spannung, B-Seite
UL3B	Leiter-Erde 3 Spannung, B-Seite
S	Scheinleistung
P	Wirkleistung
Q	Blindleistung
PF	Leistungsfaktor
SB	Scheinleistung, B-Seite
PB	Wirkleistung, B-Seite
QB	Blindleistung, B-Seite
PFB	Leistungsfaktor, B-Seite
SL1	Scheinleistung, Leiter L1
SL2	Scheinleistung, Leiter L2
SL3	Scheinleistung, Leiter L3
PL1	Wirkleistung, Leiter L1
PL2	Wirkleistung, Leiter L2
PL3	Wirkleistung, Leiter L3
QL1	Blindleistung, Leiter L1
QL2	Blindleistung, Leiter L2
QL3	Blindleistung, Leiter L3
PFL1	Leistungsfaktor, Leiter L1
PFL2	Leistungsfaktor, Leiter L2
PFL3	Leistungsfaktor, Leiter L3
SL1B	Scheinleistung, Leiter L1, B-Seite
SL2B	Scheinleistung, Leiter L2, B-Seite
SL3B	Scheinleistung, Leiter L3, B-Seite
PL1B	Wirkleistung, Leiter L1, B-Seite
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Ausgew. Menge x	Beschreibung
PL2B	Wirkleistung, Leiter L2, B-Seite
PL3B	Wirkleistung, Leiter L3, B-Seite
QL1B	Scheinleistung, Leiter L1, B-Seite
QL2B	Scheinleistung, Leiter L2, B-Seite
QL3B	Scheinleistung, Leiter L3, B-Seite
PFL1B	Leistungsfaktor, Leiter L1, B-Seite
PFL2B	Leistungsfaktor, Leiter L2, B-Seite
PFL3B	Leistungsfaktor, Leiter L3, B-Seite
IL1C	Leiter 1 Strom, C-Seite
IL2C	Leiter 1 Strom, C-Seite
IL3C	Leiter 1 Strom, C-Seite

Wenn die Datenquelle für die ausgewählte Menge entfernt wird, beispielsweise über die Anwendungskonfiguration in PCM600, dann stoppt die Lastprofilaufzeichnung seine Auszeichnung und die vorher erfassten Daten werden gelöscht.

3.19.2.2 Länge der Aufzeichnung

Wenn eine Menge aufgezeichnet wird und das Bedarfsintervall auf 180 Minuten eingestellt wird, beträgt die Aufzeichnungsleistung etwa 7,4 Jahre. Bei kürzeren Bedarfsintervallen oder mehr aufzuzeichnenden Mengen, sinkt die Aufzeichnungsdauer proportional. Die Aufzeichnungsdauern in Tagen unter Einsatz unterschiedlicher Einstellungen ist in Tabelle 201 dargestellt. Wenn der Aufzeichnungspuffer voll belegt ist, werden die ältesten Daten mit den aktuellsten überschrieben.

Tabelle 201: Aufzeichnungsleistung in Tagen mit unterschiedlichen Einstellungen

	Bedarfsintervall						
	1 Minute	5 Minuten	10 Minuten	15 Minuten	30 Minuten	60 Minuten	180 Minuten
Anzahl von Mengen	**Aufzeichnungsleistung in Tagen**						
1	15,2	75,8	151,6	227,4	454,9	909,7	2729,2
2	11,4	56,9	113,7	170,6	341,1	682,3	2046,9
3	9,1	45,5	91,0	136,5	272,9	545,8	1637,5
4	7,6	37,9	75,8	113,7	227,4	454,9	1364,6
5	6,5	32,5	65,0	97,5	194,9	389,9	1169,6
6	5,7	28,4	56,9	85,3	170,6	341,1	1023,4
7	5,1	25,3	50,5	75,8	151,6	303,2	909,7

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

	Bedarfsintervall						
8	4,5	22,7	45,5	68,2	136,5	272,9	818,8
9	4,1	20,7	41,4	62,0	124,1	248,1	744,3
10	3,8	19,0	37,9	56,9	113,7	227,4	682,3
11	3,5	17,5	35,0	52,5	105,0	209,9	629,8
12	3,2	16,2	32,5	48,7	97,5	194,9	584,8

3.19.2.3 Hochladen einer Aufzeichnung

Das Gerät speichert die COMTRADE-Dateien mit dem Lastprofil im Ordner C:\LDP\COMTRADE ab. Die Dateien können via PCM600-Tool oder jeder anderen geeigneten Computersoftware mit Zugriff auf den Ordner C:\LDP\COMTRADE hochgeladen werden.

Die Lastprofilaufzeichnung besteht aus zwei COMTRADE-Dateitypen: die Konfigurationsdatei (.CFG) und die Datendatei (.DAT). Der Dateiname ist bei beiden Dateitypen identisch.

Um sicherzustellen, dass beide Dateitypen aus dem selben Dateninhalt erstellt werden, sind die Dateien nacheinander hochzuladen. Sobald eine der beiden Dateien hochgeladen ist, wird der Aufzeichnungspuffer angehalten, um weitere Zeit zum Hochladen der zweiten Datei einzuräumen.

Der Dateninhalt des Lastprofils wird nacheinander hochgeladen Daher ist die Größeneigenschaft beider COMTRADE-Dateien zunächst "0".

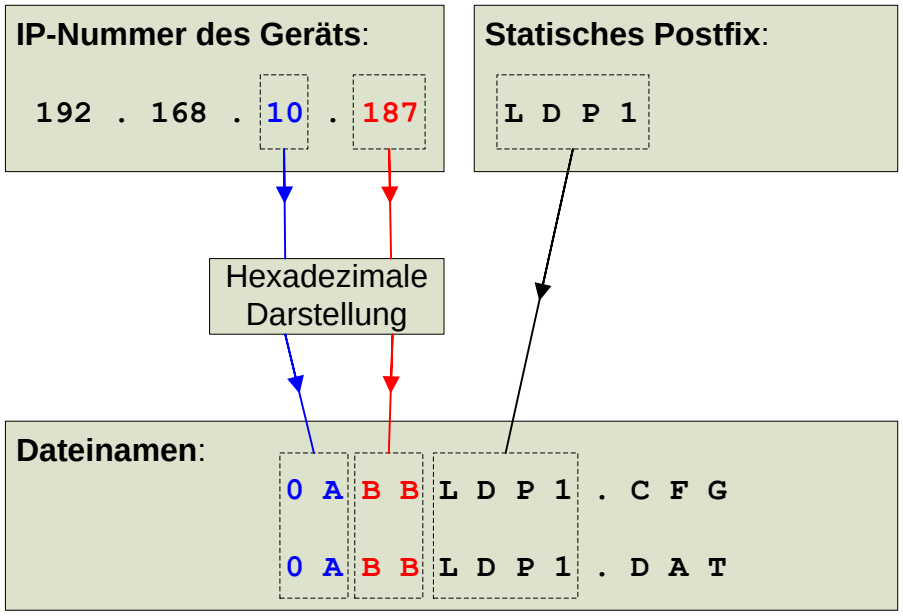


Abb. 101: Bezeichnung der Lastprofildatei

3.19.2.4 Löschen einer Aufzeichnung

Die Lastprofildatei kann via HMI über *Reset load profile rec*, die Kommunikation oder den Eingang ACT in PCM600 gelöscht werden. Das Löschen von Aufzeichnungen ist ausschließlich Ingenieuren oder dem Administrator mit entsprechenden Freigaben gestattet.

Die Lastprofilaufzeichnung wird automatisch gelöscht, wenn die Mengenauswahl-Parameter oder andere Parameter verändert werden, die den Inhalt der COMTRADE Konfigurationsdatei beeinflussen. Auch wenn die Datenquelle für die ausgewählte Menge entfernt wird, beispielsweise über ACT, dann stoppt die Lastprofilaufzeichnung seine Auszeichnung und die vorher erfassten Daten werden gelöscht.

3.19.3 Konfiguration

Die Lastprofilaufzeichnung kann mit dem PCM600-Tool oder jedem anderen Tool konfiguriert werden, das den IEC 61850 Standard unterstützt.

Die Lastprofilaufzeichnung kann über die Einstellung *Operation* im Menü **Konfiguration/Lastprofilaufzeichnung** aktiviert oder deaktiviert werden.

Jedes Gerät kann jedem der Mengenkanäle der Lastprofilaufzeichnung zugeordnet werden. Die Zuordnung erfolgt über die Einstellung *Quantity selection* des entsprechenden Mengenkanals.

Die IP-Nummer des Geräts und der Inhalt der Einstellung *Bay name* werden zur Kennzeichnung in die COMTRADE-Konfigurationsdatei aufgenommen.

Die Speicherbelegung der Lastprofilaufzeichnung wird überwacht und über zwei Signale (MEM_WARN und MEM_ALARM) angezeigt, die verwendet werden können, um den Anwender zu benachrichtigen, wenn die Aufzeichnung archiviert werden sollte, indem die Aufzeichnungsdaten vom Gerät ausgelesen werden. Die Stufen für MEM_WARN und MEM_ALARM werden über die zwei Parameter *Mem.warn level* und *Mem. Alarm level* eingestellt.

3.19.4 Signale

Tabelle 202: LDPRLRC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
MEM_WARN	BOOLEAN	Aufzeichnung Speicherwarnstatus
MEM_ALARM	BOOLEAN	Aufzeichnung Speicheralarmstatus

3.19.5 Einstellungen

Tabelle 203: LDPRLRC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Quantity Sel 1	0=Deaktiviert 1=IL1 2=IL2 3=IL3 4=Io 5=IL1B 6=IL2B 7=IL3B 8=IoB 9=U12 10=U23 11=U31 12=UL1 13=UL2 14=UL3 15=U12B 16=U23B 17=U31B 18=UL1B 19=UL2B 20=UL3B 21=S 22=P 23=Q 24=PF 25=SB 26=PB 27=QB 28=PFB 29=SL1 30=SL2 31=SL3 32=PL1 33=PL2 34=PL3 35=QL1 36=QL2 37=QL3 38=PFL1 39=PFL2 40=PFL3 41=SL1B 42=SL2B 43=SL3B 44=PL1B 45=PL2B 46=PL3B 47=QL1B 48=QL2B 49=QL3B 50=PFL1B 51=PFL2B 52=PFL3B 53=IL1C 54=IL2C 55=IL3C			0=Deaktiviert	Menge für die Aufzeichnung auswählen

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Quantity Sel 2	0=Deaktiviert 1=IL1 2=IL2 3=IL3 4=Io 5=IL1B 6=IL2B 7=IL3B 8=IoB 9=U12 10=U23 11=U31 12=UL1 13=UL2 14=UL3 15=U12B 16=U23B 17=U31B 18=UL1B 19=UL2B 20=UL3B 21=S 22=P 23=Q 24=PF 25=SB 26=PB 27=QB 28=PFB 29=SL1 30=SL2 31=SL3 32=PL1 33=PL2 34=PL3 35=QL1 36=QL2 37=QL3 38=PFL1 39=PFL2 40=PFL3 41=SL1B 42=SL2B 43=SL3B 44=PL1B 45=PL2B 46=PL3B 47=QL1B 48=QL2B 49=QL3B 50=PFL1B 51=PFL2B 52=PFL3B 53=IL1C 54=IL2C 55=IL3C			0=Deaktiviert	Menge für die Aufzeichnung auswählen

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Quantity Sel 3	0=Deaktiviert 1=IL1 2=IL2 3=IL3 4=Io 5=IL1B 6=IL2B 7=IL3B 8=IoB 9=U12 10=U23 11=U31 12=UL1 13=UL2 14=UL3 15=U12B 16=U23B 17=U31B 18=UL1B 19=UL2B 20=UL3B 21=S 22=P 23=Q 24=PF 25=SB 26=PB 27=QB 28=PFB 29=SL1 30=SL2 31=SL3 32=PL1 33=PL2 34=PL3 35=QL1 36=QL2 37=QL3 38=PFL1 39=PFL2 40=PFL3 41=SL1B 42=SL2B 43=SL3B 44=PL1B 45=PL2B 46=PL3B 47=QL1B 48=QL2B 49=QL3B 50=PFL1B 51=PFL2B 52=PFL3B 53=IL1C 54=IL2C 55=IL3C			0=Deaktiviert	Menge für die Aufzeichnung auswählen

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Quantity Sel 4	0=Deaktiviert 1=IL1 2=IL2 3=IL3 4=Io 5=IL1B 6=IL2B 7=IL3B 8=IoB 9=U12 10=U23 11=U31 12=UL1 13=UL2 14=UL3 15=U12B 16=U23B 17=U31B 18=UL1B 19=UL2B 20=UL3B 21=S 22=P 23=Q 24=PF 25=SB 26=PB 27=QB 28=PFB 29=SL1 30=SL2 31=SL3 32=PL1 33=PL2 34=PL3 35=QL1 36=QL2 37=QL3 38=PFL1 39=PFL2 40=PFL3 41=SL1B 42=SL2B 43=SL3B 44=PL1B 45=PL2B 46=PL3B 47=QL1B 48=QL2B 49=QL3B 50=PFL1B 51=PFL2B 52=PFL3B 53=IL1C 54=IL2C 55=IL3C			0=Deaktiviert	Menge für die Aufzeichnung auswählen

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Quantity Sel 5	0=Deaktiviert 1=IL1 2=IL2 3=IL3 4=Io 5=IL1B 6=IL2B 7=IL3B 8=IoB 9=U12 10=U23 11=U31 12=UL1 13=UL2 14=UL3 15=U12B 16=U23B 17=U31B 18=UL1B 19=UL2B 20=UL3B 21=S 22=P 23=Q 24=PF 25=SB 26=PB 27=QB 28=PFB 29=SL1 30=SL2 31=SL3 32=PL1 33=PL2 34=PL3 35=QL1 36=QL2 37=QL3 38=PFL1 39=PFL2 40=PFL3 41=SL1B 42=SL2B 43=SL3B 44=PL1B 45=PL2B 46=PL3B 47=QL1B 48=QL2B 49=QL3B 50=PFL1B 51=PFL2B 52=PFL3B 53=IL1C 54=IL2C 55=IL3C			0=Deaktiviert	Menge für die Aufzeichnung auswählen

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Quantity Sel 6	0=Deaktiviert 1=IL1 2=IL2 3=IL3 4=Io 5=IL1B 6=IL2B 7=IL3B 8=IoB 9=U12 10=U23 11=U31 12=UL1 13=UL2 14=UL3 15=U12B 16=U23B 17=U31B 18=UL1B 19=UL2B 20=UL3B 21=S 22=P 23=Q 24=PF 25=SB 26=PB 27=QB 28=PFB 29=SL1 30=SL2 31=SL3 32=PL1 33=PL2 34=PL3 35=QL1 36=QL2 37=QL3 38=PFL1 39=PFL2 40=PFL3 41=SL1B 42=SL2B 43=SL3B 44=PL1B 45=PL2B 46=PL3B 47=QL1B 48=QL2B 49=QL3B 50=PFL1B 51=PFL2B 52=PFL3B 53=IL1C 54=IL2C 55=IL3C			0=Deaktiviert	Menge für die Aufzeichnung auswählen

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Quantity Sel 7	0=Deaktiviert 1=IL1 2=IL2 3=IL3 4=Io 5=IL1B 6=IL2B 7=IL3B 8=IoB 9=U12 10=U23 11=U31 12=UL1 13=UL2 14=UL3 15=U12B 16=U23B 17=U31B 18=UL1B 19=UL2B 20=UL3B 21=S 22=P 23=Q 24=PF 25=SB 26=PB 27=QB 28=PFB 29=SL1 30=SL2 31=SL3 32=PL1 33=PL2 34=PL3 35=QL1 36=QL2 37=QL3 38=PFL1 39=PFL2 40=PFL3 41=SL1B 42=SL2B 43=SL3B 44=PL1B 45=PL2B 46=PL3B 47=QL1B 48=QL2B 49=QL3B 50=PFL1B 51=PFL2B 52=PFL3B 53=IL1C 54=IL2C 55=IL3C			0=Deaktiviert	Menge für die Aufzeichnung auswählen

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Quantity Sel 8	0=Deaktiviert 1=IL1 2=IL2 3=IL3 4=Io 5=IL1B 6=IL2B 7=IL3B 8=IoB 9=U12 10=U23 11=U31 12=UL1 13=UL2 14=UL3 15=U12B 16=U23B 17=U31B 18=UL1B 19=UL2B 20=UL3B 21=S 22=P 23=Q 24=PF 25=SB 26=PB 27=QB 28=PFB 29=SL1 30=SL2 31=SL3 32=PL1 33=PL2 34=PL3 35=QL1 36=QL2 37=QL3 38=PFL1 39=PFL2 40=PFL3 41=SL1B 42=SL2B 43=SL3B 44=PL1B 45=PL2B 46=PL3B 47=QL1B 48=QL2B 49=QL3B 50=PFL1B 51=PFL2B 52=PFL3B 53=IL1C 54=IL2C 55=IL3C			0=Deaktiviert	Menge für die Aufzeichnung auswählen

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Quantity Sel 9	0=Deaktiviert 1=IL1 2=IL2 3=IL3 4=Io 5=IL1B 6=IL2B 7=IL3B 8=IoB 9=U12 10=U23 11=U31 12=UL1 13=UL2 14=UL3 15=U12B 16=U23B 17=U31B 18=UL1B 19=UL2B 20=UL3B 21=S 22=P 23=Q 24=PF 25=SB 26=PB 27=QB 28=PFB 29=SL1 30=SL2 31=SL3 32=PL1 33=PL2 34=PL3 35=QL1 36=QL2 37=QL3 38=PFL1 39=PFL2 40=PFL3 41=SL1B 42=SL2B 43=SL3B 44=PL1B 45=PL2B 46=PL3B 47=QL1B 48=QL2B 49=QL3B 50=PFL1B 51=PFL2B 52=PFL3B 53=IL1C 54=IL2C 55=IL3C			0=Deaktiviert	Menge für die Aufzeichnung auswählen

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Quantity Sel 10	0=Deaktiviert 1=IL1 2=IL2 3=IL3 4=Io 5=IL1B 6=IL2B 7=IL3B 8=IoB 9=U12 10=U23 11=U31 12=UL1 13=UL2 14=UL3 15=U12B 16=U23B 17=U31B 18=UL1B 19=UL2B 20=UL3B 21=S 22=P 23=Q 24=PF 25=SB 26=PB 27=QB 28=PFB 29=SL1 30=SL2 31=SL3 32=PL1 33=PL2 34=PL3 35=QL1 36=QL2 37=QL3 38=PFL1 39=PFL2 40=PFL3 41=SL1B 42=SL2B 43=SL3B 44=PL1B 45=PL2B 46=PL3B 47=QL1B 48=QL2B 49=QL3B 50=PFL1B 51=PFL2B 52=PFL3B 53=IL1C 54=IL2C 55=IL3C			0=Deaktiviert	Menge für die Aufzeichnung auswählen

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Quantity Sel 11	0=Deaktiviert 1=IL1 2=IL2 3=IL3 4=Io 5=IL1B 6=IL2B 7=IL3B 8=IoB 9=U12 10=U23 11=U31 12=UL1 13=UL2 14=UL3 15=U12B 16=U23B 17=U31B 18=UL1B 19=UL2B 20=UL3B 21=S 22=P 23=Q 24=PF 25=SB 26=PB 27=QB 28=PFB 29=SL1 30=SL2 31=SL3 32=PL1 33=PL2 34=PL3 35=QL1 36=QL2 37=QL3 38=PFL1 39=PFL2 40=PFL3 41=SL1B 42=SL2B 43=SL3B 44=PL1B 45=PL2B 46=PL3B 47=QL1B 48=QL2B 49=QL3B 50=PFL1B 51=PFL2B 52=PFL3B 53=IL1C 54=IL2C 55=IL3C			0=Deaktiviert	Menge für die Aufzeichnung auswählen

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Quantity Sel 12	0=Deaktiviert 1=IL1 2=IL2 3=IL3 4=Io 5=IL1B 6=IL2B 7=IL3B 8=IoB 9=U12 10=U23 11=U31 12=UL1 13=UL2 14=UL3 15=U12B 16=U23B 17=U31B 18=UL1B 19=UL2B 20=UL3B 21=S 22=P 23=Q 24=PF 25=SB 26=PB 27=QB 28=PFB 29=SL1 30=SL2 31=SL3 32=PL1 33=PL2 34=PL3 35=QL1 36=QL2 37=QL3 38=PFL1 39=PFL2 40=PFL3 41=SL1B 42=SL2B 43=SL3B 44=PL1B 45=PL2B 46=PL3B 47=QL1B 48=QL2B 49=QL3B 50=PFL1B 51=PFL2B 52=PFL3B 53=IL1C 54=IL2C 55=IL3C			0=Deaktiviert	Menge für die Aufzeichnung auswählen
Speicher Warnpegel	0...100	%	1	0	Speicher-Warnpegel einstellen
Speicher Alarmpegel	0...100	%	1	0	Speicher-Alarmpegel einstellen

3.19.6 Überwachte Daten

Tabelle 204: LDPRLRC Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
Aufzeichnung verwendeter Speicher	INT32	0...100	%	Wie viel Aufzeichnungsspeicher momentan verwendet wird

3.20 ETHERNET Kanalüberwachungs-Funktionsblöcke

3.20.1 Redundante Ethernet-Kanalüberwachung (RCHLCCH)

3.20.1.1 Funktionsblock

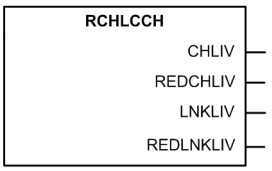


Abb. 102: Funktionsblock

3.20.1.2 Funktionalität

Die redundante Ethernet-Kanalüberwachung RCHLCCH entspricht den redundanten Ethernet-Kanälen LAN A und LAN B.

3.20.1.3 Signale

Tabelle 205: RCHLCCH Ausgangssignale

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
CHLIV	Wahr Falsch				Status des redundanten Ethernetkanals LAN A. Wenn *Redundanter Modus* auf "HSR" oder "PRP" eingestellt ist, ist der Wert "Wahr", wenn das Gerät Redundanzüberwachungs-Frames empfängt. Andernfalls ist der Wert "Falsch".
REDCHLIV	Wahr Falsch				Status des redundanten Ethernetkanals LAN B. Wenn *Redundanter Modus* auf "HSR" oder "PRP" eingestellt ist, ist der Wert "Wahr", wenn das Gerät Redundanzüberwachungs-Frames empfängt. Andernfalls ist der Wert "Falsch".
LNKLIV	Oben Unten				Verbindungsstatus des redundanten Ports LAN A. Nur gültig, wenn *Redundanter Modus* auf "HSR" oder "PRP" eingestellt ist.
REDLNKLIV	Oben Unten				Verbindungsstatus des redundanten Ports LAN B. Nur gültig, wenn *Redundanter Modus* auf "HSR" oder "PRP" eingestellt ist.

3.20.1.4 Einstellungen

Tabelle 206: Redundanzeinstellungen

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Redundanter Modus	Kein PRP HSR			Kein	Modusauswahl für Ethernet-Switch an redundanten Kommunikationsmodulen. Der Modus "Kein" wird verwendet mit normalen und selbstregenerierenden Ethernet-Topologien.

3.20.1.5 Überwachte Daten

Überwachte Daten sind an vier Stellen verfügbar.

- **Überwachung/Kommunikation/Ethernet/Aktivität/CHLIV_A**
- **Überwachung/Kommunikation/Ethernet/Aktivität/REDCHLIV_B**
- **Überwachung/Kommunikation/Ethernet/Verbindungsstatus/LNKLIV_A**
- **Überwachung/Kommunikation/Ethernet/Verbindungsstatus/ REDLNKLIV_B**

3.20.2 Ethernet-Kanalüberwachung (SCHLCCH)

3.20.2.1 Funktionsblock

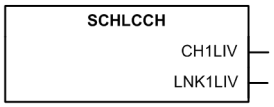


Abb. 103: Funktionsblock

3.20.2.2 Funktionalität

Die Ethernet Kanalüberwachung SCHLCCH entspricht den Ethernet-Kanälen X1/LAN, X2/LAN und X3/LAN.

Eine unbenutzte Ethernet-Schnittstelle kann mit der Einstellung **Konfiguration/Kommunikation/Ethernet/Rückseitige(r) Port(s)/Port x Modus** auf "Aus" gesetzt werden. Diese Einstellung schließt die Schnittstelle aus der Software aus und deaktiviert dadurch die Ethernet-Kommunikation über diese Schnittstelle. Das Schließen einer Ethernet-Schnittstelle erhöht die Cybersicherheit des Geräts.

3.20.2.3 Signale

Tabelle 207: SCHLCCH1 Ausgangssignale

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
CH1LIV	Wahr Falsch				Status des Ethernet-Kanals X1/LAN. Der Wert ist "True", wenn die Schnittstelle Ethernet-Frames empfängt. Gültig nur, wenn der *Redundante Modus* auf "Kein" eingestellt oder die Schnittstelle keine der redundanten Schnittstellen ist (LAN A oder LAN B).
LNK1LIV	Oben Unten				Verbindungsstatus von Ethernet-Schnittstelle X1/LAN.

Tabelle 208: SCHLCCH2 Ausgangssignale

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
CH2LIV	Wahr Falsch				Status des Ethernet-Kanals X2/LAN. Der Wert ist "True", wenn die Schnittstelle Ethernet-Frames empfängt. Gültig nur, wenn der *Redundante Modus* auf "Kein" eingestellt oder die Schnittstelle keine der redundanten Schnittstellen ist (LAN A oder LAN B).
LNK2LIV	Oben Unten				Verbindungsstatus von Ethernet-Schnittstelle X2/LAN.

Tabelle 209: SCHLCCH3 Ausgangssignale

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
CH3LIV	Wahr Falsch				Status des Ethernet-Kanals X3/LAN. Der Wert ist "True", wenn die Schnittstelle Ethernet-Frames empfängt. Gültig nur, wenn der *Redundante Modus* auf "Kein" eingestellt oder die Schnittstelle keine der redundanten Schnittstellen ist (LAN A oder LAN B).
LNK3LIV	Oben Unten				Verbindungsstatus von Ethernet-Schnittstelle X3/LAN.

3.20.2.4 Einstellungen

Tabelle 210: Einstellungen des Portmodus

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Port 1 Modus	Aus Ein			Ein	Modusauswahl für rückwärtige Schnittstellen Wenn die Schnittstelle nicht verwendet wird, kann sie auf "Aus" eingestellt werden. Die Schnittstelle kann nicht auf "Aus" eingestellt werden, wenn der *Redundante Modus* "HSR" oder "PRP" ist und die Schnittstelle eine der redundanten Schnittstellen ist (LAN A oder LAN B) oder wenn die Schnittstelle für die Leitungsdifferentialkommunikation verwendet wird.
Port 2 Modus	Aus Ein			Ein	Modusauswahl für rückwärtige Schnittstellen Wenn die Schnittstelle nicht verwendet wird, kann die auf "Aus" eingestellt werden. Die Schnittstelle kann nicht auf "Aus" eingestellt werden, wenn der *Redundante Modus* "HSR" oder "PRP" ist und die Schnittstelle eine der redundanten Schnittstellen ist (LAN A oder LAN B).
Port 3 Modus	Aus Ein			Ein	Modusauswahl für rückwärtige Schnittstellen Wenn die Schnittstelle nicht verwendet wird, kann sie auf "Aus" eingestellt werden. Die Schnittstelle kann nicht auf "Aus" eingestellt werden, wenn der *Redundante Modus* "HSR" oder "PRP" ist und die Schnittstelle eine der redundanten Schnittstellen ist (LAN A oder LAN B).

3.20.2.5 Überwachte Daten

Überwachte Daten sind an sechs Stellen verfügbar.

- **Überwachung/Kommunikation/Ethernet/Aktivität/CH1LIV**
- **Überwachung/Kommunikation/Ethernet/Aktivität/CH2LIV**
- **Überwachung/Kommunikation/Ethernet/Aktivität/CH3LIV**

- **Überwachung/Kommunikation/Ethernet/Verbindungsstatus/LNK1LIV**
- **Überwachung/Kommunikation/Ethernet/Verbindungsstatus/LNK2LIV**
- **Überwachung/Kommunikation/Ethernet/Verbindungsstatus/LNK3LIV**

Abschnitt 4 Schutzfunktionen

4.1 Leistungsschutz

4.1.1 Leiter-Überstromschutz (PHxPTOC)

4.1.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Zeitverzögerter Leiter-Überstromschutz (I>)	PHLPTOC	3I>	51P-1
Zeitverzögerter Leiter-Überstromschutz (I>>)	PHHPTOC	3I>>	51P-2
Unverzögerter Leiter-Überstromschutz (I>>>)	PHIPTOC	3I>>>	50P/51P

4.1.1.2 Funktionsblock

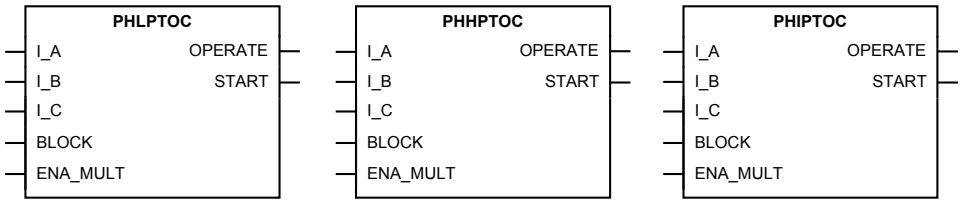


Abb. 104: Funktionsblock

4.1.1.3 Funktionalität

Die zeitverzögerte Leiter-Überstromschutzfunktion PHxPTOC wird für den ein-, zwei- oder dreiphasigen Überstrom- und Kurzschlussschutz eingesetzt.

Die Funktion wird angeregt, wenn der Stroms den eingestellten Wert übersteigt. Als Auslösezeit-Kennlinie für die 1. Stufe PHLPTOC und 2. Stufe PHHPTOC kann entweder die unabhängige Zeit (DT) oder die abhängige Zeit (IDMT) ausgewählt werden.Die unverzögerte Stufe PHIPTOC löst immer anhand der unabhängigen Zeit aus.

Im unabhängigen Zeitmodus löst die Funktion nach einer voreingestellten Auslösezeit aus und fällt zurück, wenn der Fehlerstrom nicht mehr anliegt. Im abhängigen Zeitmodus stehen stromabhängige Zeit-Kennlinien zur Verfügung.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Falls gewünscht, können die Ausgänge der Funktion, Zeitgeber oder die Funktion selbst gesperrt werden.

4.1.1.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion eines Überstromschutzes kann im nachfolgendem Logikdiagramm erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

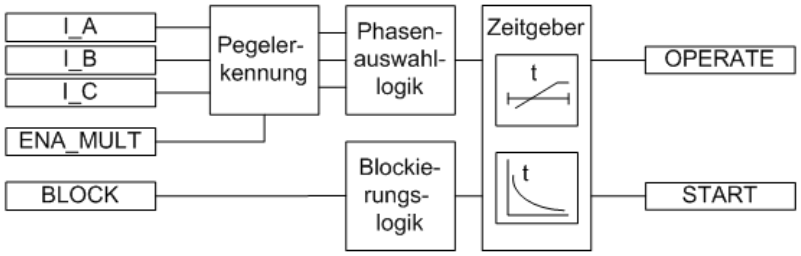


Abb. 105: Logikdiagramm. I_L1, I_L2 und I_L3 repräsentieren Leiterströme.

Pegelerkennung

Die gemessenen Leiterströme werden leiterweise mit dem eingestellten *Startwert* verglichen. Überschreitet der Messwert den eingestellten *Startwert*, meldet die Schwellenwerterkennung das Überschreiten des Werts der Leiterauswahllogik. Ist der Eingang `ENA_MULT` aktiv, wird der eingestellte *Startwert* mit der Einstellung *STARTWERT Mult* multipliziert.

Das Gerät akzeptiert weder die Einstellung *Startwert* noch *STARTWERT Mult*, falls das Produkt dieser Einstellungen den Einstellbereich *Startwert* überschreitet.

Die Multiplikation des Startwerts erfolgt, wenn die Einschaltstromerkennungsfunktion (INRPHAR) mit dem Eingang `ENA_MULT` verbunden und aktiviert ist.

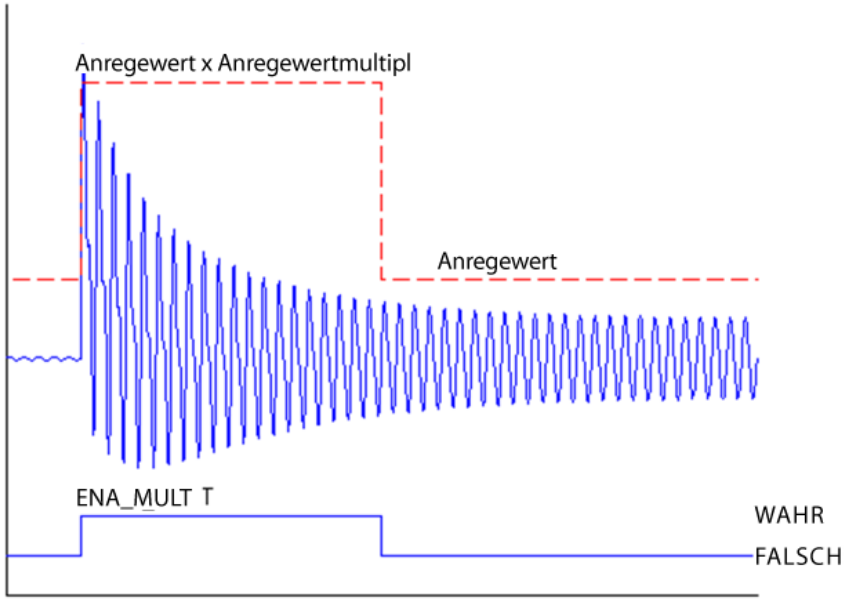


Abb. 106: Verhalten des Startwerts mit aktiviertem Eingang `ENA_MULT`

Leiterauswahllogik

Sind die Fehlerkriterien in der Pegelerkennung erfüllt, dann erkennt die Leiterauswahllogik die Leiter in denen der gemessene Strom den Einstellwert überschreitet. Entspricht die Leiterinformation der Einstellung *Anzahl der Leiteranreg.*, dann aktiviert die Leiterauswahllogik den Zeitgeber.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang `START`. Abhängig vom Wert der Einstellung *Typ Auslösekennlinie* entspricht die Zeitkennlinie DT oder IDMT. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den Wert *Auslösezeit* im unabhängigen Zeitmodus oder den in der abhängigen Zeitkurve definierten Maximalwert erreicht, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert.

Wenn die vom Benutzer programmierbare abhängige Zeitkennlinie gewählt wird, werden die Auslösezeit-Kennlinien durch die Parameter *Kurvenparameter A*, *Kurvenparameter B*, *Kurvenparameter C*, *Kurvenparameter D* und *Kurvenparameter E* definiert.

Wenn eine Rückfallsituation auftritt, d. h. ein Fehler plötzlich verschwindet, bevor die Auslöseverzögerung überschritten ist, wird der Rücksetzzustand des Zeitgebers aktiviert. Das Verhalten des Zeitgebers im Rücksetzzustand ist abhängig von der Kombination der Einstellungen *Typ Auslösekennlinie*, *Typ Rücksetzkurve* und *Rückfallzeitverzögerung*. Wenn die unabhängige Kennlinie ausgewählt wurde, läuft der Rücksetzzeitgeber, bis der festgelegte Wert der Einstellung

Rückfallzeitverzögerung überschritten wird. Wenn die abhängigen Kennlinien ausgewählt wurden, kann die Einstellung *Typ Rücksetzkurve* auf einen der Werte "Unverzögert", "Unabh.Rücksetzzeit" oder "Abh. Rücksetzzeit" eingestellt werden. Der Rücksetzkurventyp "Unverzögert" veranlasst ein sofortiges Rücksetzen. Wenn der Rücksetzkurventyp "Unabh.Rücksetzzeit" ausgewählt wird, hängt die Rücksetzzeit von der Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* ab. Wenn der Rücksetzkurventyp "Inv.Rücksetzzeit" ausgewählt wird, hängt die Rücksetzzeit vom Strom während der Rückfallsituation ab. Der Ausgang START wird nach Ablauf des Rücksetzzeitgebers deaktiviert.

Die Auswahl "Abhängige Rücksetzzeit" wird nur von ANSI oder benutzerprogrammierbaren Typen der abhängigen Auslösekurven unterstützt. Wenn ein anderer Auslösekurventyp ausgewählt wird, findet während der Rückfallsituation ein sofortiges Rücksetzen statt.

Die Einstellung *Zeitmultiplikator* wird zur Skalierung der abhängigen Auslöse- und -Rücksetzzeiten verwendet.

Der Einstellungsparameter *Minimale Auslösezeit* legt die gewünschte minimale Auslösezeit für die abhängige Kurve fest. Diese Einstellung ist nur relevant, wenn die abhängigen Zeitkennlinien verwendet werden.

Setzen Sie die Einstellung für *Minimale Auslösezeit* umsichtig ein: die Auslösezeit richtet sich nach der abhängigen Zeitkennlinie aber sie muss mindestens den Wert der Einstellung *Minimale Auslösezeit* betragen. Weitere Informationen finden Sie im Abschnitt abhängige Zeitkennlinien für Leiter-Überstromrichtungsschutz in diesem Handbuch.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden vom Eingang BLOCK und der globalen Einstellung **Konfiguration/System/ Blockiermodus** gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Geräteprogramms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslösezeitgeber auf den geltenden Wert eingefroren, aber der Ausgang OPERATE wird nicht aktiviert, wenn die Blockierung aktiviert ist. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber

werden zurückgesetzt. Im Modus "Ausgang AUSLÖSUNG blockieren" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang AUSLÖSUNG wird jedoch nicht aktiviert.

4.1.1.5 Messmodi

Die Funktion löst nach vier alternativen Messmodi aus: "RMS", "DFT", "Peak-to-Peak" und "P-to-P + backup". Darüber hinaus steht in einigen Produktvarianten auch ein “Weiter P-to-P” Messmodus zur Verfügung. Der Messmodus wird über die Einstellung *Messmodus* ausgewählt.

Tabelle 211: Von den PHxPTOC-Stufen unterstützte Messmodi

Messmodus	PHLPTOC	PHHPTOC	PHIPTOC
Effektivwert (RMS)	x	x	
Grundwert (DFT)	x	x	
Spitzenwert (Peak-to-Peak)	x	x	
Spitzenwert + Reserve (P-to-P+backup)			x
Weiter Spitzenwert (Wide P-to-P)	x [1)]		

1) Nur bei REG615 in den Standardkonfigurationen C und D verfügbar

Eine ausführliche Beschreibung der Messmodi finden Sie im Kapitel Messmodi dieses Handbuchs.

4.1.1.6 Zeitkennlinien

PHxPTOC unterstützt unabhängige und abhängige Kennlinien. Der Benutzer kann die Zeitkennlinien in den Einstellungen *Typ Auslösekennlinie* und *Typ Rücksetzkurve* auswählen. Wenn die unabhängige Kennlinie ausgewählt ist, wird sie nur von den Einstellungen *Auslösezeit* und *Rückfallzeitverzögerung* beeinflusst.

Das Gerät stellt 16 unabhängige Kennlinien zur Verfügung, von denen sieben den IEEE C37.112 und sechs den IEC 60255-3 Standard erfüllen. Zwei Kennlinien folgen den besonderen Gegebenheiten in der ABB Praxis und werden als RI und RD bezeichnet. Zusätzlich kann eine benutzerprogrammierbare Kennlinie eingesetzt werden, falls keine der Standardkennlinien anwendbar sind. Die unabhängige Kennlinie kann durch die Auswahl des Werts *Typ Auslösekennlinie* "ANSI Def. " oder "DT (IEC)" festgelegt werden. Die Funktion ist in beiden Fällen identisch.

Die Kennlinien des Zeitgebers, die von den unterschiedlichen Stufen unterstützt werden erfüllen die Liste in den Spezifikationen von IEC 61850-7-4 und zeigen die Kennlinien an, die von den unterschiedlichen Stufen unterstützt werden:

Tabelle 212: Von den unterschiedlichen Stufen unterstützte Kennlinien des Zeitgebers

Auslösekennlinientyp	PHLPTOC	PHHPTOC
(1) ANSI Extrem abhängig	x	x
(2) ANSI Sehr abhängig	x	
(3) ANSI Normal abhängig	x	x
(4) ANSI Mäßig abhängig	x	
(5) ANSI Unabhängige Zeit	x	x
(6) Langzeit Extrem abhängig	x	
(7) Langzeit Sehr abhängig	x	
(8) Langzeit abhängig	x	
(9) IEC Normal abhängig	x	x
(10) IEC Sehr abhängig	x	x
(11) IEC abhängig	x	
(12) IEC Extrem abhängig	x	x
(13) IEC Kurzzeit abhängig	x	
(14) IEC Langzeit abhängig	x	
(15) IEC Unabhängige Zeit	x	x
(17) Benutzerprogrammierbar	x	x
(18) RI-Typ	x	
(19) RD-Typ	x	

PHIPTOC unterstützt ausschließlich die unabhängige Kennlinie.

Eine ausführliche Beschreibung der Zeitgeber finden Sie im Kapitel Allgemeine Funktionsblockeigenschaften in diesem Handbuch.

Tabelle 213: Von den unterschiedlichen Stufen unterstützte Rückfallzeit-Kennlinien

Rückfallkennlinien-typ	PHLPTOC	PHHPTOC	Anmerkung
(1) Unverzögert	x	x	Für alle Auslösezeit-Kennlinien verfügbar
(2) Rücksetzen unabh. Zeit	x	x	Für alle Auslösezeit-Kennlinien verfügbar
(3) Rücksetzen abh. Zeit	x	x	Nur für ANSI und benutzerprogrammierbare Kennlinien verfügbar

Die Einstellung *Typ Rücksetzkurve* ist bei PHIPTOC oder bei ausgewählter unabhängiger Überstromschutz-Funktion nicht

anwendbar. Die Rücksetzung wird ausschließlich durch die Einstellung *Auslöseverzögerung* definiert.

4.1.1.7 Anwendung

PHxPTOC wird im elektrischen Netz in zahlreichen Anwendungen eingesetzt. Die Anwendungen umfassen, beschränken sich aber nicht auf:

- Selektiver Überstrom- und Kurzschlussschutz von Abgängen in Verteil- und Stromübertragungssystemen
- Reserve-Überstrom- und Kurzschlussschutz für Transformatoren und Generatoren
- Überstrom- und Kurzschlussschutz für verschiedene am elektrischen Netz angeschlossene Geräte, beispielsweise Kondensatorbänke, Shunt-Drosseln und Motoren
- Allgemeiner Reserveschutz

PHxPTOC wird für den ungerichteten ein-, zwei- und dreipoligen Überstrom- und Kurzschlussschutz eingesetzt. Typischerweise wird der Überstromschutz zum Beheben von zwei- und dreipoligen Kurzschlüssen verwendet. Der Benutzer kann daher wählen, an wie vielen Leitern mindestens ein Strom oberhalb der Startstufe vorliegen muss, damit die Funktion auslöst. Wenn die Anzahl der Startleiter-Einstellung auf "1 von 3" eingestellt wird, dann wird die Auslösung von PHxPTOC für einen hohen Strom in einem Leiter aktiviert.

Wird die Einstellung "2 von 3" oder "3 von 3" gewählt, dann werden einpolige Fehler nicht erkannt. Bei der Einstellung "3 von 3" muss ein Fehler in allen drei Leitern vorliegen.

Zahlreiche Anwendungen erfordern mehrere Stufen mit verschiedenen Strom-Startpegeln und Zeitverzögerungen. PHxPTOC besteht aus drei Schutzstufen.

- 1. Stufe PHLPTOC
- 2. Stufe PHHPTOC
- Unverzögert PHIPTOC

PHLPTOC wird für den Überstromschutz eingesetzt. Die Funktion beinhaltet zahlreiche Typen von Zeitverzögerungs-Kennlinien. PHHPTOC und PHIPTOC werden für die schnelle Behebung von Zwischenfällen mit sehr hohem Überstrom verwendet.

Transformator-Überstromschutz

Der Transformator-Überstromschutz dient hauptsächlich als primärer Schutz, wenn der Differentialschutz nicht zum Einsatz kommt. Er kann auch als rudimentärer Reserveschutz für den Differentialschutz verwendet werden, wenn der Fehler

innerhalb der Schutzzone auftritt, d.h. Fehler die im Bereich von Transformatoranschlüssen und Tankabdeckungen in ein- oder ausgehenden Abgängen auftreten. Dies bedeutet, dass der Größenbereich des Fehlerstroms sehr breit sein kann. Der Bereich variiert zwischen $6xI_n$ und bis zu mehrere Hundert Male I_r, je nach Impedanz des Transformators und der Quellimpedanz des Einspeisenetzes. Aus diesem Blickwinkel ist es offensichtlich, dass die Auslösung sowohl sehr schnell als auch selektiv erfolgen muss, was normalerweise über den Einsatz grober Stromeinstellungen erreicht wird.

Der Zweck ist auch der Schutz des Transformators vor Kurzschlüssen, die außerhalb der Schutzzone auftreten, d.h. Durchgangsfehler. Der Transformator-Überstromschutz bietet auch einen Schutz der unterspannungsseitigen Sammelschienen. In diesem Fall liegt die Größe des Fehlerstroms typischerweise unter $12xI_n$, je nachdem, wo der Fehler auftritt und je nach Impedanz des Transformators. Folglich muss der Schutz so schnell wie möglich auslösen und dabei die Selektivitätsanforderungen, Einschaltströme sowie die thermische und mechanische Belastbarkeit des Transformators und der ausgehenden Abgänge berücksichtigen.

Traditionell wurde der Überstromschutz des Transformators wie in Abbildung 107 dargestellt angeordnet. Die 1. Stufe von PHLPTOC löst zeitselektiv sowohl bei Fehlern an der Transformatorseite als auch an der unterspannungsseitigen Sammelschiene aus. Die 2. Stufe von PHHPTOC löst unverzögert aus und setzt die Selektivität nur bei oberspannungsseitigen Transformatorfehlern ein. Wenn die Möglichkeit besteht, dass der Fehlerstrom auch von der Unterspannungsseite zur Oberspannungsseite fließt, muss der Transformator mit einem unterspannungsseitigen Überstromschutz ausgestattet sein. Für Einschaltsituationen werden Einschaltstromdetektoren verwendet, um den Startstromwert in jedem Gerät zu vervielfachen, in denen Einschaltströme auftreten können. Der Überstrom- und kontaktbasierte Schaltversagerschutz CCBRBRF wird eingesetzt, um das Schutzschema im Fall eines Leistungsschalter-Ausfalls zu bestätigen.

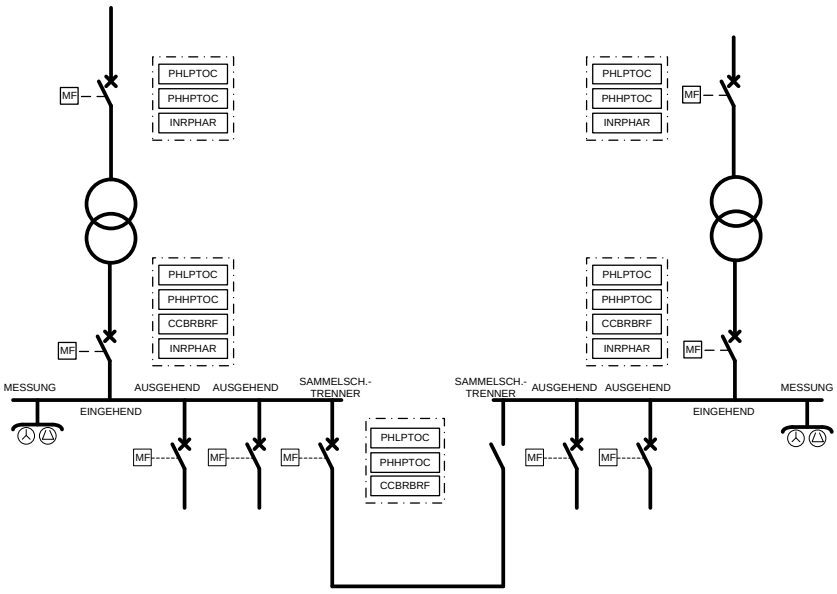


Abb. 107: Beispiel für einen traditionellen zeitselektiven Transformator-Überstromschutz

Die Auslösezeiten des Überstrom-Primär- und Reserveschutzes im oben genannten Schema werden relativ lang. Dies gilt insbesondere für Sammelschienenfehler und auch bei Fehlern an den Niederspannungsanschlüssen von Transformatoren. Um die Leistung des oben aufgeführten Schemas zu verbessern, wird ein mehrstufiger Überstromschutz mit Blockierung in Gegenrichtung vorgeschlagen. In Abbildung 108 ist diese Anordnung dargestellt.

Überstromschutz für Transformator und Sammelschienen mit Blockierung in Gegenrichtung

Durch die Umsetzung eines kompletten Satzes von Überstrom-Schutzstufen und Blockierkanälen zwischen den Schutzstufen der eingehenden Abgänge, Sammelschienenkupplung und ausgehenden Abgängen, ist es möglich, die Auslösung des Überstromschutzes bei Fehlern an der Sammelschiene und an der Niederspannungsseite von Transformatoren zu beschleunigen, ohne die Selektivität zu beeinträchtigen. Der Sicherheitsgrad des Sammelschienenschutzes wird ebenfalls erhöht, da nun eine dedizierte, selektive und schnelle Sammelschienen-Schutzfunktion vorliegt, die auf dem blockierbaren Überstrom-Schutzprinzip basiert. Die zusätzlichen zeitselektiven Stufen an der Hoch- und Niederspannungsseite des Transformators bieten einen höheren Sicherheitsgrad des Reserveschutzes für den Transformator, die Sammelschiene und sogar für ausgehende Abgänge.

Je nach fraglicher Überstromstufe basiert die Selektivität des Schemas in Abbildung 108 auf dem Auslösestrom, der Auslösezeit oder den Blockierungen der aufeinander folgenden Überstromstufen. Dank der Blockierkanäle kann die Auslösezeit des Schutzes im Vergleich zum einfachen zeitselektiven Schutz beträchtlich verringert werden. Zusätzlich zum Sammelschienenschutz kann dieses Blockierprinzip auch für

den Schutz der Niederspannungsanschlüsse von Transformatoren und kurze Leitungen verwendet werden. Die Funktionalität und Leistung der vorgeschlagenen Überstromschutzfunktionen kann wie in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst werden.

Tabelle 214: Vorgeschlagene Funktionalität des numerischen Transformator- und Sammelschienen-Überstromschutzes. DT = unabhängige Zeit, IDMT = abhängige Zeit

O/C-Stufe	Auslösekennlinie	Selektivitätsmodus	Auslösegeschwindigkeit	Empfindlichkeit
HV/3I>	DT/IDMT	zeitselektiv	1.	sehr hoch
HV/3I>>	DT	blockierbar/zeitselektiv	hoch/niedrig	hoch
HV/3I>>>	DT	stromselektiv	sehr hoch	1.
LV/3I>	DT/IDMT	zeitselektiv	1.	sehr hoch
LV/3I>>	DT	zeitselektiv	1.	hoch
LV/3I>>>	DT	blockierbar	hoch	hoch

Falls der Leistungsschalter einer Sammelschienenkupplung offen ist, beträgt die Auslösezeit des blockierbaren Überstromschutzes etwa 100 ms (Schaltzeit). Wenn der Leistungsschalter der Sammelschienenkupplung geschlossen ist, d.h. der Fehlerstrom fließt aus zwei Richtungen in den Bereich der Sammelschiene mit dem Fehler, dann verändert sich die Auslösezeit wie folgt: zuerst löst das Gerät der Sammelschienenkupplung den Leistungsschalter der Kupplung in 100 ms (s.o.) aus, was den Fehlerstrom halbiert. Anschließend löst das Gerät des eingehenden Abgangs im Sammelschienenbereich mit dem Fehler den Leistungsschalter innerhalb von etwa 250 ms (Schaltzeit) aus, die in diesem Fall die Gesamtzeit zum Beheben des Fehlers ausmachen.

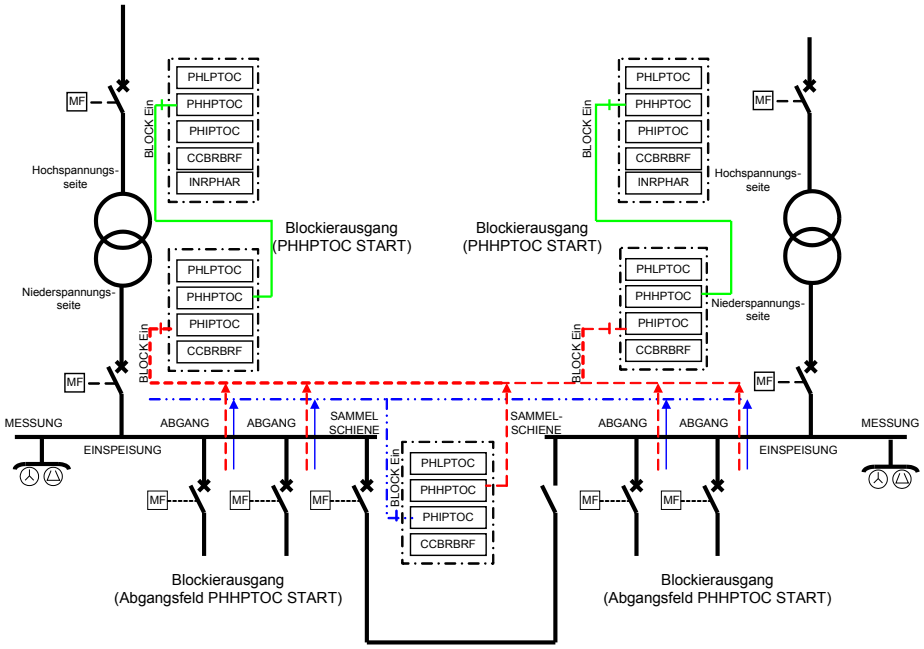


Abb. 108: Numerische Überstrom-Schutzfunktion für ein typisches Stromübertragungs-/Verteilsystem (Abgangsschutz nicht dargestellt).Blockierausgang = digitales Ausgangssignal des Starts einer Schutzstufe, Blockiereingang = digitales Eingangssignal zur Blockierung der Auslösung der Schutzstufe

Die Auslösezeiten der zeitselektiven Stufen sind sehr kurz, da die Stufengrößen zwischen den aufeinander folgenden Schutzstufen so kurz gehalten werden können. Dies ist hauptsächlich dem fortschrittlichen Messprinzips zu verdanken, das einen bestimmten Grad an Stromwandlersättigung, eine gute Auslösegenauigkeit sowie kurze Verzögerungszeiten der numerischen Einheiten ermöglicht. So kann beispielsweise eine Stufengröße von 150 ms im DT-Modus der Auslösung verwendet werden, sofern die Unterbrechungszeit des Leistungsschalters weniger als 60 ms beträgt.

Die Empfindlichkeit und Geschwindigkeit der stromselektiven Stufen wird aufgrund der äußerst geringen Transienten-Überreichweite so gut wie möglich. Auch die Wirkung der Einschaltströme auf die Einstellwerte kann durch die Verwendung der Gerätelogik verringert werden, die den Transformator-Einschaltstrom erkennt und die Auslösung unterbindet oder den Startwert der ausgewählten Überstromstufe für den Strom um einen vordefinierten Faktor vervielfältigt.

Eine zuverlässige Auslösung des Überstromschutzes wird sowohl durch die richtige Auswahl der Einstellungen als auch durch die adäquate Fähigkeit der Messwandler den Fehlerstroms zu reproduzieren, sicher gestellt. Dies ist wichtig, um eine Selektivität aufrecht zu erhalten und auch damit der Schutz ohne weitere Zeitverzögerungen auslöst. Weitere Informationen über verfügbare Messmodi und die Anforderungen an Stromwandler sind dem Kapitel Messmodi in diesem Handbuch zu entnehmen.

Überstromschutz an radial ausgehenden Abgängen

Die grundlegenden Anforderungen an den Überstromschutz für Abgänge bestehen in der geeigneten Empfindlichkeit und Auslösegeschwindigkeit unter Berücksichtigung der Mindest- und Höchstpegel des Fehlerstroms an der geschützten Leistung, der Selektivitätsanforderungen, der Einschaltströme und thermischen und mechanischen Belastbarkeit der zu schützenden Leitungen.

In vielen Fällen sind die oben aufgeführten Anforderungen am besten zu erfüllen, wenn Überstromeinheiten mit mehreren Stufen eingesetzt werden. In Abbildung 109 ist ein Beispiel hierzu dargestellt. Für ein- und ausgehende Abgänge wurde eine kurze Koordinationsstudie durchgeführt.

Das Schutzschema wird mit einem dreistufigen numerischen Überstromschutz umgesetzt, bei dem die 1. Stufe PHLPTOC im IDMT-Modus auslöst und die beiden höheren Stufen PHHPTOC und PHIPTOC im DT-Modus. Die thermische Belastbarkeit der Leitungstypen an den Abgängen und der maximal erwartete Einschaltstrom der Abgänge sind angegeben. Fehler die in der Umgebung der Station auftreten, an der die Strompegel am höchsten sind, werden von der unverzögerten Stufe schnell behoben, um die Wirkung schwerwiegender Kurzschlussfehler zu minimieren. Der Einfluss des Einschaltstroms wird berücksichtigt, indem der Einschaltstrom-Detektor mit dem Startwert-Multiplikator der unverzögerten Stufe verbunden wird. Auf diese Weise wird der Startwert in einer Einschaltsituation mit einer vordefinierten Einstellung multipliziert und ein fehlerhaftes Auslösen verhindert.

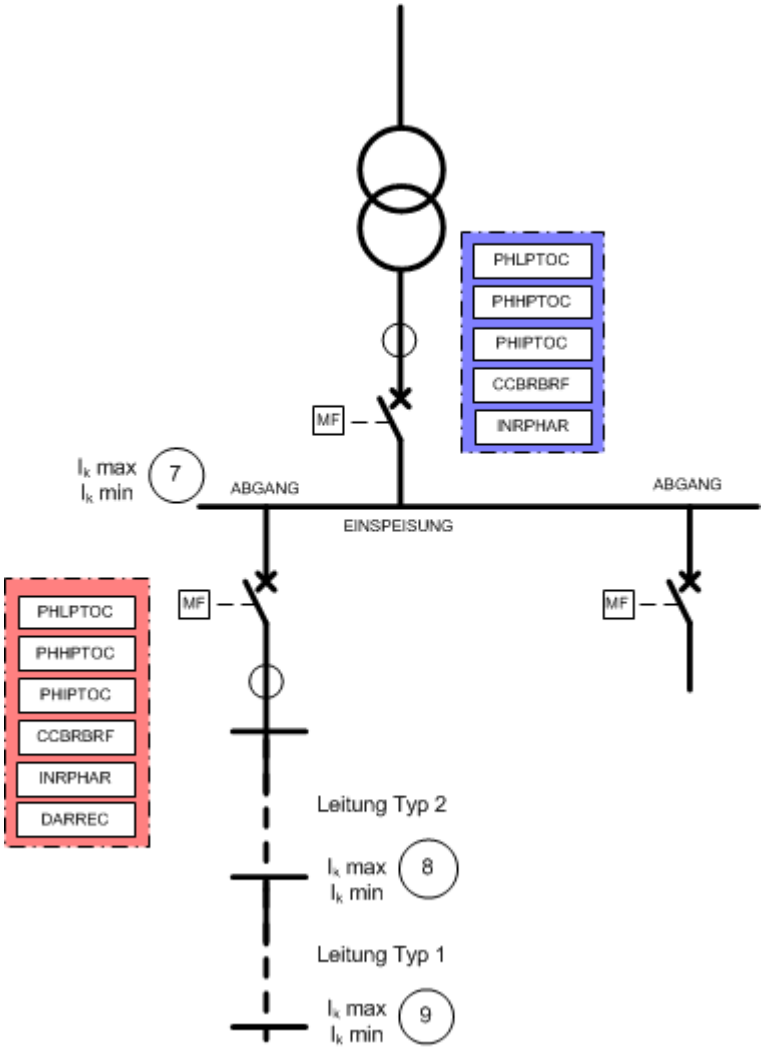


Abb. 109: Funktionalität des numerischen mehrstufigen Überstromschutzes

Der Koordinationsplan ist ein wirkungsvolles Werkzeug zur Untersuchung der Auslösung von zeitselektiven Auslösekennlinien. Alle vorher genannten Punkte, die zur Definition der Überstromschutz-Parameter erforderlich sind, können in einem Koordinationsplan gleichzeitig ausgedrückt werden. In Abbildung 110 zeigt der Koordinationsplan ein Beispiel von Auslösekennlinien an der Niederspannungsseite des eingehenden Abgangs und des radial ausgehenden Abgangs.

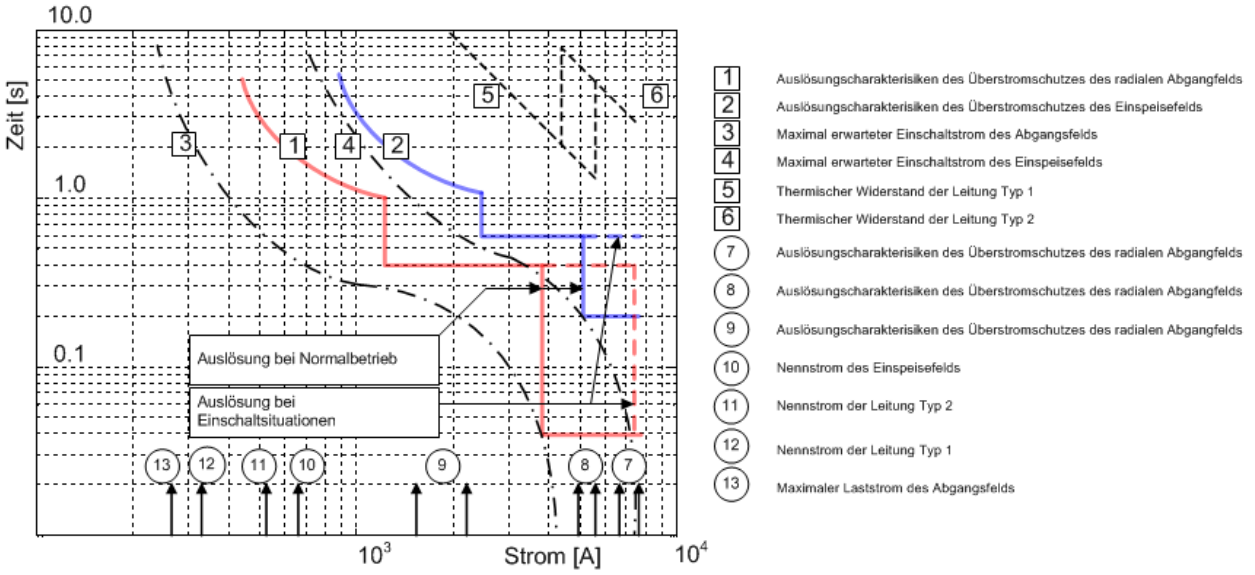


Abb. 110: Beispiel zur Koordination des numerischen mehrstufigen Überstromschutzes

4.1.1.8 Signale

Tabelle 215: PHLPTOC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus
AKT_MULT	BOOLEAN	0=False	Aktivierungs-Signal für Strommultiplikator

Tabelle 216: PHHPTOC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus
AKT_MULT	BOOLEAN	0=False	Aktivierungs-Signal für Strommultiplikator

Tabelle 217: PHIPTOC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus
AKT_MULT	BOOLEAN	0=False	Aktivierungs-Signal für Strommultiplikator

Tabelle 218: PHLPTOC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

Tabelle 219: PHHPTOC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

Tabelle 220: PHIPTOC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

4.1.1.9 Einstellungen

Tabelle 221: PHLPTOC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	0.05...5.00	xIn	0.01	0.05	Anregewert
Anregewertmultipl	0.8...10.0		0.1	1.0	Multiplikator zur Skalierung des Anregewertes
Zeitmultiplikator	0.05...15.00		0.01	1.00	Zeit-Multiplikator in IEC/ANSI abhängigen Zeitkennlinien
Auslöseverzögerung	40...200000	ms	10	40	Auslöseverzögerung
Auslösekurve	1=ANSI Ext. inv. 2=ANSI Sehr inv. 3=ANSI Norm. inv. 4=ANSI Mod. inv. 5=unabhängige (ANSI) Zeit 6=L.T.E. inv. 7=L.T.V. inv. 8=L.T. inv. 9=IEC Norm. inv. 10=IEC Sehr inv. 11=IEC inv. 12=IEC Ext. inv. 13=IEC S.T. inv. 14=IEC L.T. inv. 15=IEC unabhängige Zeit 17=Programmierbar 18=RI Typ 19=RD Typ			15=IEC unabhängige Zeit	Auswahl der Zeitverzögerungskurve

Tabelle 222: PHLPTOC Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzkurve	1=Sofort 2=Unabh.Rücksetzzeit 3=Inv. Rücksetzzeit			1=Sofort	Auswahl des Rücksetzkurventyps

Tabelle 223: PHLPTOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Anzahl der anger. Leiter	1=1 aus 3 2=2 aus 3 3=3 aus 3			1=1 aus 3	Leiteranzahl für Auslöseaktivierung benötigt
Kurvenparameter A	0.0086...120.0000		1	28.2000	Parameter A für Anwenderspez. Kennlinie
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt					

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Kurvenparameter B	0.0000...0.7120		1	0.1217	Parameter B für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter C	0.02...2.00		1	2.00	Parameter C für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter D	0.46...30.00		1	29.10	Parameter D für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter E	0.0...1.0		1	1.0	Parameter E der programmierbaren Kurve

Tabelle 224: PHLPTOC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Min. Auslösezeit	20...60000	ms	1	20	Minimale Auslösezeit für IDMT-Kurven
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit
Messmodus	1=RMS 2=DFT 3=Spitze-Spitze 5=Weit Spitzenwert			2=DFT	Auswahl der benutzten Messmethode

Tabelle 225: PHHPTOC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	0.10...40.00	xIn	0.01	0.10	Anregewert
Anregewertmultipl	0.8...10.0		0.1	1.0	Multiplikator zur Skalierung des Anregewertes
Zeitmultiplikator	0.05...15.00		0.01	1.00	Zeit-Multiplikator in IEC/ANSI abhängigen Zeitkennlinien
Auslöseverzögerung	40...200000	ms	10	40	Auslöseverzögerung
Auslösekurve	1=ANSI Ext. inv. 3=ANSI Norm. inv. 5=unabhängige (ANSI) Zeit 9=IEC Norm. inv. 10=IEC Sehr inv. 12=IEC Ext. inv. 15=IEC unabhängige Zeit 17=Programmierbar			15=IEC unabhängige Zeit	Auswahl der Zeitverzögerungskurve

Tabelle 226: PHHPTOC Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzkurve	1=Sofort 2=Unabh.Rücksetzzeit 3=Inv. Rücksetzzeit			1=Sofort	Auswahl des Rücksetzkurventyps

Tabelle 227: PHHPTOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Anzahl der anger. Leiter	1=1 aus 3 2=2 aus 3 3=3 aus 3			1=1 aus 3	Leiteranzahl für Auslöseaktivierung benötigt
Kurvenparameter A	0.0086...120.0000		1	28.2000	Parameter A für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter B	0.0000...0.7120		1	0.1217	Parameter B für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter C	0.02...2.00		1	2.00	Parameter C für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter D	0.46...30.00		1	29.10	Parameter D für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter E	0.0...1.0		1	1.0	Parameter E der programmierbaren Kurve

Tabelle 228: PHHPTOC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Min. Auslösezeit	20...60000	ms	1	20	Minimale Auslösezeit für IDMT-Kurven
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit
Messmodus	1=RMS 2=DFT 3=Spitze-Spitze			2=DFT	Auswahl der benutzten Messmethode

Tabelle 229: PHIPTOC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	1.00...40.00	xIn	0.01	1.00	Anregewert
Anregewertmultipl	0.8...10.0		0.1	1.0	Multiplikator zur Skalierung des Anregewertes
Auslöseverzögerung	20...200000	ms	10	20	Auslöseverzögerung

Tabelle 230: PHIPTOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Anzahl der anger. Leiter	1=1 aus 3 2=2 aus 3 3=3 aus 3			1=1 aus 3	Leiteranzahl für Auslöseaktivierung benötigt

Tabelle 231: PHIPTOC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit

4.1.1.10 Überwachte Daten

Tabelle 232: PHLPTOC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
PHLPTOC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

Tabelle 233: PHHPTOC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
PHHPTOC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

Tabelle 234: PHIPTOC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
PHIPTOC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.1.1.11 Technische Daten

Tabelle 235: PHxPTOC - Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz		
	PHLPTOC	± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_n		
	PHHPTOC und PHIPTOC	± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_n (bei Strömen im Bereich von 0,1…10 × I_n) ±5,0% des eingestellten Wertes (bei Strömen im Bereich von 10…40 × I_n)		
Anregezeit [1)2)]		Mindestens	Typisch	Höchstens
	PHIPTOC: I_{Fehler} = 2 × eingestellter Wert *Anregewert*	16 ms	19 ms	23 ms
	I_{Fehler} = 10 × eingestellter Wert *Anregewert*	11 ms	12 ms	14 ms
	PHHPTOC und PHLPTOC: I_{Fehler} = 2 × eingestellter Wert *Anregewert*	23 ms	26 ms	29 ms
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis		Üblicherweise 0,96		
Verzögerungszeit		< 30 ms		
Auslösegenauigkeit im unabhängigen Modus		±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms		
Auslösegenauigkeit im abhängigen Modus		±5,0 % des theoretischen Wertes oder ±20 ms [3)]		
Oberschwingungsunterdrückung		RMS: Keine Unterdrückung DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wobei n = 2, 3, 4, 5,… Peak-to-Peak: Keine Unterdrückung P-to-P+backup: Keine Unterdrückung		

1) *Messmethode* = Standard (stufenabhängig), Strom vor Fehler = 0,0 × I_n, f_n = 50 Hz, aus zufälligem Phasenwinkel injizierter Fehlerstrom in einem Leiter mit nominaler Frequenz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts
3) Höchstens *Anregewert* = 2,5 × I_n, *Anregewert* wird mit Werten zwischen 1,5 und 20 multipliziert

4.1.1.12 Technische Änderungshistorie

Tabelle 236: PHIPTOC Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Mindest- und Standardwerte für die Einstellung *Auslöseverzögerung* auf 40 ms geändert.
C	Mindest- und Standardwerte für die Einstellung *Auslöseverzögerung* auf 20 ms geändert. Mindestwert der Einstellung *Start value* auf 1,00 x I_r geändert.
D	Interne Verbesserung.
E	Interne Verbesserung.

Tabelle 237: PHHPTOC Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
C	*Messmodus* "P-to-P + backup" (Spitzenwert + Reserve) durch "Peak-to-Peak" (Spitzenwert) ersetzt
D	Schrittwert für die Einstellung *Zeitmultiplikator* von 0,05 auf 0,01 geändert.
E	Interne Verbesserung.
F	Interne Verbesserung.

Tabelle 238: PHLPTOC Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Mindest- und Standardwerte für die Einstellung *Auslöseverzögerung* auf 40 ms geändert
C	Schrittwert für die Einstellung *Zeitmultiplikator* von 0,05 auf 0,01 geändert.
D	Interne Verbesserung.
E	Interne Verbesserung.

4.1.2 Leiter-Überstromrichtungsschutz (DPHxPDOC)

4.1.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Zeitverzögerter Leiter-Überstromrichtungsschutz (3I> →)	DPHLPDOC	3I> ->	67-1
Zeitverzögerter Leiter-Überstromrichtungsschutz (3I>> →)	DPHHPDOC	3I>> ->	67-2

4.1.2.2 Funktionsblock

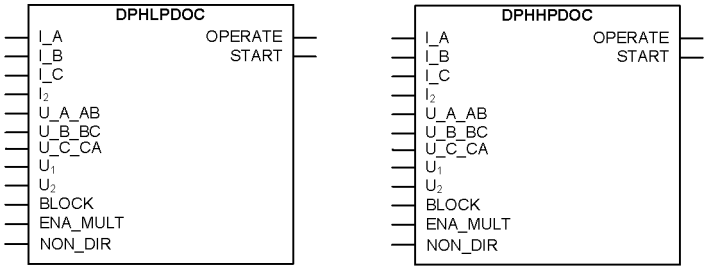


Abb. 111: Funktionsblock

4.1.2.3 Funktionalität

Die zeitverzögerte Leiter-Überstromrichtungsschutzfunktion DPHxPDOC wird für den ein-, zwei- oder dreipoligen Überstrom- und Kurzschlussrichtungsschutz an Abgängen eingesetzt.

DPHxPDOC wird angeregt, wenn der Stromwert den eingestellten Grenzwert übersteigt und das gerichtete Kriterium erfüllt ist. Als Auslösezeit-Kennlinie für die 1. Stufe DPHLPDOC und 2. Stufe DPHHPDOC kann entweder die unabhängige Zeit (DT) oder abhängige Mindestzeit (IDMT) ausgewählt werden.

Im DT-Modus löst die Funktion nach einer voreingestellten Auslösezeit aus und fällt zurück, wenn der Fehlerstrom nicht mehr anliegt. Im abhängigen Zeitmodus stehen stromabhängige Zeit-Kennlinien zur Verfügung.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Zeitgeber bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.1.2.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von DPHxPDOC kann mit einem Logikdiagramm erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

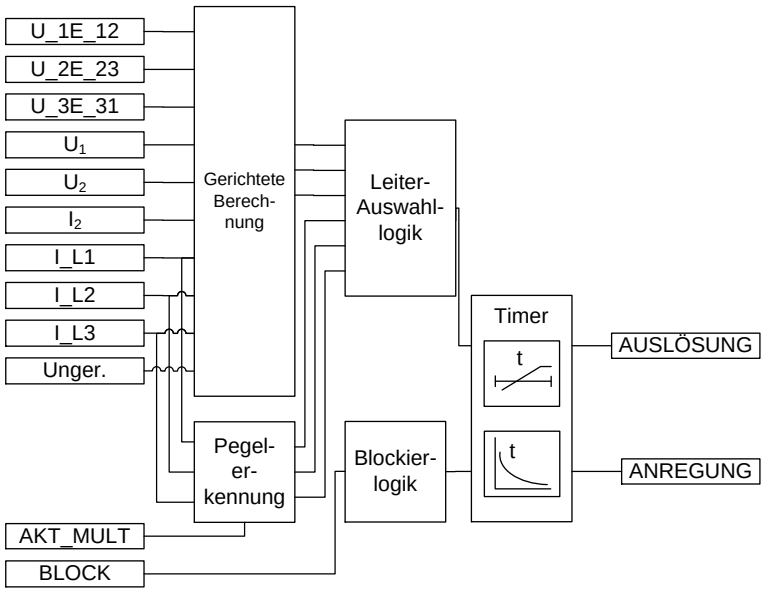


Abb. 112: Logikdiagramm

Richtungsbestimmung

Die Richtungsbestimmung vergleicht die aktuellen Zeiger mit dem Polarisationszeiger. Aus den unterschiedlichen Polarisationsgrößen kann eine passende Polarisationsgröße ausgewählt werden. Die Messgrößen umfassen Mitsystem- und Gegensystemspannung, selbstpolarisierende (Fehler-)Spannung und fremdpolarisierende (intakte) Spannung. Die Definition der Polarisationsmethode erfolgt über die Einstellung *Pol quantity*.

Tabelle 239: Polarisationsgrößen

Polarisationsgröße	Beschreibung
Pos. seq. volt	Mitsystemspannung
Neg. seq. volt	Gegensystemspannung
Self pol	Selbstpolarisation (fehlereigene Spannung)
Cross pol	Fremdpolarisation (fehlerfremde Spannung)

Die Auswahl der gerichteten Funktion erfolgt über die Einstellung *Gerichteter Modus*. Der Benutzer kann zwischen "Ungerichteter", "Vorwärts-" oder "Rückwärts-" Funktion wählen. Wird der Wert *Erlaubt Unger.* auf "True" gesetzt, dann ist die ungerichtete Funktion freigegeben, sofern die Informationen für die gerichtete Funktion ungültig ist.

Die Einstellung des *Charakteristischen Winkels* wird zur Umkehrung der gerichteten Eigenschaft benutzt. Der Wert für den *Charakteristischen Winkel* sollte so gewählt werden, dass alle Fehler in Auslöserichtung als innerhalb des Auslösebereichs und alle Fehler in der entgegengesetzten Richtung als außerhalb des Auslösebereichs betrachtet werden können. Der Wert des *Charakteristischen Winkels* hängt von der Netzkonfiguration ab.

Eine zuverlässige Auslösung hängt davon ab, ob die Auslöse- und Polarisationsgrößen bestimmte Minimalwerte für die Amplitude überschreiten. Der Minimalwert für die Amplitude der Auslösemessgröße (Strom) wird über die Einstellung *Min Auslösestrom* festgelegt. Der Minimalwert für die Amplitude der Polarisationsgröße (Spannung) wird über die Einstellung *Min Auslösespannung* festgelegt. Liegt der Amplitudenpegel der Auslöse- oder der Polarisationsmessgröße unterhalb des eingestellten Werts, wird die Information zur Richtung des entsprechenden Leiters auf "Unbekannt" gesetzt.

Die Gültigkeit der Polarisationsgröße bleibt auch dann gültig, wenn die Amplitude der Polarisationsgröße unter den Wert der *Min Auslösespannung* absinkt. In diesem Fall wird die Richtungsinformation für eine festgelegte Zeit aus einer speziellen Speicherfunktion bezogen, die über die Einstellung *Spannungs Mem Zeit* eingestellt wird.

DPHxPDOC ist mit einer Speicherfunktion ausgestattet, um eine zuverlässige und ordnungsgemäße gerichtete Funktion des Geräts bei Kurzschlüssen oder Erdfehlern mit extrem geringer Spannung zu gewährleisten. Bei einem plötzlichen Verlust der Polarisationsgröße wird die Winkeldifferenz auf der Grundlage einer fiktiven

Spannung errechnet. Die fiktive Spannung wird anhand der Mitsystemspannung berechnet, die vor dem Auftreten des Fehlers gemessen wurde. Dabei wird angenommen, dass die Spannung durch den Fehler nicht beeinflusst wird. Die Speicherfunktion gestattet der Auslösefunktion eine Reaktion bis drei Sekunden nach einem vollständigen Spannungsverlust. Diese Zeit kann über die Einstellung *Spannungs Mem Zeit* festgelegt werden. Der Spannungsspeicher kann nicht für die Polarisation der "Gegensystemspannung" verwendet werden, da die Mitsystemspannung ohne Kenntnis der Netzunsymmetrie nicht durch die Gegensystemspannung ausgetauscht werden kann. Aus diesem Grund wird der Winkel der fiktiven Spannung und die entsprechenden Richtungsinformationen umgehend für diesen Polarisationsmodus "eingefroren", falls der Spannungsspeicher benötigt wird, und die Werte bleiben so lange eingefroren, bis die in *Voltage Mem time* eingestellte Zeit verstrichen ist.

Der Wert für die Einstellung *Min Auslösespannung* ist mit Bedacht zu wählen, da die Genauigkeit bei niedrigen Signalpegeln stark von der Genauigkeit des Messgerätes abhängig ist.

Sinkt die Spannung bei einem nahen auftretenden Fehlern unter *Min Auslösespannung*, dann wird die fiktive Spannung zur Bestimmung des Phasenwinkels eingesetzt. Die gemessene Spannung wird erneut verwendet, sobald die Spannung den Wert *Min Auslösespannung* und die Hysterese übersteigt. Die fiktive Spannung wird verworfen, wenn der gemessene Wert länger unter der *Min Auslösespannung* und der Hysterese bleibt als in *Spannungs Mem Zeit* festgelegt oder wenn der Fehlerstrom während der Benutzung der fiktiven Spannung verschwindet. Liegt die Spannung unter der *Min Auslösespannung* und dem Hysteresewert und ist die fiktive Spannung unbrauchbar, dann kann die Fehlerrichtung nicht ermittelt werden. Die fiktive Spannung kann aus zwei Gründen unbrauchbar sein:

- Die fiktive Spannung wird nach Ablauf der *Spannungs Mem Zeit* verworfen
- Der Phasenwinkel kann vor dem Auftreten des Fehlers nicht zuverlässig gemessen werden.

Die ungerichtete Auslösung kann für DPHxPDOC über den Eingang `NON_DIR` erzwungen werden. Wenn der Eingang `NON_DIR` aktiv ist, löst DPHxPDOC, unabhängig von der Einstellung *Richtungsmodus* als Überstromschutz aus.

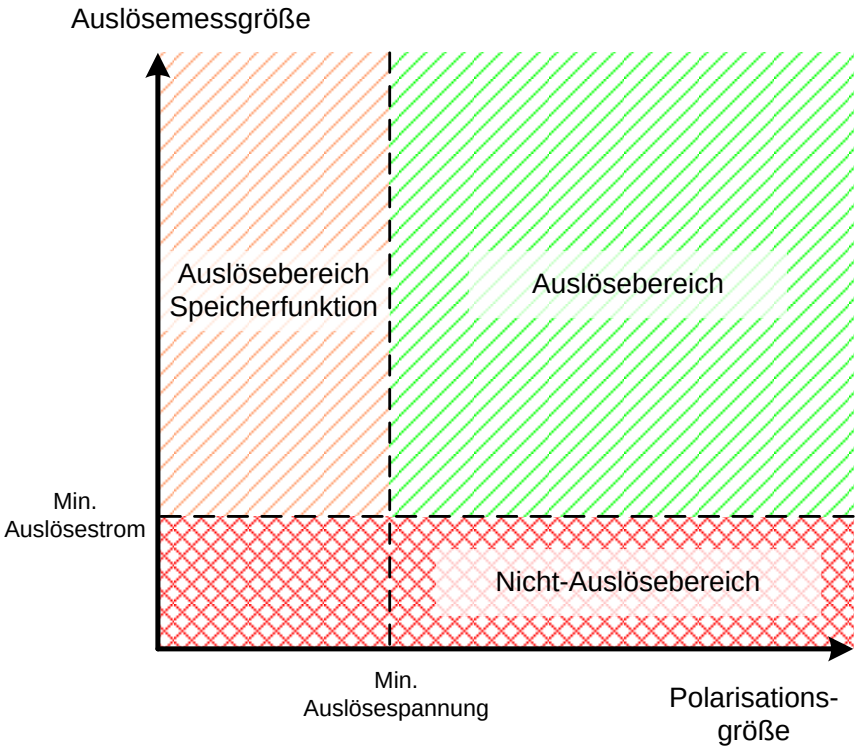


Abb. 113: Auslösebereiche

Pegelerkennung

Die gemessenen Leiterströme werden leiterweise mit dem eingestellten *Startwert* verglichen. Überschreitet der Messwert den eingestellten *Startwert*, meldet die Schwellenwerterkennung das Überschreiten des Werts der Leiterauswahllogik. Ist der Eingang `ENA_MULT` aktiv, wird der eingestellte *Startwert* mit der Einstellung *STARTWERT Mult* multipliziert.

Das Gerät akzeptiert weder die Einstellung *Startwert* noch *STARTWERT Mult*, falls das Produkt dieser Einstellungen den Einstellbereich *Startwert* überschreitet.

Die Multiplikation des Startwerts erfolgt, wenn die Einschaltstromerkennungsfunktion (INRPHAR) mit dem Eingang `ENA_MULT` verbunden und aktiviert ist.

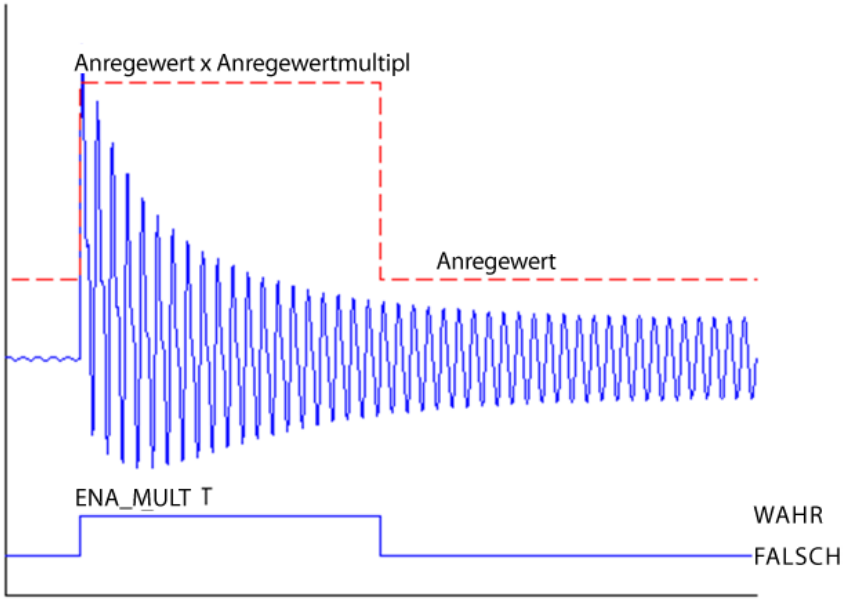


Abb. 114: Verhalten des Startwerts mit aktiviertem Eingang `ENA_MULT`

Leiterauswahllogik

Sind die Fehlerkriterien in der Pegelerkennung und der gerichteten Berechnung erfüllt, dann erkennt die Leiterauswahllogik den/die Leiter in dem/denen der gemessene Strom den Einstellwert überschreitet. Entspricht die Leiterinformation der Einstellung *Anzahl der Leiteranreg.*, aktiviert die Leiterauswahllogik das Zeitgebermodul.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang `START`. Abhängig vom Wert der Einstellung *Typ Auslösekennlinie* entspricht die Zeitkennlinie DT oder IDMT. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den Wert *Auslösezeit* im unabhängigen Zeitmodus oder den in der abhängigen Zeitkurve definierten Maximalwert erreicht, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert.

Wenn die vom Benutzer programmierbare abhängige Zeitkennlinie gewählt wird, werden die Auslösezeit-Kennlinien durch die Parameter *Kurvenparameter A*, *Kurvenparameter B*, *Kurvenparameter C*, *Kurvenparameter D* und *Kurvenparameter E* definiert.

Wenn eine Rückfallsituation auftritt, d. h. ein Fehler plötzlich verschwindet, bevor die Auslöseverzögerung überschritten ist, wird der Rücksetzzustand des Zeitgebers aktiviert. Das Verhalten des Zeitgebers im Rücksetzzustand ist abhängig von der Kombination der Einstellungen *Typ Auslösekennlinie*, *Typ Rücksetzkurve* und *Rückfallzeitverzögerung*. Wenn die unabhängige Kennlinie ausgewählt wurde, läuft

der Rücksetzzeitgeber, bis der festgelegte Wert der Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* überschritten wird. Wenn die abhängigen Kennlinien ausgewählt wurden, kann die Einstellung *Typ Rücksetzkurve* auf einen der Werte "Unverzögert", "Unabh.Rücksetzzeit" oder "Inv. Rücksetzzeit" eingestellt werden. Der Rücksetzkurventyp "Unverzögert" veranlasst ein sofortiges Rücksetzen. Wenn der Rücksetzkurventyp "Unabh.Rücksetzzeit" ausgewählt wird, hängt die Rücksetzzeit von der Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* ab. Wenn der Rücksetzkurventyp "Inv.Rücksetzzeit" ausgewählt wird, hängt die Rücksetzzeit vom Strom während der Rückfallsituation ab. Der Ausgang START wird nach Ablauf des Rücksetzzeitgebers deaktiviert.

Die Auswahl "Inverse Rücksetzzeit" wird nur von ANSI oder benutzerprogrammierbaren Typen der abhängigen Auslösekurven unterstützt. Wenn ein anderer Auslösekurventyp ausgewählt wird, findet während der Rückfallsituation ein sofortiges Rücksetzen statt.

Die Einstellung *Zeitmultiplikator* wird zur Skalierung der abhängigen Auslöse- und -Rücksetzzeiten verwendet.

Der Einstellungsparameter *Minimale Auslösezeit* legt die gewünschte minimale Auslösezeit für die abhängige Kurve fest. Diese Einstellung ist nur relevant, wenn die abhängigen Zeitkennlinien verwendet werden.

Setzen Sie die Einstellung für *Minimale Auslösezeit* umsichtig ein: die Auslösezeit richtet sich nach der abhängigen Zeitkennlinie aber sie muss mindestens den Wert der Einstellung *Minimale Auslösezeit* betragen. Weitere Informationen finden Sie im Abschnitt Abhängige Zeitkennlinie für Leiter-Überstromrichtungsschutz in diesem Handbuch.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden vom Eingang BLOCK und der globalen Einstellung **Konfiguration/System/ Blockiermodus** gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Geräteprogramms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslösezeitgeber auf den geltenden Wert eingefroren, aber der Ausgang OPERATE wird nicht aktiviert, wenn die Blockierung aktiviert ist. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber

werden zurückgesetzt. Im Modus "Ausgang AUSLÖSUNG blockieren" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang OPERATE wird jedoch nicht aktiviert.

4.1.2.5 Messmodi

Die Funktion löst nach drei alternativen Messmodi aus: "RMS", "DFT" und "Peak-to-Peak". Der Messmodus wird über die Einstellung *Messmodus* ausgewählt.

Tabelle 240: Von den DPHxPDOC-Stufen unterstützte Messmodi

Messmodus	DPHLPDOC	DPHHPDOC
Effektivwert (RMS)	x	x
Grundwert (DFT)	x	x
Spitzenwert (Peak-to-Peak)	x	x

4.1.2.6 Eigenschaften Überstromrichtungsschutzfunktion

Die vor- und rückwärts gerichteten Sektoren sind separat definiert. Der Sektor für die vorwärts gerichtete Auslösung wird über die Einstellungen *Min forward angle* und *Max forward angle* begrenzt. Der Sektor für die rückwärts gerichtete Auslösung wird über die Einstellungen *Min reverse angle* und *Max reverse angle* begrenzt.

Die Sektorengrenzen werden immer als positive Gradwerte angegeben.

Im vorwärts gerichteten Auslösesektor gibt die Einstellung *Max forward angle* den Sektor im Uhrzeigersinn und die Einstellung *Min forward angle* den entsprechenden Sektor gegen den Uhrzeigersinn an. Als Ursprung für die Messung dient die Einstellung *Characteristic angle*.

Im rückwärts gerichteten Auslösesektor gibt die Einstellung *Max reverse angle* den Sektor gegen den Uhrzeigersinn und die Einstellung *Min reverse angle* den entsprechenden Sektor im Uhrzeigersinn an. Als Ursprung für die Messung dient die um 180 Grad gedrehte Einstellung *Characteristic angle*.

Der charakteristische Gerätewinkel (Relay characteristic angle, RCA) wird positiv eingestellt, wenn der Auslösestrom der Polarisationsgröße nacheilt. Er wird negativ einstellt, wenn der Auslösestrom der Polarisationsgröße voran eilt.

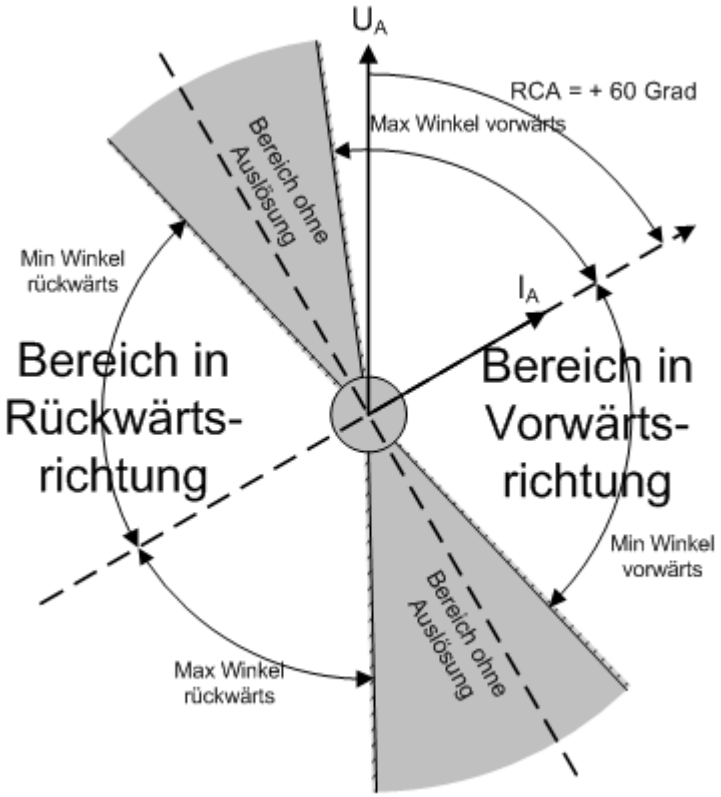


Abb. 115: Konfigurierbare Auslösesektoren

Tabelle 241: Momentaner Richtungswert pro Leiter für die Ansicht "Überwachte Daten"

Kriterium für die Richtungsinformationen pro Leiter	Der Wert für DIR_L1/_L2/_L3
ANGLE_X befindet sich in keinem der definierten Sektoren oder die Richtung kann aufgrund der geringen Amplitude nicht definiert werden	0 = unbekannt
ANGLE_X befindet sich im Vorwärts-Sektor	1 = vorwärts
ANGLE_X befindet sich im Rückwärts-Sektor	2 = rückwärts
(ANGLE_X befindet sich weder im Vor- noch im Rückwärts-Sektor, d.h. wenn beide Sektoren sich überlappen)	3 = beides

Tabelle 242: Momentaner kombinierter Richtungswert pro Leiter für die Ansicht "Überwachte Daten"

Kriterium für die kombinierte Richtungsinformationen pro Leiter	Der Wert für RICHTUNG
Die Richtungsinfomation (DIR_X) für alle Leiter ist unbekannt	0 = unbekannt
Die Richtungsinfomation (DIR_X) für mindestens einen Leiter ist vorwärts, keiner ist rückwärts gerichtet	1 = vorwärts
Die Richtungsinfomation (DIR_X) für mindestens einen Leiter ist rückwärts, keiner ist vorwärts gerichtet	2 = rückwärts
Die Richtungsinfomation (DIR_X) ist für einige Leiter vorwärts und für einige Leiter rückwärts	3 = beides

FAULT_DIR liefert die ermittelte Richtung des Fehlers in Fehlersituationen, d.h. wenn der Ausgang START aktiv ist.

Selbstpolarisation als Polarisationsmethode

Tabelle 243: Gleichungen zur Berechnung der Winkeldifferenz für die Selbstpolarisationsmethode

Fehlerhafte Leiter	Verwendeter Fehlerstrom	Verwendete Polarisationsspannung	Winkeldifferenz
L1	$\underline{I}_{L1}$	$\underline{U}_{L1}$	$WINKEL_L1 = \varphi(\underline{U}_{L1}) - \varphi(\underline{I}_{L1}) - \varphi_{RCA}$
L2	$\underline{I}_{L2}$	$\underline{U}_{L2}$	$WINKEL_L2 = \varphi(\underline{U}_{L2}) - \varphi(\underline{I}_{L2}) - \varphi_{RCA}$
L3	$\underline{I}_{L3}$	$\underline{U}_{L3}$	$WINKEL_L3 = \varphi(\underline{U}_{L3}) - \varphi(\underline{I}_{L3}) - \varphi_{RCA}$
L1 - L2	$\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}$	$\underline{U}_{L1-L2}$	$WINKEL_L1 = \varphi(\underline{U}_{L1-L2}) - \varphi(\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}) - \varphi_{RCA}$
L2 - L3	$\underline{I}_{L2} - \underline{I}_{L3}$	$\underline{U}_{L2-L3}$	$WINKEL_L2 = \varphi(\underline{U}_{L2-L3}) - \varphi(\underline{I}_{L2} - \underline{I}_{L3}) - \varphi_{RCA}$
L3 - L1	$\underline{I}_{L3} - \underline{I}_{L1}$	$\underline{U}_{L3-L1}$	$WINKEL_L3 = \varphi(\underline{U}_{L3-L1}) - \varphi(\underline{I}_{L3} - \underline{I}_{L1}) - \varphi_{RCA}$

In einem Beispielfall mit Zeigern bei einem einpoligen Erdfehler mit dem fehlerhaften Leiter L1, wird die Winkeldifferenz zwischen der Polarisationsgröße U_{L1} und der Auslösegröße I_{L1} als φ bezeichnet. Bei der Selbstpolarisationsmethode ist das Drehen der Polarisationsgröße nicht erforderlich.

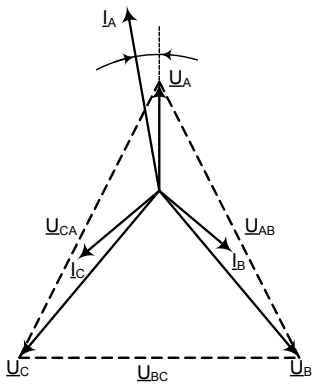


Abb. 116: Einpoliger Erdfehler, Leiter L1

In einem Beispielfall bei einem zweipoligen Kurzschlussfehler, bei dem der Fehler zwischen den Leitern L2 und L3 auftritt, wird der Winkel mit der Selbstpolarisationsmethode zwischen der Polarisationsgröße U_{L2-L3} und der Auslösegröße $\underline{I}_{L2} - \underline{I}_{L3}$ gemessen.

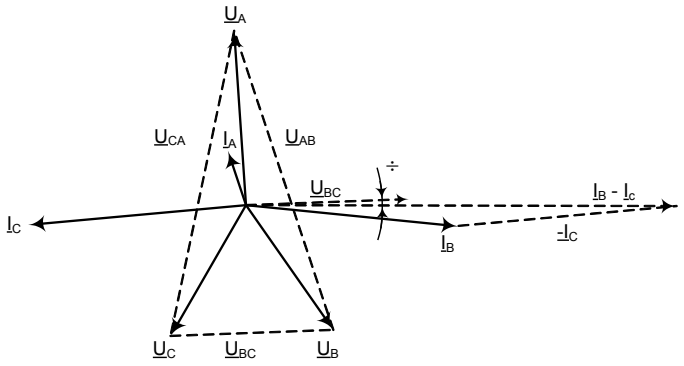


Abb. 117: Zweipoliger Kurzschluss, Kurzschluss zwischen den Leitern L2 und L3

Fremdpolarisation als Polarisationsgröße

Tabelle 244: Gleichungen zur Berechnung der Winkeldifferenz für die Fremdpolarisationsmethode

Fehlerhafte Leiter	Verwendeter Fehlerstrom	Verwendete Polarisationsspannung	Winkeldifferenz
L1	$\underline{I}_{L1}$	$\underline{U}_{L2-L3}$	$WINKEL_L1 = \varphi(\underline{U}_{L2-L3}) - \varphi(\underline{I}_{L1}) - \varphi_{RCA} + 90^{o}$
L2	$\underline{I}_{L2}$	$\underline{U}_{L3-L1}$	$WINKEL_L2 = \varphi(\underline{U}_{L3-L1}) - \varphi(\underline{I}_{L2}) - \varphi_{RCA} + 90^{o}$
L3	$\underline{I}_{L3}$	$\underline{U}_{L1-L2}$	$WINKEL_L3 = \varphi(\underline{U}_{L1-L2}) - \varphi(\underline{I}_{L3}) - \varphi_{RCA} + 90^{o}$
L1 - L2	$\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}$	$\underline{U}_{L2-L3} - \underline{U}_{L3-L1}$	$WINKEL_L1 = \varphi(\underline{U}_{L2-L3} - \underline{U}_{L3-L1}) - \varphi(\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}) - \varphi_{RCA} + 90^{o}$
L2 - L3	$\underline{I}_{L2} - \underline{I}_{L3}$	$\underline{U}_{L3-L1} - \underline{U}_{L1-L2}$	$WINKEL_L2 = \varphi(\underline{U}_{L3-L1} - \underline{U}_{L1-L2}) - \varphi(\underline{I}_{L2} - \underline{I}_{L3}) - \varphi_{RCA} + 90^{o}$
L3 - L1	$\underline{I}_{L3} - \underline{I}_{L1}$	$\underline{U}_{L1-L2} - \underline{U}_{L2-L3}$	$WINKEL_L3 = \varphi(\underline{U}_{L1-L2} - \underline{U}_{L2-L3}) - \varphi(\underline{I}_{L3} - \underline{I}_{L1}) - \varphi_{RCA} + 90^{o}$

Die Winkeldifferenz zwischen der Polarisationsgröße U_{L2-L3} und der Auslösegröße I_{L1} wird im Beispiel die Zeiger bei einem einpoligen Erdfehler mit dem fehlerhaften Leiter L1 als φ bezeichnet. Die Polarisationsgröße ist um 90 Grad gedreht. Es wird angenommen, dass der charakteristische Winkel ~ 0 Grad beträgt.

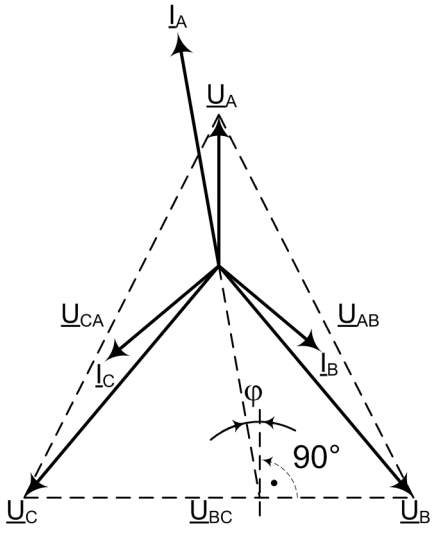


Abb. 118: Einpoliger Erdfehler, Leiter L1

Im Beispiel die Zeiger bei einem zweipoligen Kurzschlussfehler, bei dem der Fehler zwischen den Leitern L2 und L3 auftritt, wird die Winkeldifferenz zwischen der Polarisationsgröße $\underline{U}_{L1-L2}$ und der Auslösegröße $\underline{I}_{L2}$ - $\underline{I}_{L3}$ gemessen und als φ bezeichnet.

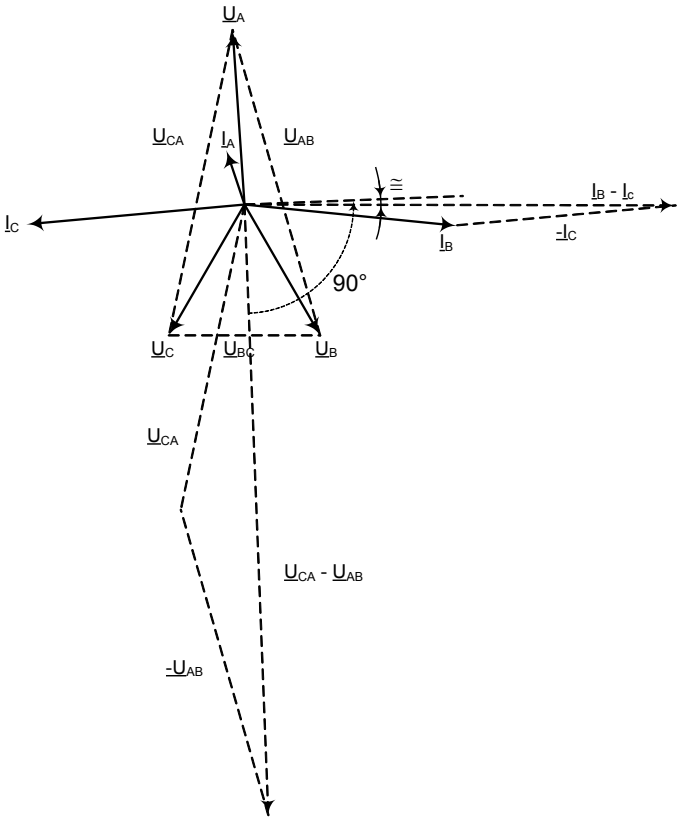


Abb. 119: Zweipoliger Kurzschluss, Kurzschluss zwischen den Leitern L2 und L3

Die Gleichungen gelten, wenn die Drehrichtung des Netzes gegen den Uhrzeigersinn verläuft, d.h. L1-L2-L3. Liegt die Drehrichtung des Netzes in der entgegengesetzten Richtung, werden zur berechneten Winkeldifferenz 180 Grad hinzu addiert. Dies erfolgt über den Systemparameter *Phase rotation* automatisch.

Gegensystemspannung als Polarisationsgröße

Wird die Gegensystemspannung als Polarisationsgröße eingesetzt, dann wird die Winkeldifferenz zwischen Auslöse- und Polarisationsgröße bei allen Fehlertypen mit derselben Formel errechnet:

$$WINKEL_X = \varphi(-\underline{U}_2) - \varphi(\underline{I}_2) - \varphi_{RCA}$$

(Gleichung 5)

Das bedeutet, dass die ansteuernde Polarisationsgröße -$\underline{U}_2$ entspricht.

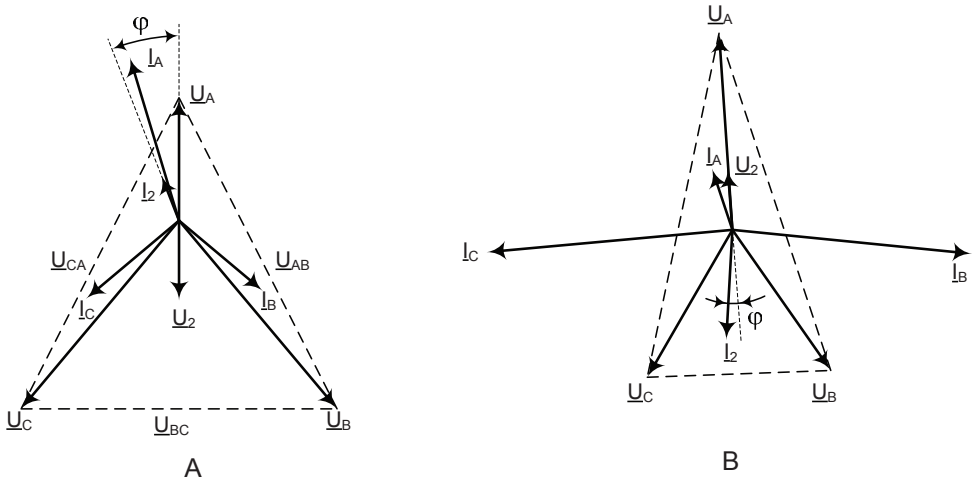


Abb. 120: Die Zeiger bei einem einpoligen Erdfehler, Leiter L1-N und zweipolige Kurzschlüsse, Leiter L2 und L3, wenn die ansteuernde Polarisationsgröße der Gegensystemspannung -U2 entspricht

Mitsystemspannung als Polarisationsgröße

Tabelle 245: Gleichungen zur Berechnung der Winkeldifferenz für die Polarisationsmethode anhand der Mitsystemgröße

Fehlerhafte Leiter	Verwendeter Fehlerstrom	Verwendete Polarisationsspannung	Winkeldifferenz
L1	$\underline{I}_{L1}$	$\underline{U}_1$	$WINKEL_L1 = \varphi(\underline{U}_1) - \varphi(\underline{I}_{L1}) - \varphi_{RCA}$
L2	$\underline{I}_{L2}$	$\underline{U}_1$	$WINKEL_L2 = \varphi(\underline{U}_1) - \varphi(\underline{I}_{L2}) - \varphi_{RCA} - 120^\circ$
L3	$\underline{I}_{L3}$	$\underline{U}_1$	$WINKEL_L3 = \varphi(\underline{U}_1) - \varphi(\underline{I}_{L3}) - \varphi_{RCA} + 120^\circ$
L1 - L2	$\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}$	$\underline{U}_1$	$WINKEL_L1 = \varphi(\underline{U}_1) - \varphi(\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}) - \varphi_{RCA} + 30^\circ$
L2 - L3	$\underline{I}_{L2} - \underline{I}_{L3}$	$\underline{U}_1$	$WINKEL_L2 = \varphi(\underline{U}_1) - \varphi(\underline{I}_{L2} - \underline{I}_{L3}) - \varphi_{RCA} - 90^\circ$
L3 - L1	$\underline{I}_{L3} - \underline{I}_{L1}$	$\underline{U}_1$	$WINKEL_L3 = \varphi(\underline{U}_1) - \varphi(\underline{I}_{L3} - \underline{I}_{L1}) - \varphi_{RCA} + 150^\circ$

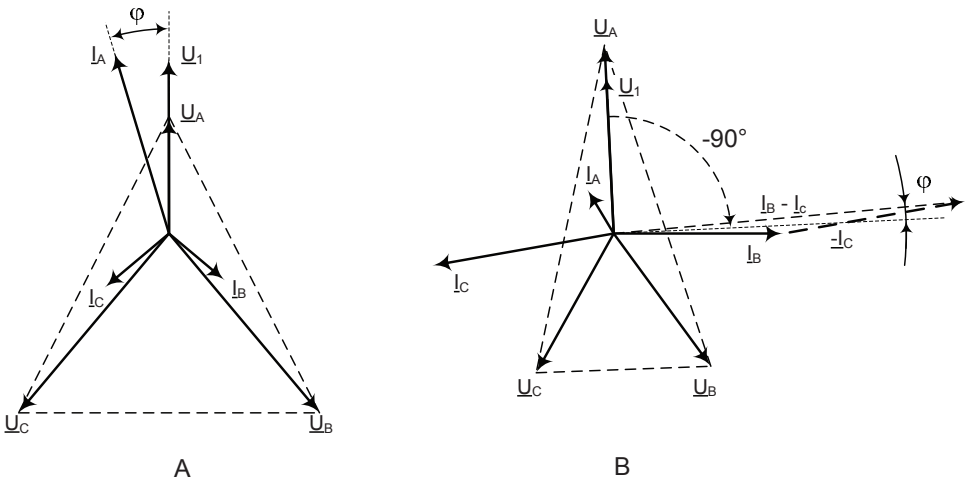


Abb. 121: Die Zeiger bei einem einpoligen Erdfehler, Leiter L1-Erde und zweipoligem Kurzschluss, Leiter L2-L3 sind kurzgeschlossen, wenn die Polarisationsgröße der Mitsystemspannung U_1 entspricht

Drehrichtung des Netzes

Typischerweise ist die Drehrichtung des Netzes gegen den Uhrzeigersinn und wird als "L1-L2-L3" definiert. Ist die Drehrichtung des Netzes umgekehrt, d.h. im Uhrzeigersinn oder "L1-L3-L2", dann ist die Gleichung zur Berechnung der Winkeldifferenz anzupassen. Die Drehrichtung des Netzes wird über den Systemparameter *Phase rotation* definiert. Die Änderung der Die Änderung der Drehrichtung des Netzes beeinflusst die Leiter-Leiter-Spannungs-Polarisationsmethode, bei der die berechnete Winkeldifferenz um 180 Grad gedreht werden muss. Wenn symmetrische Komponenten verwendet werden, d.h. Mit- oder Gegensystemspannungen, wird die Berechnung der Komponenten ebenfalls beeinflusst aber die Winkelberechnung bleibt unverändert. Wenn Leiter-Erde-Spannungen als Polarisationsmethode verwendet werden, wirkt sich eine Änderung der Drehrichtung des Netzes auf die Richtungsberechnung nicht aus.

Die Drehrichtung des Netzes wird über den Parameter in der HMI im Menü **Konfiguration/System/Leiterdrehung** eingestellt. Der Standardwert des Parameters ist "L1-L2-L3".

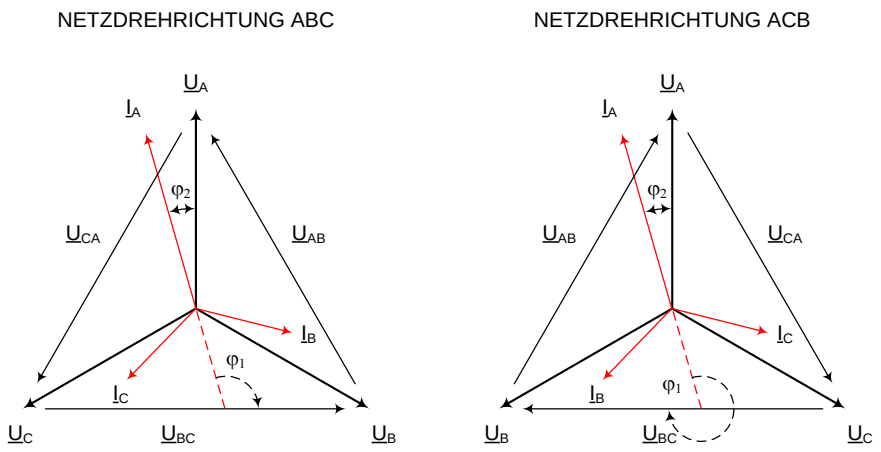


Abb. 122: Beispiele für Drehrichtungen des Netzes

4.1.2.7 Anwendung

DPHxPDOC wird als Kurzschlussschutz in elektrischen Netzen mit 50 oder 60 Hz eingesetzt.

In radialen Netzen genügen Geräte für den Überstromschutz häufig für den Schutz von Leitungen, Transformatoren und weiteren Geräten. Die Strom-Zeit-Kennlinie sollte gemäß der üblichen Anwendung im Netz ausgewählt werden. Es wird empfohlen, für alle Überstromschutz-Geräte im Netz dieselbe Strom-Zeit-Kennlinie zu verwenden. Dies umfasst den Überstromschutz von Transformatoren und weiteren Geräten.

Der Leiter-Überstromschutz kann auch in geschlossenen Ringsystemen als Kurzschlussschutz verwendet werden. Da die Einstellung eines Leiter-Überstromschutzsystems in Ringnetzen kompliziert ist, sind zahlreiche Berechnungen für Fehlerströme erforderlich. Es gibt Situationen, in denen keine Möglichkeit zur Selektivität in einem Schutzsystem besteht, wenn es auf der Grundlage von Geräten für den Überstromschutz in Ringnetzen konzipiert wurde.

In einigen Anwendungen kann die Möglichkeit zur Selektivität bedeutend verbessert werden, wenn DPHxPDOC eingesetzt wird. Dies kann auch in geschlossenen Ring- und radialen Netzen erreicht werden, bei denen die Stromerzeugung an der Gegenseite im Netz angeschlossen ist, wodurch die Fehlerstromeinspeisung in Gegenrichtung erfolgt. Geräte für den Überstromrichtungschutz werden auch für ein selektives Schutzschema verwendet, beispielsweise in parallelen Verteilungsleitungen oder Leistungswandlern, die von derselben Quelle gespeist werden.Bei Versorgungsabgängen, die zwischen den Stationen im Ring verbunden sind oder bei Abgängen mit zwei Einspeisungen wird DPHxPDOC ebenfalls eingesetzt.

Parallele Leitungen oder Transformatoren

Wenn Leitungen parallel geschaltet sind und ein Fehler in einer der Leitungen auftritt, ist es günstig, DPHxPDOC zur Erkennung der Richtung des Fehlers zur Verfügung zu haben. Andernfalls besteht die Gefahr, dass die Fehlersituation in einem Teil der Einspeisung das gesamte Netz zur Niederspannungsseite deaktiviert wird.

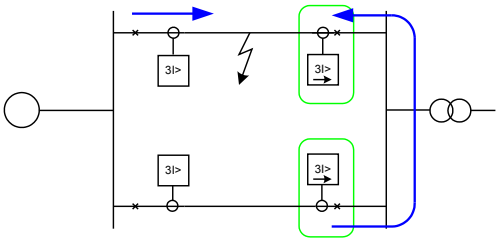


Abb. 123: Überstromrichtungsschutz für parallel geschaltete Leitungen

DPHxPDOC kann für parallel geschaltete Transformator-Anwendungen verwendet werden. In diesen Anwendungen besteht die Möglichkeit, dass der Fehlerstrom auch über die Niederspannungsseite zur Hochspannungsseite hin eingespeist werden kann. Daher ist der Transformator auch mit einem Überstromrichtungsschutz ausgerüstet.

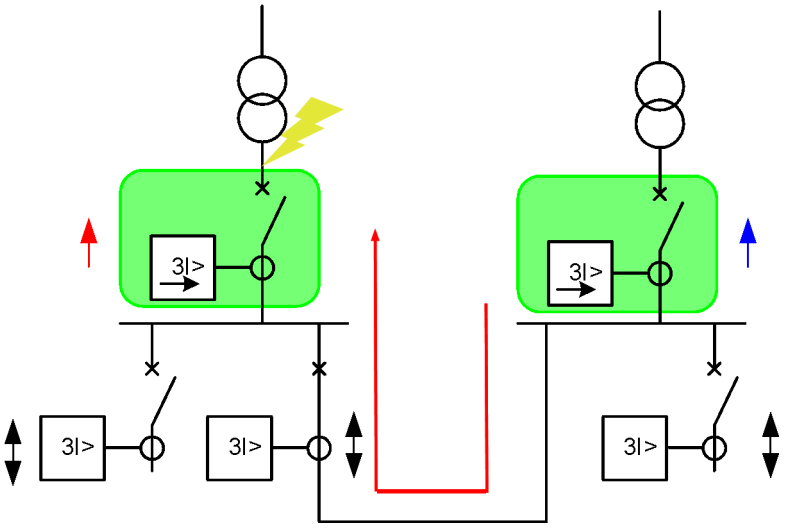


Abb. 124: Überstromrichtungsschutz für parallel geschaltete Transformatoren

Geschlossene Ringnetztopologie

Die Ringnetze wird in Anwendungen verwendet, in denen die Stromversorgung für Verbraucher im Fall von Netzfehlern gesichert bleibt. Der Strom wird mindestens aus zwei Richtungen eingespeist, d.h. die Stromrichtung kann sich ändern. Die verzögerungsfreie Einstellung der Zeitintervalle zwischen den einzelnen Netzschutzstufen ist eine große Herausforderung. In diesem Fall ist es günstig, Überstromrichtungsschutzgeräte einzusetzen, um ein selektives Schutzschema zu erzielen. Überstromrichtungsschutzfunktionen können in Ringnetzen verwendet

werden. Die Pfeile geben die Auslöserichtung der Richtungsfunktion an. Die Doppelpfeile definieren die ungerichtete Funktionalität, bei der Fehler in beide Richtungen erkannt werden können.

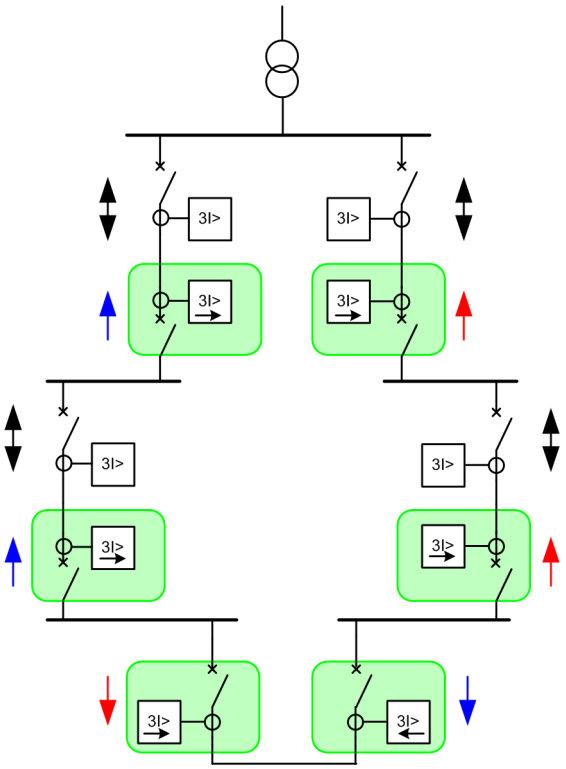


Abb. 125: Ringnetz, bei dem die Einspeisung mit zwei Überstromrichtungsschutzgeräten geschützt wird

4.1.2.8 Signale

Tabelle 246: DPHLPDOC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
I_2	SIGNAL	0	Gegensystemstrom
U_A_AB	SIGNAL	0	Phase-Erdspannung A oder Phase-Phasenspannung AB
U_B_BC	SIGNAL	0	Phase-Erdspannung B oder Phase-Phasenspannung BC
U_C_CA	SIGNAL	0	Phase-Erdspannung C oder Phase-Phasenspannung CA
U_1	SIGNAL	0	Mitsystemspannung
U_2	SIGNAL	0	Gegensystemspannung
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus
AKT_MULT	BOOLEAN	0=False	Aktivierungs-Signal für Strommultiplikator
Unger.	BOOLEAN	0=False	Forciere den Schutz zum unger. Schutz

Tabelle 247: DPHHPDOC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
I_2	SIGNAL	0	Gegensystemstrom
U_A_AB	SIGNAL	0	Phasenspannung A oder Phase zu Phasenspannung AB
U_B_BC	SIGNAL	0	Phasenspannung B oder Phase zu Phasenspannung BC
U_C_CA	SIGNAL	0	Phasenspannung C oder Phase zu Phasenspannung CA
U_1	SIGNAL	0	Mitsystemspannung
U_2	SIGNAL	0	Gegensystemspannung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus
AKT_MULT	BOOLEAN	0=False	Aktivierungs-Signal für Strommultiplikator
Unger.	BOOLEAN	0=False	Forciere den Schutz zum unger. Schutz

Tabelle 248: DPHLPDOC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

Tabelle 249: DPHHPDOC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung

4.1.2.9 Einstellungen

Tabelle 250: DPHLPDOC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	0.05...5.00	xIn	0.01	0.05	Anregewert
Anregewertmultipl	0.8...10.0		0.1	1.0	Multiplikator zur Skalierung des Anregewertes
Zeitmultiplikator	0.05...15.00		0.01	1.00	Zeit-Multiplikator in IEC/ANSI abhängigen Zeitkennlinien
Auslöseverzögerung	40...200000	ms	10	40	Auslöseverzögerung
Auslösekurve	1=ANSI Ext. inv. 2=ANSI Sehr inv. 3=ANSI Norm. inv. 4=ANSI Mod. inv. 5=unabhängige (ANSI) Zeit 6=L.T.E. inv. 7=L.T.V. inv. 8=L.T. inv. 9=IEC Norm. inv. 10=IEC Sehr inv. 11=IEC inv. 12=IEC Ext. inv. 13=IEC S.T. inv. 14=IEC L.T. inv. 15=IEC unabhängige Zeit 17=Programmierbar 18=RI Typ 19=RD Typ			15=IEC unabhängige Zeit	Auswahl der Zeitverzögerungskurve
Gerichteter Modus	1=Ungerichtet 2=Vorwärts 3=Rückwärts			2=Vorwärts	Gerichteter Modus
Charakt. Winkel	-179...180	Grad	1	60	Charakt. Winkel
Max Vorwärtswinkel	0...90	Grad	1	80	Max. Phasenwinkel in Vorwärtsrichtung
Max Rückwärtswinkel	0...90	Grad	1	80	Max. Phasenwinkel in Rückwärtsrichtung
Min Vorwärtswinkel	0...90	Grad	1	80	Minimaler Phasenwinkel vorwärts
Min Rückwärtswinkel	0...90	Grad	1	80	Minimaler Phasenwinkel rückwärts

Tabelle 251: DPHLPDOC Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzkurve	1=Sofort 2=Unabh.Rücksetzzeit 3=Inv. Rücksetzzeit			1=Sofort	Auswahl des Rücksetzkurventyps
Spannungsspeicherzeit	0...3000	ms	1	40	Spannung Speicherzeit
Polarisierungsmenge	1=Eigenpolarisierung 4=Gegensystemspannung 5=Kreuzpolarisierung 7=Mitsystemspannung			5=Kreuzpolarisierung	Referenzmenge zur Fehlerrichtungsberechnung

Tabelle 252: DPHLPDOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Anzahl der anger. Leiter	1=1 aus 3 2=2 aus 3 3=3 aus 3			1=1 aus 3	Leiteranzahl für Auslöseaktivierung benötigt
Kurvenparameter A	0.0086...120.0000		1	28.2000	Parameter A für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter B	0.0000...0.7120		1	0.1217	Parameter B für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter C	0.02...2.00		1	2.00	Parameter C für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter D	0.46...30.00		1	29.10	Parameter D für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter E	0.0...1.0		1	1.0	Parameter E der programmierbaren Kurve

Tabelle 253: DPHLPDOC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Min. Auslösezeit	20...60000	ms	1	20	Minimale Auslösezeit für IDMT-Kurven
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit
Messmodus	1=RMS 2=DFT 3=Spitze-Spitze			2=DFT	Auswahl der benutzten Messmethode
Ungerichtet zulassen	0=False 1=True			0=False	Schutzaktivierung als ungerichtet zulassen, wenn Richtungsinformation ungültig
Min Auslösestrom	0.01...1.00	xIn	0.01	0.01	Minimaler Auslösestrom
Min Auslösespannung	0.01...1.00	xUn	0.01	0.01	Minimale Auslösespannung

Tabelle 254: DPHHPDOC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	0.10...40.00	xIn	0.01	0.10	Anregewert
Anregewertmultipl	0.8...10.0		0.1	1.0	Multiplikator zur Skalierung des Anregewertes
Gerichteter Modus	1=Ungerichtet 2=Vorwärts 3=Rückwärts			2=Vorwärts	Gerichteter Modus
Zeitmultiplikator	0.05...15.00		0.01	1.00	Zeit-Multiplikator in IEC/ANSI abhängigen Zeitkennlinien
Auslösekurve	1=ANSI Ext. inv. 3=ANSI Norm. inv. 5=unabhängige (ANSI) Zeit 9=IEC Norm. inv. 10=IEC Sehr inv. 12=IEC Ext. inv. 15=IEC unabhängige Zeit 17=Programmierbar			15=IEC unabhängige Zeit	Auswahl der Zeitverzögerungskurve
Auslöseverzögerung	40...200000	ms	10	40	Auslöseverzögerung
Charakt. Winkel	-179...180	Grad	1	60	Charakt. Winkel
Max Vorwärtswinkel	0...90	Grad	1	80	Max. Phasenwinkel in Vorwärtsrichtung
Max Rückwärtswinkel	0...90	Grad	1	80	Max. Phasenwinkel in Rückwärtsrichtung
Min Vorwärtswinkel	0...90	Grad	1	80	Minimaler Phasenwinkel vorwärts
Min Rückwärtswinkel	0...90	Grad	1	80	Minimaler Phasenwinkel rückwärts

Tabelle 255: DPHHPDOC Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzkurve	1=Sofort 2=Unabh.Rücksetzzeit 3=Inv. Rücksetzzeit			1=Sofort	Auswahl des Rücksetzkurventyps
Spannungsspeicherzeit	0...3000	ms	1	40	Spannung Speicherzeit
Polarisierungsmenge	1=Eigenpolarisierung 4=Gegensystemspannung 5=Kreuzpolarisierung 7=Mitsystemspannung			5=Kreuzpolarisierung	Referenzmenge zur Fehlerrichtungsberechnung

Tabelle 256: DPHHPDOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Kurvenparameter A	0.0086...120.0000		1	28.2000	Parameter A für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter B	0.0000...0.7120		1	0.1217	Parameter B für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter C	0.02...2.00		1	2.00	Parameter C für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter D	0.46...30.00		1	29.10	Parameter D für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter E	0.0...1.0		1	1.0	Parameter E der programmierbaren Kurve
Anzahl der anger. Leiter	1=1 aus 3 2=2 aus 3 3=3 aus 3			1=1 aus 3	Leiteranzahl für Auslöseaktivierung benötigt

Tabelle 257: DPHHPDOC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit
Min. Auslösezeit	20...60000	ms	1	20	Minimale Auslösezeit für IDMT-Kurven
Ungerichtet zulassen	0=False 1=True			0=False	Schutzaktivierung als ungerichtet zulassen, wenn Richtungsinformation ungültig
Messmodus	1=RMS 2=DFT 3=Spitze-Spitze			2=DFT	Auswahl der benutzten Messmethode
Min Auslösestrom	0.01...1.00	xIn	0.01	0.01	Minimaler Auslösestrom
Min Auslösespannung	0.01...1.00	xUn	0.01	0.01	Minimale Auslösespannung

4.1.2.10 Überwachte Daten

Tabelle 258: DPHLPDOC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
FEHLER_RICHT	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts 3=Beide		Fehlerrichtung erkannt
RICHTUNG	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts 3=Beide		Richtungsinformation
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
RICHTUNG_L1	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts -1=Beides		Richtung Leiter L1
RICHTUNG_L2	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts -1=Beides		Richtung Leiter L2
RICHTUNG_L3	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts -1=Beides		Richtung Leiter L3
WINKEL_L1	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Berechnete Winkeldifferenz Leiter L1
WINKEL_L2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Berechnete Winkeldifferenz Leiter L2
WINKEL_L3	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Berechnete Winkeldifferenz Leiter L3
VMEM_USED	BOOLEAN	0=False 1=True		Verwendungstatus Spannungsspeicher
DPHLPDOC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

Tabelle 259: DPHHPDOC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
FEHLER_RICHT	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts 3=Beide		Fehlerrichtung erkannt
RICHTUNG	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts 3=Beide		Richtungsinformation
RICHTUNG_L1	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts -1=Beides		Richtung Leiter L1
RICHTUNG_L2	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts -1=Beides		Richtung Leiter L2
RICHTUNG_L3	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts -1=Beides		Richtung Leiter L3
WINKEL_L1	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Berechnete Winkeldifferenz Leiter L1

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
WINKEL_L2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Berechnete Winkeldifferenz Leiter L2
WINKEL_L3	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Berechnete Winkeldifferenz Leiter L3
VMEM_USED	BOOLEAN	0=False 1=True		Verwendungstatus Spannungsspeicher
DPHHPDOC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.1.2.11 Technische Daten

Tabelle 260: DPHxPDOC - Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms/der gemessenen Spannung, f_n ± 2 Hz		
	DPHLPDOC	Strom: ± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_n Spannung: ± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × U_n Phasenwinkel: ±2°		
	DPHHPDOC	Strom: ± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_n (bei Strömen im Bereich von 0,1…10 × I_n) ±5,0% des eingestellten Wertes (bei Strömen im Bereich von 10…40 × I_n) Spannung: ± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × U_n Phasenwinkel: ±2°		
Anregezeit[1)2)]	I_{Fehler} = 2,0 × eingestellter Wert *Anregewert*	Mindestens	Typisch	Höchstens
		39 ms	43 ms	47 ms
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis		Üblicherweise 0,96		
Verzögerungszeit		< 35 ms		
Auslösegenauigkeit im "Unabhängige Zeit"-Modus		±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms		
Auslösegenauigkeit im "Abhängige Zeit"-Modus		± 5,0 % des theoretischen Wertes oder ± 20 ms [3)]		
Oberschwingungsunterdrückung		DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wobei n = 2, 3, 4, 5,…		

1) *Messmethode* und *Pol-Menge* = Standard, Strom vor Fehler = 0,0 × I_n, Spannung vor Fehler = 1,0 × U_n, f_n = 50 Hz, Erdfehlerstrom in einem Leiter mit Bemessungsfrequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts
3) Höchstens *Anregewert* = 2,5 × I_n, *Anregewert* wird mit Werten zwischen 1,5 und 20 multipliziert

4.1.2.12 Verlauf der technischen Revisionen

Tabelle 261: DPHHPDOC Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Revision	Änderung
B	Neuer Eingang NON_DIR
C	Schrittwert für die Einstellung *Zeitmultiplikator* von 0,05 auf 0,01 geändert.
D	Überwachte Daten VMEM_USED, zur Anzeige des belegten Speichers.
E	Interne Verbesserung.

Tabelle 262: DPHLPDOC Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Revision	Änderung
B	Neuer Eingang NON_DIR
C	Schrittwert für die Einstellung *Zeitmultiplikator* von 0,05 auf 0,01 geändert.
D	Überwachte Daten VMEM_USED, zur Anzeige des belegten Speichers.
E	Interne Verbesserung.

4.1.3 Spannungsabhängiger Überstromschutz (PHPVOC)

4.1.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Spannungsabhängiger Überstromschutz	PHPVOC	3I(U)>	51V

4.1.3.2 Funktionsblock

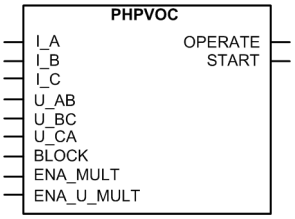


Abb. 126: Funktionsblock

4.1.3.3 Funktionalität

Der spannungsabhängige Überstromschutz PHPVOC wird als ein-, zwei- oder dreiphasiger spannungsabhängiger Überstromschutz für Überstrom und Kurzschlusszustände bei Generatoren eingesetzt.

PHPVOC startet, wenn der Eingangsstrom in einem der Leiter einen Grenzwert übersteigt, der basierend auf den gemessenen Anschlussspannungen dynamisch berechnet wird. Als Betriebseigenschaft kann entweder die Maximalzeit-Kennlinie IDMT oder die unabhängige Kennlinie DT gewählt werden.

PHPVOC enthält eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Zeitgeber bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.1.3.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Arbeitsweise von PHPVOC lässt sich mithilfe des nachfolgenden Logikdiagramms darstellen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

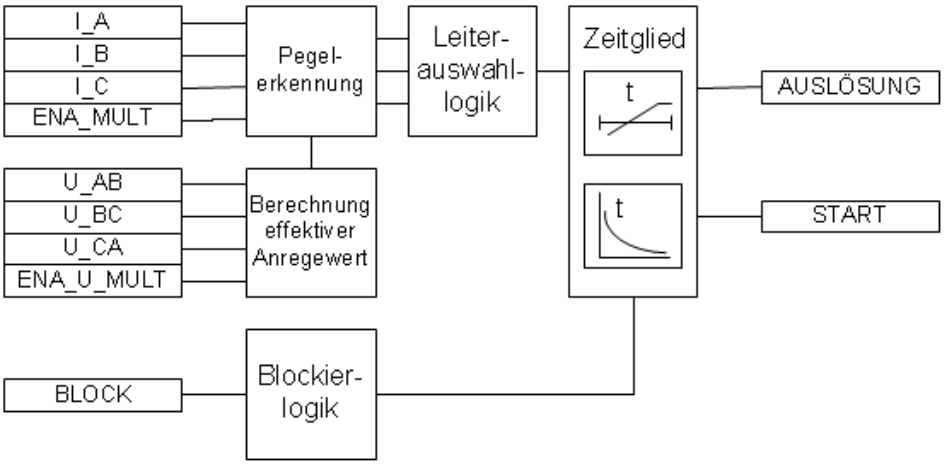


Abb. 127: Logikdiagramm

Berechnung des effektiven Startwertes

Der normale Startstromwert zum Anregen des Überstromschutzes wird über die Einstellung *Startwert* festgelegt. Der effektive Startwert des Stroms muss unter Umständen geändert werden, wie z. B. im Falle eines magnetisierenden Einschaltstroms oder wenn aufgrund von Spannungsausfällen die Anschlussspannung abfällt. Das Modul für die Berechnung des effektiven Startwertes berechnet daher den effektiven Startwert für die Anregung des Überstromschutzes dynamisch.

In PHPVOC gibt es vier Methoden für die Berechnung des effektiven Startwertes. Diese können über die Einstellung *Steuerungsmod* gewählt werden. Zur Auswahl stehen "Spannungssteuerung", "Eingangssteuerung", "Spannungs- und Eingangssteuerung" und "Keine Spannungsabhängigkeit".

Der berechnete effektive Startwert pro Leiter (`EFF_ST_VAL_L1`, `EFF_ST_VAL_L2`, `EFF_ST_VAL_L3`) steht unter dem Menüpunkt "Überwachte Daten" zur Verfügung und wird im Pegelerkennungsmodul verwendet.

Damit die Funktion korrekt arbeiten kann, müssen alle drei Leiter-Leiter-Spannungen vorhanden sein.

Modus für Spannungssteuerung

Im "Voltage control"-Modus wird der effektive Startwert basierend auf dem Pegel der Eingangsspannungen `U_L1-L2`, `U_L2-L3` und `U_L3-L1` berechnet. Die Spannungsabhängigkeit ist leiterabhängig. Dies bedeutet, dass der Pegel einer Eingangsspannung den Startwert nur vom entsprechenden Leiter steuert. D.h. die Pegel der Eingangsspannungen `U_L1-L2`, `U_L2-L3` und `U_L3-L1` steuern unabhängig den Stromstartwert der Leiter L1, L2 und L3.

Mit den Einstellungen *Oberer Spannungsgrenzwert* und *Unterer Spannungsgrenzwert* können zwei Eigenschaften für die Spannungssteuerung festgelegt werden: Spannungsstufe und Spannungsflanke.

Die Eigenschaft Spannungsstufe wird erreicht, wenn die Einstellung *Oberer Spannungsgrenzwert* auf den gleichen Wert wie die Einstellung *Unterer Spannungsgrenzwert* gesetzt wird. Der effektive Startwert wird basierend auf den Gleichungen berechnet.

Spannungspegel	Effektiver Startwert (I> effektiv)
U < *Oberer Spannungsgrenzwert*	*Unterer Startwert*
U < *Oberer Spannungsgrenzwert*	*Startwert*

In diesem Beispiel entspricht U der gemessenen Eingangsspannung. Diese Spannungsstufen-Kennlinie wird in Abbildung 128 grafisch dargestellt.

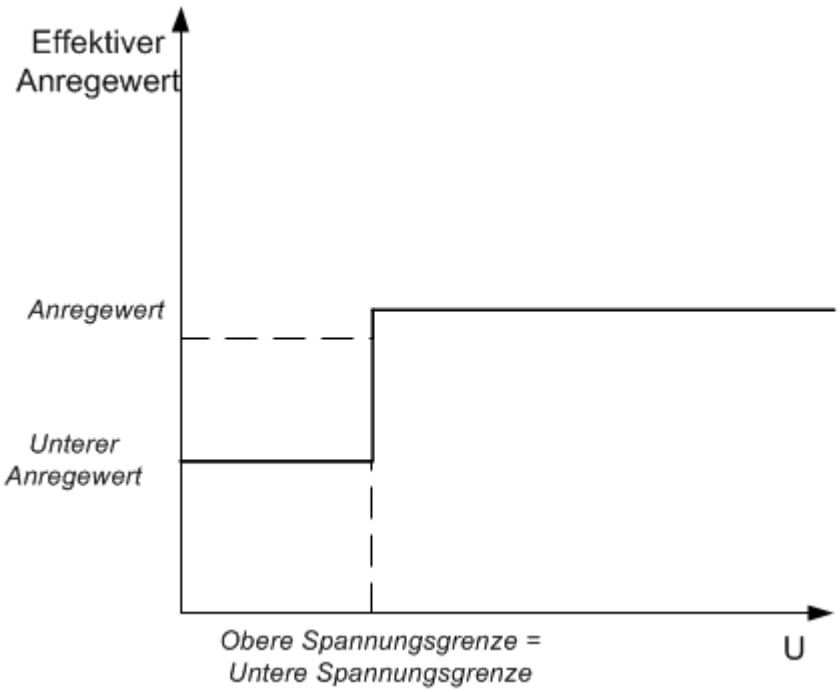


Abb. 128: Effektiver Startwert für Eigenschaft Spannungsstufe

Die Eigenschaft Spannungsflanke wird erreicht, indem in den Einstellungen *Oberer Spannungsgrenzwert* und *Unterer Spannungsgrenzwert* verschiedene Werte festgelegt werden. Die Berechnung des effektiven Startwertes basiert auf den Gleichungen.

Spannungspegel	Effektiver Startwert (I> effektiv)
U < *Unterer Spannungsgrenzwert*	*Unterer Startwert*
U < *Oberer Spannungsgrenzwert*	*Startwert*

Wenn *Unterer Spannungsgrenzwert* ≤ U < *Oberer Spannungsgrenzwert*,

$$I>(effective)=A-\left[\left(\frac{A-I>}{C-D}\right)\cdot(C-U)\right]$$

(Gleichung 6)

wird A auf den unteren Startwert gesetzt

I> wird auf den Startwert gesetzt

C wird aus *Oberer Spannungsgrenzwert* gesetzt

D wird auf *Unterer Spannungsgrenzwert* gesetzt

Hier entspricht U der gemessenen Eingangsspannung. Die Eigenschaft Spannungsflanke wird grafisch dargestellt.

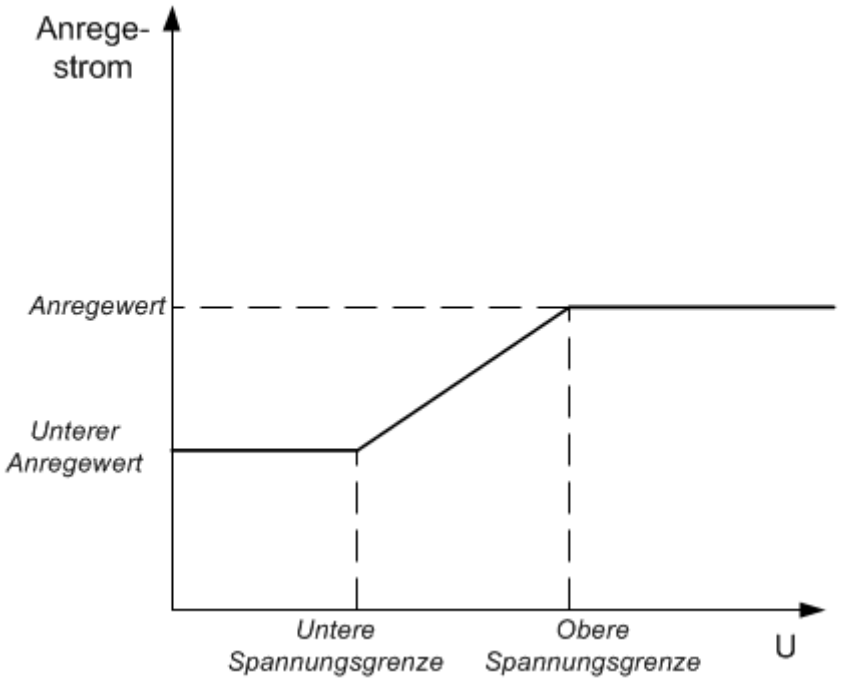


Abb. 129: Effektiver Startwert für Eigenschaft Spannungsflanke

Um die Eigenschaft Spannungsflanke zu erreichen, muss *Oberer Spannungsgrenzwert* immer auf einen höheren Wert als *Unterer Spannungsgrenzwert* eingestellt werden.
Wenn der Wert von *Oberer Spannungsgrenzwert* niedriger ist als der Wert von *Unterer Spannungsgrenzwert*, ist die Eigenschaft Spannungsstufe aktiv, wobei der Wert der Einstellung *Unterer Spannungsgrenzwert* als Cutoff-Wert verwendet wird.

Der Wert der Einstellung *Startwert* muss immer größer sein als der Wert der Einstellung *Unterer Startwert*. Andernfalls wird *Unterer Startwert* als effektiver Startwert verwendet.

Modus für externe Eingangssteuerung

Der Modus für die externe Eingangssteuerung ermöglicht die Spannungssteuerung über eine externe Anwendung. Wenn *Steuerungsmod* auf den Modus "Eingangssteuerung" eingestellt ist, wird der effektive Startwert für alle Leiter über den Status des Binäreingangs `ENA_U_MULT` beeinflusst.

If ENA_U_MULT is TRUE :
Effective start value = Start value low

(Gleichung 7)

If ENA_U_MULT is FALSE :
Effective start value = Start value

(Gleichung 8)

Modus für Spannungs- und Eingangsspannung

Wenn *Steuerungsmod* auf den "Spannungs- und Eingangssteuerung" eingestellt ist, werden die beiden Modi "Spannungssteuerung" und "Eingangssteuerung" verwendet. Jedoch hat die Eingangssteuerung gegenüber der Spannungssteuerung eine höhere Priorität, wenn ENA_U_MULT aktiv ist.

Modus für keine Spannungsabhängigkeit

Wenn *Steuerungsmod* auf "Keine Spannungsabhängig" eingestellt ist, hat der effektive Startwert keine Spannungsabhängigkeit und die Funktion agiert als normale Zeitüberstromfunktion bei der die Einstellung *Startwert* als effektiver Startwert verwendet wird.

Pegelerkennung

Die gemessenen Leiterströme werden leiterweise mit dem berechneten effektiven Startwert verglichen. Überschreitet der Messwert den berechneten effektiven Startwert, meldet die Pegelerkennung das Überschreiten des Wertes der Leiterauswahllogik. Ist der Eingang ENA_MULT aktiv, wird der effektive Startwert mit der Einstellung *Multiplikator Startwert* multipliziert.

Stellen Sie die Multiplikatoreinstellung *Multiplikator Startwert* nicht höher als erforderlich ein. Wenn der Wert zu hoch ist, wird die Funktion durch einen Fehler nicht angeregt, unabhängig von der Schwere des Fehlers.

Die Multiplikation des Startwerts erfolgt, wenn die Einschaltstromerkennungfunktion INRPHAR mit dem Eingang ENA_MULT verbunden und aktiviert ist.

Leiterauswahllogik

Sind die Fehlerkriterien in der Pegelerkennung erfüllt, dann erkennt die Leiterauswahllogik die Leiter in denen der gemessene Strom den Einstellwert überschreitet. Entspricht die Leiterinformation der Einstellung *Anzahl der Leiteranreg.*, dann aktiviert die Leiterauswahllogik den Zeitgeber.

Zeitgeber

Sobald das Modul Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang START.

Abhängig vom Wert der Einstellung *Typ Auslösekennlinie* entspricht die Zeitkennlinie DT oder IDMT. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den Wert *Auslösezeit* im

unabhängigen Zeitmodus oder den in der abhängigen Zeitkurve definierten Maximalwert erreicht, wird der Ausgang AUS (Auslösung) aktiviert.

Wenn die vom Benutzer programmierbare abhängige Zeitkennlinie gewählt wird, werden die Auslösezeit-Kennlinien durch die Einstellungen *Kurvenparameter A*, *Kurvenparameter B*, *Kurvenparameter C*, *Kurvenparameter D* und *Kurvenparameter E* definiert.

In einer Rückfallsituation, d. h. wenn der Fehler plötzlich verschwindet, bevor die Auslöseverzögerung überschritten ist, wird der Rücksetzzustand des Zeitgebers aktiviert. Das Verhalten des Zeitgebers im Rücksetzzustand ist abhängig von der Kombination der Einstellungen *Typ Auslösekennlinie*, *Typ Rücksetzkurve* und *Rückfallzeitverzögerung*. Wenn die unabhängige Kennlinie ausgewählt wurde, läuft der Rücksetzzeitgeber, bis der festgelegte Wert der Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* überschritten wird. Wenn die abhängigen Kennlinien ausgewählt wurden, kann die Einstellung *Typ Rücksetzkurve* auf einen der Werte "Unverzögert", "Unabh.Rücksetzzeit" oder "Abh. Rücksetzzeit" eingestellt werden. Der Rücksetzkurventyp "Unverzögert" veranlasst ein sofortiges Rücksetzen. Wenn der Rücksetzkurventyp "Unabh.Rücksetzzeit" ausgewählt wird, hängt die Rücksetzzeit von der Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* ab. Wenn der Rücksetzkurventyp "Abh.Rücksetzzeit" ausgewählt wird, hängt die Rücksetzzeit vom Strom während der Rückfallsituation ab. Der Ausgang START wird nach Ablauf des Rücksetzzeitgebers deaktiviert.

Die Auswahl "Abhängige Rücksetzzeit" wird nur von ANSI oder benutzerprogrammierbaren Typen der abhängigen Auslösekurven unterstützt. Wenn ein anderer Auslösekurventyp ausgewählt wird, findet während der Rückfallsituation ein sofortiges Rücksetzen statt.

Der *Zeitmultiplikator* wird zur Skalierung der abhängigen Auslöse- und -Rücksetzzeiten verwendet.

Die Einstellung *Minimale Auslösezeit* legt die gewünschte minimale Auslösezeit für die abhängige Kurve fest. Diese Einstellung ist nur relevant, wenn die abhängigen Zeitkennlinien verwendet werden.

Auch wenn die Einstellungen *Zeitmultiplikator* und *Minimale Auslösezeit* für verschiedene abhängige Zeitkennlinien gleich sind, ist die Auslösezeit hauptsächlich vom Typ der gewählten abhängigen Zeitkennlinie abhängig.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Dieser Ausgang ist im Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden vom Eingang BLOCK und der globalen Einstellung **Konfiguration/System/**

Blockiermodus gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Geräteprogramms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt. Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Ausgang AUSLÖSUNG blockieren" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang OPERATE wird jedoch nicht aktiviert.

4.1.3.5 Anwendung

Der spannungsabhängige Überstromschutz wird als Reserveschutz für Generatoren und Netze verwendet, um Schäden bei Leiter-Leiter-Fehlern zu vermeiden, die durch die primären Schutzgeräten und zugeordneten Leistungsschalter nicht beseitigt werden konnten.

Bei einem Kurzschluss kann der anhaltende Fehlerstrom des Generators, der über die maschinensynchrone Reaktanz ermittelt wird, unter den Bemessungslaststrom fallen. Wenn der Erregerstrom des Generators von den Generatoranschlüssen gespeist wird, führt ein durch einen Kurzschluss verursachter Spannungsabfall zu einem niedrigen Fehlerstrom. Das primäre Schutzgerät, wie z. B. ein normaler Überstromschutz, kann diese Art von Fehlersituation eventuell nicht erkennen. In einigen Fällen kann der automatische Spannungsregler AVR (Automatic Voltage Regulator) unterstützend die hohen Fehlerströme beibehalten, indem das Erregersystem des Generators gesteuert wird. Wenn der AVR außer Betrieb ist oder wenn die Funktion des AVR fehlerhaft oder gestört ist, können die niedrigen Fehlerströme unbemerkt bleiben. Daher sollte als Reserveschutz ein spannungsabhängiger Überstromschutz verwendet werden.

In PHPVOC stehen zwei Eigenschaften für die Spannungssteuerung zur Verfügung: Spannungsstufe und Spannungsflanke. Die Wahl erfolgt basierend auf die Netzbedingungen und dem vorhandenen Schutzniveau.

Die Spannungsstufen-Kennlinie wird bei Generatoren in industriellen Netzen angewendet. Wenn bei generatornahen Fehlern die Generatoranschlussspannungen unter den eingestellten Schwellenwert fallen, wird ein neuer Startwert des Stroms ausgewählt, der angemessen unter dem normalen Laststrom liegt. Die Steuerspannungseinstellung soll sicherstellen, dass PHPVOC bei den höchstmöglichen Lastzuständen, denen das Netz ausgesetzt sein kann, nicht auslöst. Bei einem zu hohen Wert für die Steuerspannung kann bei großflächigen Störungen ein unerwünschtes Auslösen der Funktion auftreten. Wenn die Anschlussspannung des Generators über dem Steuerspannungswert liegt, wird der normale Startwert verwendet. Dies gewährleistet, dass PHPVOC unter normalen Überlastzuständen nicht auslöst, wenn die Generatoranschlussspannungen weiterhin im Bereich der Normalwerte bleiben.

Die Eigenschaft Spannungsflanke wird häufig als Alternative zum Impedanzschutz von kleineren und mittelgroßen Generatoren (5...150 MVA) verwendet, um einen Reserveschutz für den Differentialschutz zur Verfügung zu haben. Weiterhin kann die Eigenschaft Spannungsflanke auch in Netzen eingesetzt werden, um eine bessere Koordinierung und Fehlererkennung zu erzielen, als dies bei einem reinen Überstromschutz der Fall ist. Die Methode mit der Spannungsflanke bietet eine verbesserte Empfindlichkeit bei der Auslösung des Überstromschutzes, indem sich der Überstrom-Startwert proportional zur Anschlussspannung verhält. Der Stromstartwert variiert entsprechend den Generatoranschlussspannungen zwischen dem eingestellten oberen Spannungsgrenzwert und dem unteren Spannungsgrenzwert. Dies gewährleistet, dass trotz des abfallenden Fehlerstromwertes PHPVOC auslöst.

Die Auslösung von PHPVOC muss zeitgestaffelt unter Berücksichtigung des Hauptschutzschemas erfolgen, um sicherzustellen, dass PHPVOC nicht vor dem Hauptschutz auslöst.

4.1.3.6 Signale

Tabelle 263: PHPVOC Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Leiter L1 Strom
I_L2	SIGNAL	0	Leiter L2 Strom
I_L3	SIGNAL	0	Leiter L3 Strom
U_L1-L2	SIGNAL	0	Leiter-Leiter-Spannung L1-L2
U_L2-L3	SIGNAL	0	Leiter-Leiter-Spannung L2-L3
U_L3-L1	SIGNAL	0	Leiter-Leiter-Spannung L3-L1
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus
FRG_MULT	BOOLEAN	0=False	Freigabesignal für Strommultiplikator
ENA_LOW_LIM	BOOLEAN	0=False	Aktivierungssignal für spannungsabhängigen unteren Startwert

Tabelle 264: PHPVOC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
START	BOOLEAN	Start

4.1.3.7 Einstellungen

Tabelle 265: PHPVOC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Startwert	0,05...5,00	xIn	0,01	0,05	Startwert
Unterer Startwert	0,05...1,00	xIn	0,01	0,05	Unterer Startwert basierend auf Spannungsregelung
Oberer Spannungsgrenzwert	0,01...1,00	xUn	0,01	1,00	Oberer Spannungsgrenzwert für Spannungsregelung
Unterer Spannungsgrenzwert	0,01...1,00	xUn	0,01	1,00	Unterer Spannungsgrenzwert für Spannungsregelung
Multiplikator Startwert	0,8...10,0		0,1	1,0	Faktor zum Skalieren der Startwerte
Zeitmultiplikator	0,05...15,00		0,01	1,00	Zeitmultiplikator in IEC/ANSI IDMT Kurven
Typ Auslösekennlinie	1=ANSI Ext. invers 2=ANSI stark inv. 3=ANSI norm. inv. 4=ANSI Mod. inv. 5=unabhängige (ANSI) Zeit 6=Langzeit extrem inv. 7=Langzeit stark inv. 8=Langzeit inv. 9=IEC norm. inv. 10=IEC stark inv. 11=IEC inv. 12=IEC extrem inv. 13=IEC kurzzeit inv. 14=IEC langzeit inv 15=unabhängige (IEC) Zeit 17=Programmierbar 18=RI-Typ 19=RD-Typ			15=unabhängige (IEC) Zeit	Auswahl des Zeitverzögerungskurventyps
Auslöseverzögerung	40...200000	ms	10	40	Auslöseverzögerung

Tabelle 266: PHPVOC Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Typ Rücksetzkurve	1=Unverzögert 2=Unabh. Rücksetzzeit 3=Abh. Rücksetzzeit			1=Unverzögert	Rücksetzauswahl des Kurventyps

Tabelle 267: PHPVOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Anzahl der Leiteranreg.	1=1 aus 3 2=2 aus 3 3=3 aus 3			1=1 aus 3	Anzahl der Leiter für die Funktionsaktivierung
Kurvenparameter A	0,0086...120,0000		1	28,2000	Parameter A für anwenderprogrammierbare Kennlinie
Kurvenparameter B	0,0000...0,7120		1	0,1217	Parameter B für anwenderprogrammierbare Kennlinie
Kurvenparameter C	0,02...2,00		1	2,00	Parameter C für anwenderprogrammierbare Kennlinie
Kurvenparameter D	0,46...30,00		1	29,10	Parameter D für anwenderprogrammierbare Kennlinie
Kurvenparameter E	0,0...1,0		1	1,0	Parameter E für anwenderprogrammierbare Kennlinie

Tabelle 268: PHPVOC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Messmodus	1=RMS 2=DFT 3=Spitzenwert			2=DFT	Ausgewählter Messmodus
Steuerungsmodus	1=Spannungsregelung 2=Eingangssteuerung 3=Spannungs- und Eingangssteuerung 4=Keine Spannungsabhängigkeit			1=Spannungsregelung	Regelungstyp
Minimale Auslösezeit	40...60000	ms	1	40	Minimale Zeitverzögerung für stromabhängige Auslösekennlinien
Rückfallzeitverzögerung	0...60000	ms	1	20	Rückfallzeitverzögerung

4.1.3.8 Überwachte Daten

Tabelle 269: PHPVOC Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
START_DAU	FLOAT32	0,00...100,00	%	Verhältnis von Startzeit / Auslösezeit
EFF_ST_VAL_A	FLOAT32	0,00...50,00	xIn	Aktivierter Startwert für Leiter L1
EFF_ST_VAL_B	FLOAT32	0,00...50,00	xIn	Aktivierter Startwert für Leiter L2
EFF_ST_VAL_C	FLOAT32	0,00...50,00	xIn	Aktivierter Startwert für Leiter L3
PHPVOC	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

4.1.3.9 Technische Daten

Tabelle 270: PHPVOC Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms und der gemessenen Spannung: f_n ±2 Hz
	Strom: ±1,5 % des eingestellten Werts oder ± 0,002 × I_n Spannung: ±1,5 % des eingestellten Wertes oder ±0,002 × U_r
Anregezeit [1)2)]	Üblicherweise 26 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms
Rückfallverhältnis	Üblicherweise 0,96
Auslösegenauigkeit im unabhängigen Modus	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Auslösegenauigkeit im abhängigen Modus	±5,0% des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	-50 dB bei f = n × f_r, wenn n = 2, 3, 4, 5,…

1) *Messmethode* = Standard, Strom vor Fehler = 0,0 x I_n, f_n = 50 Hz, Erdfehlerstrom in einem Leiter mit nominaler Frequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.1.4 Thermischer Überlastschutz, eine Zeitkonstante (T1PTTR)

4.1.4.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Dreiphasiger thermischer Schutz für Leitungen, Kabel und Transformatoren	T1PTTR	3Ith>F	49F

4.1.4.2 Funktionsblock

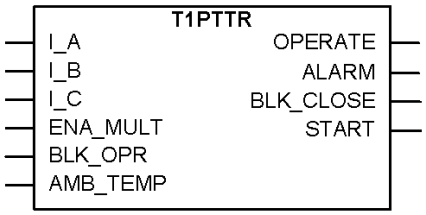


Abb. 130: Funktionsblock

4.1.4.3 Funktionalität

Der vermehrte Einsatz der elektrischen Netze an der Grenze der thermischen Belastung hat es zu einem Bedarf an thermischen Überlastfunktionen geführt.

Thermische Überlasten werden in manchen Fällen von anderen Schutzfunktionen nicht erkannt. Daher ermöglicht die Einführung der dreiphasigen thermischen Schutzfunktion für Leitungen, Kabel und Transformatoren T1PTTR den Betrieb der entsprechenden Betriebsmittel näher an der thermischen Grenze.

Eine Alarmschwelle gibt eine frühzeitige Warnung aus, damit der Anwender vor der Schutzauslösung an einer Leitung entsprechend reagieren kann. Die Frühwarnfunktion basiert auf der dreiphasigen Strommessfunktion unter Anwendung eines thermischen Modells mit einem thermischen Verlust erster Ordnung in der einstellbaren Zeitkonstante. Steigt die Temperatur weiter an, arbeitet die Funktion auf der Grundlage des thermischen Modells einer Leitung.

Die erneute Aktivierung der Betriebsmittel nach einer thermischen Überlast kann während der Abkühlphase unterbunden werden. Das Abkühlen der Betriebsmittel wird über das thermische Modell geschätzt.

4.1.4.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von T1PTTR kann anhand eines Logikdiagramms erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

Die Funktion setzt die Umgebungstemperatur, die lokal oder aus der Ferne gemessen werden kann. Die lokale Messung erfolgt über das Gerät. Die Fernmessung verwendet analoges GOOSE zur Verbindung des Eingangs `AMB_TEMP`.

Wenn die Qualität der ferngemessenen Temperatur ungültig ist oder die Kommunikation fehlschlägt, verwendet die Funktion die in *Env temperature Set* eingestellte Umgebungstemperatur.

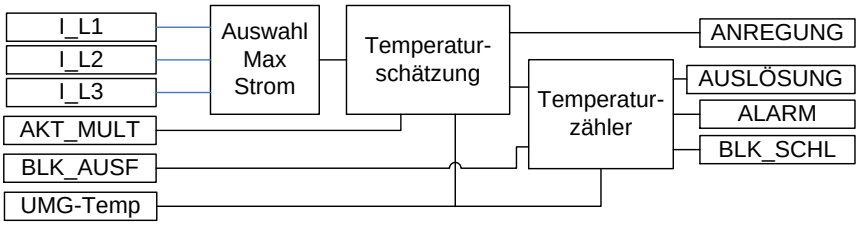


Abb. 131: Logikdiagramm

Auswahl Max Strom

Die Auswahl des Maximalstroms der Funktion prüft ständig den höchsten gemessenen TRMS-Leiterstromwert. Die Auswahl meldet den höchsten Wert an die Temperaturabschätzung.

Temperaturschätzung

Ausgehend vom stärksten der drei Leiterströme wird ein Temperaturanstieg entsprechend des folgenden Ausdrucks berechnet:

$$\Theta_{final} = \left(\frac{I}{I_{ref}} \right)^2 \cdot T_{ref}$$

(Gleichung 9)

I der größte Leiterstrom

I_{ref} eingestellte *Current reference*

T_{ref} eingestellte *Temperature rise*

Die Umgebungstemperatur wird zur berechneten Endtemperaturschätzung hinzu addiert und der Umgebungstemperaturwert ist vom Ausgang `TEMP_AMB` über den Menüpunkt "überwachte Daten" verfügbar. Liegt der Endtemperaturwert höher als die eingestellte *Maximum temperature*, wird der Ausgang `START` aktiviert.

Die Werte der Einstellungen *Current reference* und *Temperature rise* werden bei der abschließenden Temperaturschätzung gemeinsam mit der Umgebungstemperatur verwendet. Wir empfehlen, diese Werte auf den für das Kabel zugelassene Maximalwert für den Notfallbetrieb mit konstanten Strom für einige Stunden pro Jahr einzustellen. Die Stromwerte sind mit den entsprechenden Leitertemperaturen in den Handbüchern zu den Kabeln angegeben. Diese Werte werden für bestimmte Bedingungen angegeben, wie Bodentemperaturen, Temperatur der Umgebungsluft, Art der Kabellegung und thermischer Bodenwiderstand.

Thermischer Zähler

Die aktuelle Temperatur im aktuellen Ausführungszyklus wird folgendermaßen berechnet:

$$\Theta_n = \Theta_{n-1} + \left(\Theta_{final} - \Theta_{n-1}\right) \cdot \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}}\right)$$

(Gleichung 10)

Θ_n berechnete aktuelle Temperatur

Θ_{n-1} berechnete Temperatur im vorherigen Zeitabschnitt

Θ_{final} berechnete Endtemperatur mit aktuellem Strom

Δt Zeitabschnitt zwischen den Berechnungen der aktuellen Temperatur

τ thermische Zeitkonstante für das geschützte Gerät (Leitung oder Kabel), in *Time constant* eingestellt

Die tatsächliche Temperatur des geschützten Betriebsmittels (Leitung, Kabel oder Transformatoren) wird berechnet, indem die Umgebungstemperatur zur berechneten Temperatur hinzu addiert wird, wie oben dargestellt. Die Umgebungstemperatur kann als Konstantwert angegeben oder gemessen werden. Die berechnete Komponententemperatur kann überwacht werden, da sie als echte Kennzahl aus der Funktion exportiert wird.

Wenn die Komponententemperatur den eingestellten Alarmpegel *Alarm value* erreicht, wird das Ausgangssignal `ALARM` eingestellt. Wenn die Komponententemperatur den eingestellten Auslösepegel *Maximum temperature* erreicht, wird der Ausgang `OPERATE` aktiviert. Die Signalimpulslänge von `OPERATE` ist auf 100 ms fixiert

Es erfolgt auch eine Berechnung der Zeit bis zur Auslösung mit dem aktuell anliegenden Strom. Diese Berechnung erfolgt nur dann, wenn die berechnete Endtemperatur über der Betriebstemperatur liegt.

$$t_{Auslösung} = -\tau \cdot \ln\left(\frac{\Theta_{final} - \Theta_{Auslösung}}{\Theta_{final} - \Theta_n}\right)$$

(Gleichung 11)

Durch die thermische Überlastschutzfunktion kann eine Verriegelung des ausgelösten Betriebsmittels erfolgen. Der Verriegelungsausgang `BLK_CLOSE` wird gleichzeitig mit dem Ausgang `OPERATE` aktiviert und so lange nicht zurückgesetzt, bis die Temperatur unter den eingestellten Wert *Reclose temperature* gesunken ist. Der Wert *Maximaltemperatur* muss mindestens zwei Grad über dem eingestellten Wert *Wiedereinschalttemp.* liegen.

Die Zeit bis zur Freigabe der Verriegelung wird berechnet, d.h. die Berechnung der Abkühlzeit auf der Grundlage eines Einstellwerts. Die berechnete Temperatur kann über einen Steuerparameter im Löschmenü auf ihren Anfangswert zurückgesetzt werden (Einstellung *Initial temperature*). Dies ist bei Tests sehr hilfreich, wenn der eingespeiste Sekundärstrom zu einer falschen Temperaturstufe geführt hat.

$$t_{Verriegelung_Freigabe} = -\tau \cdot \ln\left(\frac{\Theta_{final} - \Theta_{Verriegelung_Freigabe}}{\Theta_{final} - \Theta_n}\right)$$

(Gleichung 12)

Hier gleicht die abschließende Temperatur der eingestellten oder gemessenen Umgebungstemperatur.

In einigen Anwendungen kann sie die gemessene Temperatur von parallel geschalteten Leitungen umfassen. Diese wird häufig für Leitungen eingesetzt, wenn an einem Feld zahlreiche Leitungen parallel geschaltet sind. Wenn der Parameter *Current multiplier* auf die Anzahl der parallelen Leitungen (Kabel) gesetzt wird, wird der aktuelle Strom einer Leitung im Schutzalgorithmus verwendet. Um diese Option zu aktivieren, muss der Eingang `ENA_MULT` aktiviert sein.

Die Umgebungstemperatur kann mit der RTD-Messung ermittelt werden. Der gemessene Temperaturwert wird dann beispielsweise vom Ausgang `AI_VAL3` der Funktion X130 (RTD) mit dem Eingang `AMB_TEMP` von T1PTTR verbunden werden.

Die Einstellung *Env temperature Set* wird verwendet, um die Umgebungstemperatur zu definieren, wenn der Messwert für die Umgebungstemperatur nicht mit dem Eingang `AMB_TEMP` verbunden ist. Die Einstellung *Env temperature Set* wird auch verwendet, wenn die mit T1PTTR verbundene Umgebungstemperaturmessung in der Funktion X130 (RTD) auf “Nicht in Gebrauch” eingestellt ist.

Die Temperaturberechnung beginnt mit dem definierten Parameterwert in *Initial Temperatur*. Dies findet statt, wenn das Gerät eingeschaltet, die Funktion "Aus" und wieder "Ein" geschaltet oder über das Löschen-Menü zurückgesetzt wird. Der Temperaturwert wird auch in einem nichtflüchtigen Speicher abgelegt und im Falle eine Neustarts des Geräts wieder hergestellt.

Die thermische Zeitkonstante des geschützten Netzes wird in der Einstellung *Time constant* in Sekunden angegeben. Weitere Einzelheiten entnehmen Sie den Handbüchern der Kabelhersteller.

Das thermische Modell von T1PTTR entspricht dem Standard IEC 60255-149.

4.1.4.5 Anwendung

Die Leitungen und Kabel in Anlagen sind für eine bestimmte Strom-Maximallast ausgelegt. Wird dieser Wert überschritten, sind die Verluste höher als erwartet. Folglich steigt die Temperatur in den Leitern. Erreicht die Temperatur der Leitungen und Kabel zu hohe Werte, können zum Beispiel auf die Folgende Art und Weise Schäden verursacht werden:

- Der Durchhang von Freileitungen kann einen inakzeptablen Wert erreichen.
- Wird die Temperatur von Leitern, beispielsweise aus Aluminium, zu hoch, dann wird das Material zerstört.
- Bei Kabeln kann aufgrund von Übertemperaturen die Isolierung beschädigt werden. Folglich können Leiter-Leiter- oder Leiter-Erde-Fehler auftreten.

Im Fall von Lastsituationen im Netz kann es sein, dass Leitungen und Kabel für eine bestimmte Zeit überhitzt werden müssen. Dies sollte ohne die Gefahr der oben genannten Risiken erfolgen.

Der thermische Überlastschutz bietet Informationen, die eine zeitweise Überlastung von Kabeln und Leitungen ermöglicht. Gleichzeitig schätzt der thermische Überlastschutz ständig die Leiter-Temperatur. Diese Schätzung erfolgt auf der Grundlage eines thermischen Modells der Leitung/des Kabels anhand der Strommessung.

Wenn die Temperatur des Geschützten Objekts einen eingestellten Alarmpegel erreicht, wird der Bediener mit einem Signal benachrichtigt. Auf diese Weise können im elektrischen Netz Maßnahmen ergriffen werden, bevor gefährliche Temperaturen erreicht werden. Wenn die Temperatur auf den zulässigen Maximalwert ansteigt, löst der Schutz an der geschützten Leitung aus.

4.1.4.6 Signale

Tabelle 271: T1PTTR – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
AKT_MULT	BOOLEAN	0=False	Aktiviere Strommultiplikator
BLK_AUSF	BOOLEAN	0=False	Block Signal für Auslöseausgänge
TEMP_UMG	FLOAT32	0	Zur Berechnung genutzte Umgebungstemperatur

Tabelle 272: T1PTTR – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung
ALARM	BOOLEAN	Thermischer Alarm
BLK_SCHL	BOOLEAN	Thermische Überlastanzeige verhindert WE

4.1.4.7 Einstellungen

Tabelle 273: T1PTTR Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Int.Umgebungstemp.	-50...100	°C	1	40	Umgebungstemperatur, wenn keine ext. Temperaturmessung möglich ist
Stromreferenz	0.05...4.00	xIn	0.01	1.00	Laststrom, der zu Temperaturerhöhung führt
Temperaturanstieg	0.0...200.0	°C	0.1	75.0	Endtemperatur steigt über Umgebungstemperatur
Zeitkonstante	60...60000	s	1	2700	Zeitkonstante der Leitung in Sekunden
Maximaltemperatur	20.0...200.0	°C	0.1	90.0	Arbeitstemperaturpegel
Alarmwert	20.0...150.0	°C	0.1	80.0	Temperaturpegel für Alarm(start)
Wiedereinschaltstemperatur	20.0...150.0	°C	0.1	70.0	Temperatur der Freigabe der Wiedereinschaltsperre

Tabelle 274: T1PTTR Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Strommultiplikator	1...5		1	1	Strommultiplikator, wenn Funktion für parallele Leitungen genutzt wird

Tabelle 275: T1PTTR Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein

Tabelle 276: T1PTTR Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anfangstemperatur	-50,0...100,0	°C	0.1	0.0	Temperaturanstieg über Umgebungstemperatur beim Anlauf

4.1.4.8 Überwachte Daten

Tabelle 277: T1PTTR – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
TEMP	FLOAT32	-100,0...9999,9	°C	Berechnete Temperatur des geschützten Objektes
TEMP_RL	FLOAT32	0.00...99.99		Relative berechnete Temperatur des geschützten Objektes zur Arbeitstemperatur
T_AUSL	INT32	0...60000	s	Verbleibende Zeit bis Auslösung
T_SCHL_ERLAUBT	INT32	0...60000	s	Verbleibende Zeit bis Aufhebung WE_BLOCK
TEMP_UMG	FLOAT32	-99...999	°C	Für die Berechnung verwendete Umgebungstemperatur
T1PTTR	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.1.4.9 Technische Daten

Tabelle 278: T1PTTR Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz
	Strommessung: ±1,5 % des eingestellten Wertes oder ±0,002 × Ir (bei Strömen im Bereich von 0,01...4,00 × I_n)
Genauigkeit der Auslöseverzögerung[1)]	±2,0% des theoretischen Wertes oder ±0,50 s

1) Überlaststrom > 1,2 × Temperaturstufe für Betrieb

4.1.4.10 Technische Änderungshistorie

Tabelle 279: T1PTTR Technische Änderungshistorie

Technische Änderungen	Änderung
C	Parametereinstellung *Sensor verfügbar* entfernt
D	Eingang `AMB_TEMP` hinzugefügt
E	Interne Verbesserung.
F	Interne Verbesserung.

4.1.5 Thermischer Überlastschutz, zwei Zeitkonstanten (T2PTTR)

4.1.5.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Thermischer Überlastschutz, zwei Zeitkonstanten	T2PTTR	3Ith>T/G/C	49T/G/C

4.1.5.2 Funktionsblock

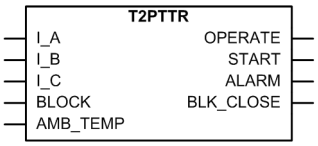


Abb. 132: Funktionsblock

4.1.5.3 Funktion

Die dreiphasige thermische Überlastschutzfunktion mit zwei Zeitkonstanten T2PTTR schützt den Transformator hauptsächlich vor kurzfristigen Überlasten. Vor Langzeit-Überlasten wird der Transformator durch die integrierte Öltemperaturerkennung geschützt.

Das Alarmsignal gibt eine frühzeitige Warnung aus, damit der Anwender vor der Schutzauslösung am Transformator reagieren kann. Die Frühwarnfunktion basiert auf der dreiphasigen Strommessfunktion unter Anwendung eines thermischen Modells mit zwei einstellbaren Zeitkonstanten. Steigt die Temperatur weiter an, löst T2PTTR auf der Grundlage des thermischen Modells des Transformators aus.

Nach dem Auslösen eines thermischen Überlastschutzes wird ein erneutes Einschalten des Transformators während dessen Abkühlzeit unterbunden. Die Transformatorabkühlung wird mit einem thermischen Modell geschätzt.

4.1.5.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von T2PTTR kann in einem Moduldiagramm beschrieben werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

Die Funktion verwendet die lokal oder extern gemessene Umgebungstemperatur. Die lokale Messung erfolgt durch das Schutzgerät. Die externe Messung nutzt analoges GOOSE zur Verbindung über den Eingang `AMB_TEMP`.

Bei einer ungültigen extern gemessenen Temperatur oder bei einem Fehler im Kommunikationskanal nutzt die Funktion die unter *Env Temperatur Set* festgelegte Umgebungstemperatur.

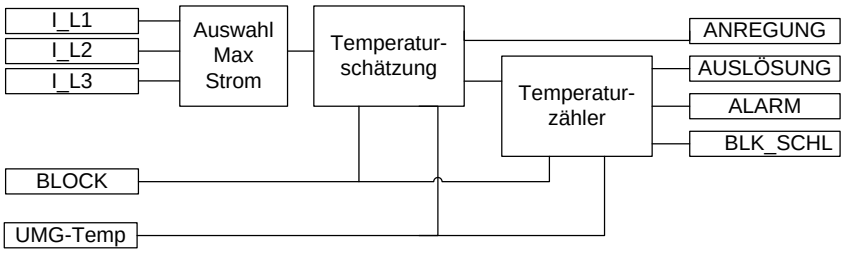


Abb. 133: Logikdiagramm

Auswahl Max Strom

Die Auswahl des Maximalstroms der Funktion prüft ständig den höchsten gemessenen TRMS-Leiterstromwert. Die Auswahl meldet den höchsten Wert an die Temperaturzähler.

Temperaturabschätzung

Ausgehend vom stärksten der drei Leiterströme wird ein Temperaturanstieg entsprechend des folgenden Ausdrucks berechnet:

$$\Theta_{final} = \left(\frac{I}{I_{ref}} \right)^2 \cdot T_{ref}$$

(Gleichung 13)

I höchster gemessener Leiterstrom

I_{ref} der eingestellte Wert der Einstellung *Stromreferenz*

T_{ref} der eingestellte Wert des *Temperaturanstiegs* (Temperaturanstieg in °C) bei Dauerstrom I_{ref}

Der Wert der Umgebungstemperatur wird zum Endwert des berechneten Temperaturanstiegs hinzu addiert. Ist der Gesamtwert für die Temperatur höher als der eingestellte Auslösetemperaturwert, wird der Ausgang `START` aktiviert.

Die Einstellung *Stromreferenz* ist ein Dauerstrom, der den Endtemperaturwert *Temperaturanstieg* bei Dauerstrom liefert. Sie liefert einen Einstellwert, der der Bemessungsleistung des Transformators entspricht.

Die Einstellung *Temperaturanstieg* wird verwendet, wenn der Wert des Referenztemperaturanstiegs dem Wert *Stromreferenz* entspricht. Die

Temperaturwerte mit den zugehörigen Lastströmen werden gewöhnlich von den Transformatorenherstellern angegeben.

Temperaturzähler

T2PTTR wendet ein thermisches Modell mit zwei Zeitkonstanten zur Temperaturmessung an. Ausgehend vom höchsten der drei Leiterströme wird der Temperaturanstieg in Grad Celsius (°C) entsprechend des folgenden Ausdrucks berechnet:

$$\Delta\Theta = \left[p * \left(\frac{I}{I_{ref}} \right)^2 * T_{ref} \right] \cdot \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau 1}} \right) + \left[(1-p) \cdot \left(\frac{I}{I_{ref}} \right)^2 \cdot T_{ref} \right] \cdot \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau 2}} \right)$$

(Gleichung 14)

ΔΘ	berechneter Temperaturanstieg (°C) im Transformator
I	Gemessener Leiterstrom mit dem höchsten RMS-Bemessungswert
Iref	der eingestellte Wert der Einstellung *Stromreferenz* (Bemessungsstrom des geschützten Objekts)
Tref	der eingestellte Wert des *Temperaturanstiegs* (Temperaturanstieg in °C bei Dauerstrom I_{ref})
p	der eingestellte Wert der Einstellung *Gewichtungsfaktor p* (Gewichtungsfaktor für die Kurzzeitkonstante)
Δt	Zeitstufe zwischen den Berechnungen der tatsächlichen Temperatur
τ_1	der eingestellte Wert der Einstellung *Kurzzeitkonstante* (Konstante für kurzzeitiges Aufheizen / Abkühlen)
τ_2	der eingestellte Wert der Einstellung *Langzeitkonstante* (Konstante für andauerndes Aufheizen / Abkühlen)

Das Aufheizen und Abkühlen entsprechend der Temperaturkurve mit zwei Zeitkonstanten ist charakteristisch für Transformatoren. Die thermischen Zeitkonstanten des geschützten Transformators werden über die Einstellungen *Kurzzeitkonstante* und *Langzeitkonstante* in Sekunden angegeben . Die Einstellung *Kurzzeitkonstante* beschreibt das Aufheizen des Transformators im Hinblick auf die Wicklungen. Die Einstellung *Langzeitkonstante* beschreibt das Aufheizen des Transformators im Hinblick auf das Öl. Bei Verwendung des Modells mit zwei Zeitkonstanten können sowohl schnelle als auch langsame Temperaturänderungen des geschützten Objekts verfolgt werden.

Die Einstellung *Gewichtungsfaktor p* ist der Gewichtungsfaktor zwischen der *Kurzzeitkonstante* τ_1 und der *Langzeitkonstante* τ_2. Je höher der Wert der Einstellung *Gewichtungsfaktor p* ist, desto größer ist der Anteil des steilen Teils der Anheizkurve. Bei *Gewichtungsfaktor p* =1 wird nur die *Kurzzeitkonstante* verwendet. Bei *Gewichtungsfaktor p* =0 wird nur die *Langzeitkonstante* verwendet.

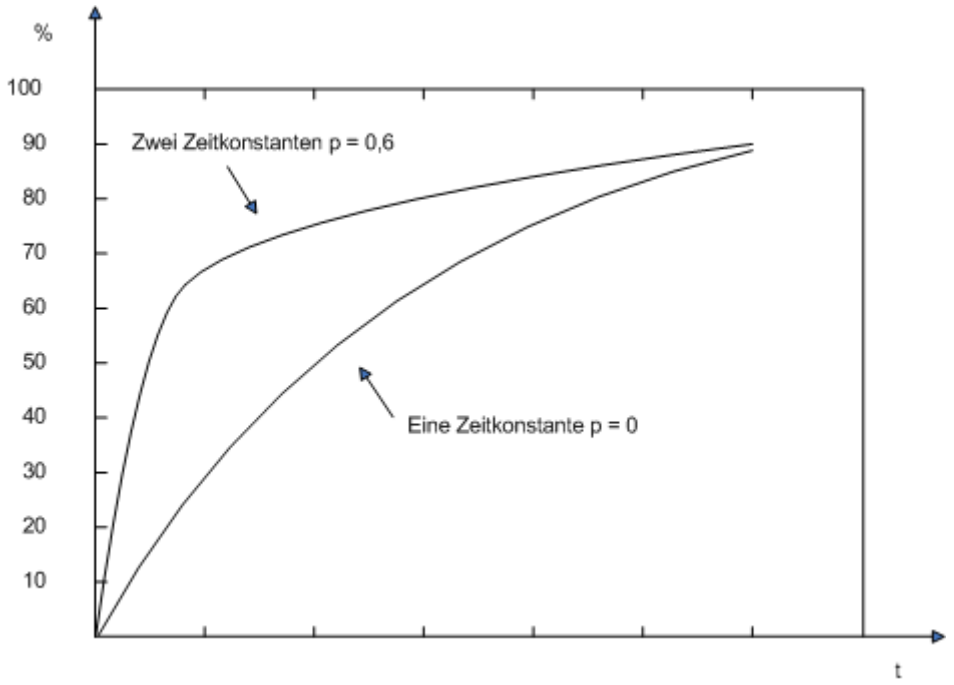


Abb. 134: Wirkung des Gewichtungsfaktors p und der Differenz zwischen den beiden Zeitkonstanten und einem der Zeitkonstantenmodelle

Die tatsächliche Temperatur des Transformators wird berechnet, indem die Umgebungstemperatur zur berechneten Temperatur hinzu addiert wird.

$$\Theta = \Delta\Theta + \Theta_{amb}$$

(Gleichung 15)

Θ	Temperatur im Transformator
ΔΘ	berechneter Temperaturanstieg (°C) im Transformator
Θ_{amb}	eingestellter Wert der Einstellung *Env Temperatur Set* oder gemessene Umgebungstemperatur

Die Umgebungstemperatur kann über eine RTD-Messung gemessen werden. Der gemessene Temperaturwert wird zum Beispiel über den Ausgang `AI_VAL3` der Funktion X130 (RTD) mit dem Eingang `AMB_TEMP` von T2PTTR verbunden.

Die Einstellung *Env Temperatur Set* wird zur Definition der Umgebungstemperatur verwendet, wenn der gemessene Umgebungstemperaturwert nicht mit dem Eingang `AMB_TEMP` verbunden ist. Die Einstellung *Env Temperatur Set* wird außerdem verwendet, wenn die mit T2PTTR verbundene Umgebungstemperaturmessung in der Funktion X130 (RTD) auf "Nicht verwendet" eingestellt ist.

Die Temperaturberechnung beginnt mit den definierten Parameterwerten in *Initial Temperatur* und *Maximaltemperatur*. Der Startwert ist ein Prozentsatz der *Maximaltemperatur*; er wird über die *Temperatur beim Start des Geräts* festgelegt. Dies findet statt, wenn das Schutzgerät eingeschaltet, die Funktion aus- und wieder

eingeschaltet oder über das Löschen-Menü zurückgesetzt wird. Die Temperatur wird in einem nicht flüchtigen Speicher abgelegt und bei einem Neustart des Schutzgeräts wieder hergestellt.

Über die Einstellung *Max temperature* wird die Maximaltemperatur des Transformators in Grad Celsius (°C) definiert. Der Wert der Einstellung *Max temperature* wird gewöhnlich von den Transformatorenherstellern angegeben. Die tatsächlichen Alarm-, Betriebs- und Abschalttemperaturen für T2PTTR werden als Prozentwert der Einstellung *Max temperature* angegeben.

Erreicht die Transformatortemperatur den Alarmwert, der in der Einstellung *Alarmtemperatur* hinterlegt ist, wird das Ausgangssignal ALARM gesetzt. Erreicht die Transformatortemperatur den Auslösewert, der in der Einstellung *Auslösetemperatur* hinterlegt ist, wird der Ausgang AUSLÖSUNG aktiviert. Der Ausgang AUSLÖSUNG wird deaktiviert, wenn der gemessene Stromwert 10 Prozent unter den Wert der *Stromreferenz* sinkt oder wenn die berechnete Temperatur unter den Wert der *Auslösetemperatur* absinkt.

Es erfolgt auch eine Berechnung der Zeit bis zur Auslösung mit dem aktuell anliegenden Strom. T_AUSL wird nur dann berechnet, wenn die berechnete Endtemperatur über der Betriebstemperatur liegt. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Durch den thermischen Überlastschutzfunktion kann nach einer Auslösung eine Verriegelung des ausgelösten Betriebsmittels erfolgen. Der Verriegelungsausgang EIN_BLK wird aktiviert, wenn die Gerätetemperatur über dem eingestellten Wert zur Verriegelungsfreigabe *Wiedereinschalttemp.* liegt. Die Zeit bis zur Verriegelungsfreigabe T_FREIG_EIN wird ebenfalls berechnet. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

4.1.5.5 Anwendung

Die Transformatoren in elektrischen Anlagen sind für einen bestimmten maximalen Laststrom ausgelegt. Wird dieser Wert überschritten, sind die Verluste höher als erwartet. Folglich steigt die Transformatortemperatur. Steigt die Temperatur zu stark an, werden die Geräte beschädigt.

- Der Alterungsprozess der Isolierung im Transformator wird beschleunigt, was wiederum die Gefahr von Leiter-Leiter- und Erdfehlern birgt.
- Hotspots, die sich im Transformator bilden können, beeinträchtigen die Qualität des Transformatoröls.

Die Transformatoren in einem elektrischen Netz müssen unter Belastung manchmal kurzzeitig überlastet werden können, ohne dass es zu einer Gefährdung kommen darf. Der thermische Überlastschutz liefert Informationen und ermöglicht eine vorübergehende Überlastung von Transformatoren.

Die zulässige Belastung eines Transformators ist in hohem Maße vom Kühlsystem des Transformators abhängig. Es gibt zwei Hauptprinzipien:

- ONAN: Die Luft wird auf natürliche Weise ohne Lüfter zu den Kühlern geleitet, das Öl zirkuliert natürlich ohne Pumpen.
- OFAF: Die Kühler verfügen über Lüfter und Pumpen, die eine Zirkulation von Kühlluft bzw. Transformatoröl erzwingen.

Der Schutz umfasst eine Reihe von Parametersätzen in der Einstellungsgruppe, z. B. einen für unterstützte und einen für nicht unterstützte Kühlung. Sowohl das zulässige Dauerlastniveau als auch die thermische Zeitkonstante werden vom Kühlsystem des Transformators abhängig. Die aktive Einstellungsgruppe kann über einen Parameter oder einen Binäreingang geändert werden, sofern sie dafür aktiviert wurde. Die Funktion kann bei Transformatoren eingesetzt werden, wenn die Zwangskühlung ausgeschaltet und eine Fremdkühlung zugeschaltet werden soll. Die Parameter können auch bei einem Pumpenausfall geändert werden.

Der thermische Überlastschutz schätzt ständig die Wärmemenge im Transformator, also dessen Temperatur. Die Schätzung erfolgt auf der Grundlage eines thermischen Modells des Transformators, das auf der Strommessung basiert.

Erreicht die Wärmemenge des geschützten Transformators den eingestellten Alarmwert, erhält der Anwender ein Signal. So können die notwendigen Maßnahmen im elektrischen Netz getroffen werden, bevor die Temperatur zu sehr steigt. Steigt die Temperatur weiter bis zum Auslösewert, wird der Schutz des geschützten Transformator ausgelöst.

Nach der Auslösung muss der Transformator abkühlen.Wenn er ein bestimmtes Temperaturniveau unterschritten hat, kann er wieder in Betrieb genommen werden. T2PTTR schätzt während der Abkühlphase ständig die Wärmemenge des Transformators.Hierzu wird eine festgelegte Konstante für die Abkühlzeit verwendet. Ein erneutes Einschalten des Transformators wird unterbunden, bis die Wärmemenge den eingestellten Wert erreicht hat.

Die Temperaturkurve mit zwei Zeitkonstanten ist typisch für einen Transformator. Die thermischen Zeitkonstanten des geschützten Transformators werden über die Einstellungen *Kurzzeitkonstante* und *Langzeitkonstante* in Sekunden angegeben . Falls vom Hersteller nicht anders angegeben, kann die *Langzeitkonstante* bei einem Verteiltransformator auf 4920 s (82 Minuten) und bei einem Netztransformator auf 7260 s (121 Minuten) eingestellt werden. Die zugehörigen *Kurzzeitkonstanten* sind 306 s (5,1 Minuten) bzw. 456 s (7,6 Minuten).

Hat der Transformatorhersteller nur einen Wert angegeben, also eine einzige Zeitkonstante, kann diese in zwei Konstanten umgerechnet werden. Die einzelne Zeitkonstante wird auch eingesetzt, wenn die Einstellung p-Faktor *Gewichtungsfaktor p* Null ist und die Zeitkonstante auf den Wert der *Langzeitkonstante* gesetzt wird. Das thermische Abbild entspricht in diesem Fall dem Zeitkonstantenmodell.

Tabelle 280: Umwandlungstabelle zwischen einer und zwei Zeitkonstanten

Einzelne Zeitkonstante (min)	*Kurzzeitkonstante* (min)	*Langzeitkonstante* (min)	*Gewichtungsfaktor p*
10	1,1	17	0,4
15	1,6	25	0,4
20	2,1	33	0,4
25	2,6	41	0,4
30	3,1	49	0,4
35	3,6	58	0,4
40	4,1	60	0,4
45	4,8	75	0,4
50	5,1	82	0,4
55	5,6	90	0,4
60	6,1	98	0,4
65	6,7	107	0,4
70	7,2	115	0,4
75	7,8	124	0,4

Die Standardeinstellung der *Maximaltemperatur* ist 105 °C. Dieser Wert wurde gewählt, weil die IEC 60076-7 zwar 98 °C als maximal zulässige Temperatur bei Langzeitbelastung empfiehlt, aber auch besagt, dass ein Transformator Wochen oder sogar Monate lang eine Notfallbelastung aushalten kann, die in den Wicklungen eine Temperatur von 140 °C hervorrufen kann. Damit ist 105 °C ein sicherer Maximaltemperaturwert für einen Transformator, wenn der Hersteller des Transformators keinen Einstellwert für die *Maximaltemperatur* vorgibt.

4.1.5.6 Signale

Tabelle 281: T2PTTR – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus
TEMP_UMG	FLOAT32	0	Zur Berechnung genutzte Umgebungstemperatur

Tabelle 282: T2PTTR – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung
ALARM	BOOLEAN	Thermischer Alarm
BLK_SCHL	BOOLEAN	Thermische Überlastanzeige verhindert WE

4.1.5.7 Einstellungen

Tabelle 283: T2PTTR Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Int.Umgebungstemp.	-50...100	°C	1	40	Umgebungstemperatur, wenn keine ext. Temperaturmessung möglich ist
Temperaturanstieg	0.0...200.0	°C	0.1	78.0	Endtemperatur steigt über Umgebungstemperatur
Maximaltemperatur	0.0...200.0	°C	0.1	105.0	Arbeitstemperaturpegel
Auslösetemperatur	80.0...120.0	%	0.1	100.0	Auslösetemperatur(Prozent)
Alarmtemperatur	40.0...100.0	%	0.1	90.0	Alarmtemperatur (Prozent)
Wiedereinschaltstemperatur	40.0...100.0	%	0.1	60.0	Temperatur der Freigabe der Wiedereinschaltsperre
Kurzzeitkonstante	6...60000	s	1	450	Kurzzeitkonstante in Sekunden
Langzeitkonstante	60...60000	s	1	7200	Langzeitkonstante in Sekunden
Gewichtungsfaktor p	0.00...1.00		0.01	0.40	Gewichtungsfaktor der Kurzzeitkonstante

Tabelle 284: T2PTTR Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Stromreferenz	0.05...4.00	xIn	0.01	1.00	Laststrom, der zu Temperaturerhöhung führt

Tabelle 285: T2PTTR Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein

Tabelle 286: T2PTTR Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anfangstemperatur	0.0...100.0	%	0.1	80.0	Temperaturerhöhung bei Gerätestart

4.1.5.8 Überwachte Daten

Tabelle 287: T2PTTR – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
TEMP	FLOAT32	-100,0...9999,9	°C	Berechnete Temperatur des geschützten Objektes
TEMP_RL	FLOAT32	0.00...99.99		Relative berechnete Temperatur des geschützten Objektes zur Arbeitstemperatur
T_AUSL	INT32	0...60000	s	Verbleibende Zeit bis Auslösung
T_SCHL_ERLAUBT	INT32	0...60000	s	Verbleibende Zeit bis Aufhebung WE_BLOCK in Sekunden
TEMP_UMG	FLOAT32	-99...999	°C	Für die Berechnung verwendete Umgebungstemperatur
T2PTTR	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.1.5.9 Technische Daten

Tabelle 288: T2PTTR Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz
	Strommessung: ±1,5 % des eingestellten Wertes oder ±0,002 x I_n (bei Strömen im Bereich von 0,01...4,00 x I_n)
Genauigkeit der Auslöseverzögerung[1)]	±2,0% des theoretischen Wertes oder ±0,50 s

1) Überlaststrom > 1,2 x Temperaturstufe für Betrieb

4.1.5.10 Technische Änderungshistorie

Tabelle 289: T2PTTR – Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Eingang AMB_TEMP hinzugefügt
C	Interne Verbesserung.
D	Interne Verbesserung.

4.1.6 Blockierter Rotorschutz (JAMPTOC)

4.1.6.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Blockierter Rotorschutz	JAMPTOC	Ist>	51LR

4.1.6.2 Funktionsblock

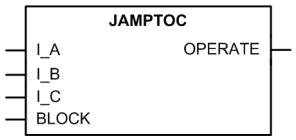


Abb. 135: Funktionsblock

4.1.6.3 Funktion

Die blockierte Rotorschutzfunktionfunktion JAMPTOC wird eingesetzt, wenn sich der Motor im Stillstand befindet oder während des Betriebs mechanische Blockaden auftreten.

Während des Anfahrens des Motors wird eine separate Funktion zum Schutz eingesetzt; JAMPTOC findet während des Anfahrens gewöhnlich keine Anwendung. Läuft der Motor im Normalbetrieb, überwacht JAMPTOC die Größe der Leiterströme. Die Funktion startet, wenn der Messwert den für das Kippmoment eingestellten Grenzwert überschreitet. Die Auslöseeigenschaft ist "Unabhängige Zeit".

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Mit dieser können die Ausgänge der Funktion gesperrt werden.

4.1.6.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von JAMPTOC kann in einem Moduldiagramm beschrieben werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

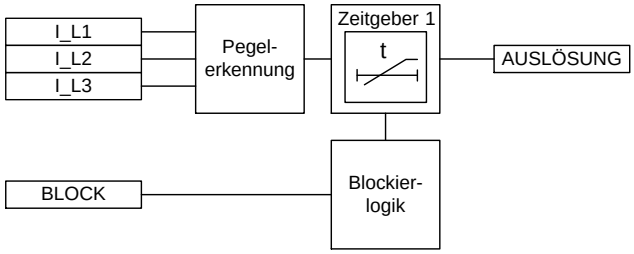


Abb. 136: Logikdiagramm

Pegelerkennung

Die gemessenen Leiterströme werden mit dem eingestellten *Startwert* verglichen. Zur Erkennung des Pegels werden die RMS-Werte der Leiterströme betrachtet. Das Zeitgebermodul wird aktiviert, wenn mindestens zwei der gemessenen Leiterströme den eingestellten *Startwert* überschreiten.

Zeitgeber

Mit der Aktivierung wird das interne START-Signal aktiviert. Der Wert ist nur über die Ansicht "Überwachte Daten" verfügbar. Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie bzw. DT. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den Wert *Auslöseverzögerung* erreicht, wird der Ausgang AUSLÖSUNG aktiviert.

Ist die Zeit abgelaufen und der Motor ist nach wie vor im Stillstand, dann bleibt der Ausgang AUSLÖSUNG so lange aktiv, bis die Leiterströme wieder unter den *Startwert* sinken. Nimmt vor Ablauf der Auslösezeit der Strom wieder ab, wird der Zeitgeber für die Auslösung zurückgesetzt. Der Schutz wird dann inaktiviert, wenn die eingestellte *Rückfallzeitverzögerung*ebenso abgelaufen ist.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden vom Eingang BLOCK und der globalen Einstellung **Konfiguration/System/ Blockiermodus** gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Schutzgeräte-Programms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Ausgang AUSLÖSUNG blockieren" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang AUSLÖSUNG wird jedoch nicht aktiviert.

4.1.6.5 Anwendung

Die blockierte Motorschutzfunktion wird hauptsächlich zum Schutz von Motoren vor einem übermäßigen Temperaturanstieg benötigt, da ein blockierter Motor viel Strom aufnimmt. Dieser Zustand verursacht einen Temperaturanstieg in den Statorwicklungen. Aufgrund der geringeren Drehzahl steigt außerdem die Temperatur im Rotor. Der Anstieg der Rotortemperatur ist beim Stillstand des Motors kritischer.

Die physikalische und die dielektrische Isolierung des Systems altern mit der Zeit, und der Temperaturanstieg beschleunigt die Alterung. Die Lebensdauer der Isolierung hängt davon ab, wie lange die Isolierung unter bestimmter Temperatur gehalten wird.

Ein Motor kommt zum Stillstand, wenn der Last-Drehmoment-Wert den Grenzwert für das Kippmoment überschreitet, wodurch die Drehzahl auf Null oder auf einen stabilen Arbeitspunkt weit unter der Bemessungsdrehzahl absinkt. Dies geschieht beispielsweise, wenn die Rotorbelastung plötzlich erhöht wird und höher ist als das Drehmoment des Antriebsmotors. Diese Bedingung erzeugt einen Motorstrom beinahe in der Höhe des Stroms bei blockiertem Rotor.

JAMPTOC soll den Motor bei blockiertem Rotor oder mechanischen Blockaden während des Betriebs schützen. Um einen angemessenen und zuverlässigen Motorschutz bei einem blockiertem Rotor sicherzustellen, müssen die Temperaturauswirkungen innerhalb der zulässigen Grenzen gehalten werden.

4.1.6.6 Signale

Tabelle 290: JAMPTOC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 291: JAMPTOC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung

4.1.6.7 Einstellungen

Tabelle 292: JAMPTOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Anregewert	0.10...10.00	xIn	0.01	2.50	Anregewert
Auslöseverzögerung	100...120000	ms	10	2000	Auslöseverzögerung

Tabelle 293: JAMPTOC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	100	Rücksetzen Verzögerungszeit

4.1.6.8 Überwachte Daten

Tabelle 294: JAMPTOC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREGUNG	BOOLEAN	0=False 1=True		Anregung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
JAMPTOC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.1.6.9 Technische Daten

Tabelle 295: JAMPTOC Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz
	± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_n
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Verzögerungszeit	< 35 ms
Auslösegenauigkeit im unabhängigen Modus	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms

4.1.6.10 Technische Änderungshistorie

Tabelle 296: JAMPTOC – Technische Änderungshistorie

Technische Änderungen	Änderung
B	Interne Verbesserung.
C	Interne Verbesserung.

4.1.7 Unterstromschutz (LOFLPTUC)

4.1.7.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Unterstromschutz	LOFLPTUC	3I<	37

4.1.7.2 Funktionsblock

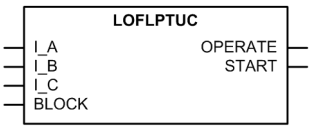


Abb. 137: Funktionsblock

4.1.7.3 Funktion

Die Unterstromüberwachungsfunktion LOFLPTUC wird eingesetzt, um einen plötzlichen Lastverlust zu erkennen, der als Fehler identifiziert wird.

LOFLPTUC startet, wenn der Strom unter dem eingestellten Grenzwert liegt. Die Auslösung erfolgt nach der unabhängigen Zeitkennlinie (DT). Das heißt, dass die Funktion nach einer vordefinierten Auslösezeit startet und zurückgesetzt wird, wenn der Fehlerstrom nicht mehr vorliegt.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, der definierte Zeitgeber bzw. die Funktion können bei Bedarf blockiert werden.

4.1.7.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von LOFLPTUC kann in einem Moduldiagramm beschrieben werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

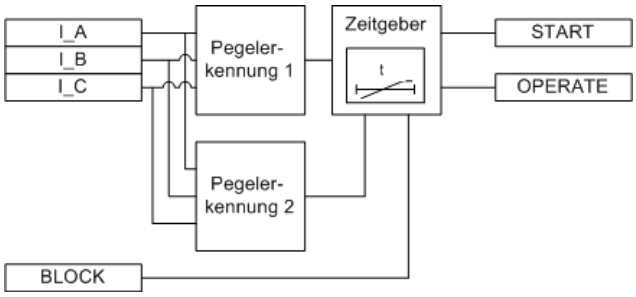


Abb. 138: Logikdiagramm

Pegelerkennung 1

Das Modul vergleicht die Leiterströme (Effektivwert) mit dem eingestellten *oberen Startwert*. Liegen alle Leiterstromwerte unter dem eingestellten *oberen Startwert*, wird der Zustand des Lastverlustes erkannt und ein Aktivierungssignal an den Zeitgeber gesandt. Das Signal wird deaktiviert, wenn ein oder mehrere Leiter den eingestellten *oberen Startwert* des Elements überschreitet/überschreiten.

Pegelerkennung 2

Es handelt sich um ein Erkennungsmodul für kleine Ströme zur Überwachung des nicht angeregten Zustands des Motors. Es vergleicht die Leiterströme (Effektivwert), um den *unteren Startwert* einzustellen. Liegt einer der Leiterstromwerte unter dem eingestellten *unteren Startwert*, wird ein Signal zum Blockieren des Zeitgebers ausgegeben.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang `START`. Die Zeitkennlinie entspricht einer unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den über *Auslöseverzögerung* festgelegten Wert erreicht, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert. Wenn der Fehler verschwindet, bevor das Modul ausgelöst hat, wird der Rückfall-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Wert erreicht, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang `START` wird deaktiviert.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Das Signal `BLOCK` blockiert das Auslösen der Funktion und setzt den Zeitgeber zurück.

4.1.7.5 Anwendung

Wenn ein Motor mit angeschlossener Last läuft, zieht er Strom in der Größe zwischen dem Leerlaufstrom und dem Bemessungsstrom des Motors. Der minimale Laststrom kann aus der Kennlinie der angeschlossenen Last ermittelt werden. Ist der vom Motor

bezogene Strom geringer als der minimale Laststrom, kann gefolgert werden, dass der Motor entweder von der Last getrennt wurde oder dass der Koppelmechanismus fehlerhaft ist. Wenn der Motor mit dieser Bedingung weiterlaufen darf, kann der Fehler im Koppelmechanismus verschlimmert werden oder die Bedienperson der Maschine verletzt werden. Deshalb muss der Motor von der Stromversorgung getrennt werden, sobald die oben genannte Bedingung erkannt wird.

LOFLPTUC erkennt die Bedingung, indem es die Stromwerte überwacht und hilft, den Motor entsprechend den Anforderungen sofort oder nach einer Verzögerung von der Stromversorgung zu trennen.

Bei stillstehendem Motor ist der Strom Null. Während dieser Zeit wird keine Aktivierung der Auslösung empfohlen. Der minimale vom Motor bezogene Strom mit Verbindung zur Stromversorgung ist der Ruhestrom, d.h. der höhere Startwert des Stroms. Liegt der gezogene Strom unter dem unteren Startwert, ist der Motor von der Stromversorgung getrennt. LOFLPTUC erkennt diesen Zustand und interpretiert ihn so, dass der Motor abgeschaltet ist. Es deaktiviert die Funktion, um unnötige Auslöseereignisse zu verhindern.

4.1.7.6 Signale

Tabelle 297: LOFLPTUC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiert alle binären Ausgänge durch Rücksetzen der Zeitgeber zur Blockierung der Schutzfunktion

Tabelle 298: LOFLPTUC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

4.1.7.7 Einstellungen

Tabelle 299: LOFLPTUC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Unterer Anregewert	0.01...0.50	xIn	0.01	0.10	Stromeinstellung/Unterer Anregewert
Oberer Anregewert	0.01...1.00	xIn	0.01	0.50	Stromeinstellung/Oberer Anregewert
Auslöseverzögerung	400...600000	ms	10	2000	Auslöseverzögerung

Tabelle 300: LOFLPTUC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein

Tabelle 301: LOFLPTUC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit

4.1.7.8 Überwachte Daten

Tabelle 302: LOFLPTUC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
LOFLPTUC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.1.7.9 Technische Daten

Tabelle 303: LOFLPTUC Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz
	± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_n
Anregezeit	Üblicherweise 300 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 1,04
Verzögerungszeit	< 35 ms
Auslösegenauigkeit im unabhängigen Modus	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms

4.1.7.10 Technische Änderungshistorie

Tabelle 304: LOFLPTUC – Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Interne Verbesserung.
C	Interne Verbesserung.

4.1.8 Thermischer Überlastschutz für Motoren (MPTTR)

4.1.8.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Thermischer Überlastschutz für Motoren	MPTTR	3Ith>M	49M

4.1.8.2 Funktionsblock

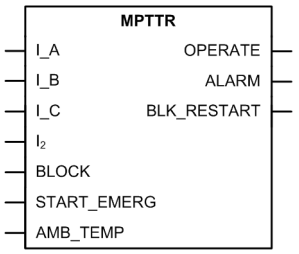


Abb. 139: Funktionsblock

4.1.8.3 Funktion

Die thermische Überlastschutzfunktion für Motoren MPTTR dient dem Schutz von Elektromotoren vor Überhitzung. MPTTR modelliert das thermische Verhalten des Motors auf der Grundlage des gemessenen Laststroms und trennt den Motor, sobald die thermische Wärmemenge 100 Prozent erreicht. Am häufigsten treten thermische Überlastbedingungen bei abnormen Situationen in Anwendungen mit Industriemotoren auf. Thermische Überlasten treten typischerweise auf, wenn der Betriebsstrom im Motor unnormal ansteigt. Dies verursacht einen Anstieg der Temperatur des Motors und eine Verringerung der Kühlung. MPTTR verhindert, dass elektrische Motoren übermäßig viel Strom aufnehmen und überhitzen, was wiederum zu vorzeitigen Schäden an den Windungen und – im schlimmsten Fall – zum Durchbrennen des Motors führen kann.

4.1.8.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von MPTTR kann in einem Moduldiagramm beschrieben werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

Die Funktion verwendet die lokal oder extern gemessene Umgebungstemperatur. Die lokale Messung erfolgt durch das Schutzgerät. Die externe Messung nutzt analoges GOOSE zur Verbindung über den Eingang `AMB_TEMP`.

Bei einer ungültigen extern gemessenen Temperatur oder bei einem Fehler im Kommunikationskanal nutzt die Funktion die unter *Env Temperatur Set* festgelegte Umgebungstemperatur.

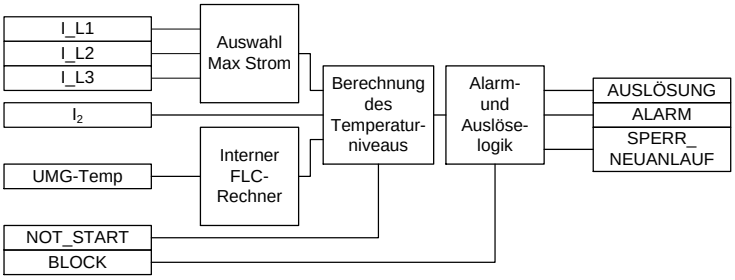


Abb. 140: Logikdiagramm

Auswahl Max Strom

Die Auswahl des Maximalstroms der Funktion prüft ständig den höchsten gemessenen RMS-Leiterstrom und meldet ihn an die Berechnung des Temperaturniveaus.

Interne FLC-Berechnung

Der Volllaststrom (FLC) des Motors wird vom Hersteller für eine Umgebungstemperatur von 40° C angegeben.Bei Anwendungen mit Umgebungstemperaturen des Motors über oder unter 40 °C sind besondere Erwägungen erforderlich. Ein Motorbetrieb bei hohen Umgebungstemperaturen kann selbst bei geringer Last dazu führen, dass die Motorwindungen überhitzen – ähnlich wie im Überlastbetrieb bei erhöhten Umgebungstemperaturen. Die Motorleistung muss für einen Betrieb bei hohen Umgebungstemperaturen entsprechend reduziert werden. Eine ähnliche Situation liegt vor, wenn die Umgebungstemperatur bedeutend niedriger liegt als der Bemessungswert von 40 °C, dann kann der Motor leicht überlastet sein. Zur Berechnung des Temperaturniveaus ist es besser, die FLC-Werte für unterschiedliche Temperaturen zu skalieren. Die skalierten Ströme werden als interne FLC bezeichnet. Ein interner FLC wird auf der Grundlage der in der Tabelle angegebenen Temperatur errechnet. Anhand der Einstellung *Env Temperatur Modus* wird festgelegt, ob die Berechnung des Temperaturniveaus entweder auf Grundlage des FLC oder des internen FLC erfolgt.

Wird die Einstellung *Env Temperatur Modus* auf den Modus "FLC Only" eingestellt, wird kein interner FLC berechnet. Stattdessen wird der FLC aus dem Datenblatt des Herstellers bezogen. Wurde der Wert der Einstellung *Env Temperatur Modus* auf den Modus "Set Amb Temp" gesetzt, wird der interne FLC auf der Grundlage der Umgebungstemperatur berechnet, die als Eingabe aus der Einstellung *Env Temperatur Set* bezogen wurde. Wird die Einstellung *Env temperature mode* im Modus "Use RTD" verwendet, dann wird ein interner FLC auf der Grundlage der

Temperaturdaten aus Widerstandstemperaturdetektoren (RTD) unter Verwendung des Eingangs AMB_TEMP berechnet.

Tabelle 305: Änderung des internen FLC

Umgebungstemperatur T_{amb}	Interner FLC
<20 °C	FLC x 1,09
20 bis <40 °C	FLC x (1,18 - T_{amb} x 0,09/20)
40°C	FLC
>40 bis 65 °C	FLC x (1 –[(T_{amb} -40)/100])
>65 °C	FLC x 0,75

Die Umgebungstemperatur zur Berechnung des Temperaturniveaus kann über die Ansicht "Ausgangsdaten" in der LHMI von Ausgang TEMP_AMB überwacht werden. Die Aktivierung des Eingangs BLOCK beeinflusst nicht den Ausgang TEMP_AMB.

Die Einstellung *Env Temperatur Set* wird in folgenden Fällen verwendet:

- Wenn der gemessene Umgebungstemperaturwert nicht mit dem Eingang AMB_TEMP im ACT verbunden ist.
- Wenn der mit 49M verbundene gemessene Umgebungstemperaturwert in der RTD-Funktion auf *Nicht verwendet* eingestellt ist.
- Bei allen Fehlern oder Störungen im Ausgang RTD.

Berechnung des Temperaturniveaus

Das Modul berechnet die thermische Last unter Berücksichtigung des RMS- und Gegensystemstroms. Das Aufheizen des Motors wird über den quadratischen Wert des Laststroms ermittelt.

Bei asymmetrischen Leiterströmen verursacht auch der Gegensystemstrom eine zusätzliche Erwärmung. Durch Auslösen eines auf beiden Stromkomponenten basierenden Schutzes wird eine anormale Überhitzung des Motors vermieden.

Die thermische Last wird auf der Grundlage der unterschiedlichen Situationen oder Betriebsmodi kalkuliert und hängt unter anderem auch vom Leiterstrompegel ab. Die zur Berechnung eingesetzten Gleichungen sind:

$$\theta_B = \left[\left(\frac{I}{k \times I_r} \right)^2 + K_2 \times \left(\frac{I_2}{k \times I_r} \right)^2 \right] \times \left(1 - e^{-t/\tau} \right) \times p\%$$

(Gleichung 16)

$$\theta_A = \left[\left(\frac{I}{k \times I_r} \right)^2 + K_2 \times \left(\frac{I_2}{k \times I_r} \right)^2 \right] \times \left(1 - e^{-t/\tau} \right) \times 100\%$$

(Gleichung 17)

I RMS-Wert des gemessenen maximalen Leiterstroms

I_r eingestellte *Stromreferenz*, FLC oder interner FLC

I_2 gemessener Gegensystemstrom

k eingestellter Wert des *Überlastfaktors*

K_2 eingestellter Wert des *Gegensystemfaktors*

p eingestellter Wert des *Gewichtungsfaktors*

τ Zeitkonstante

Die Gleichung θ_B wird verwendet, wenn die Werte aller Leiterströme unter dem Grenzwert für eine Überlast liegen, d.h. k x I_r. Die Gleichung θ_A wird verwendet, wenn der Wert eines beliebigen Leiterstroms den Grenzwert für eine Überlastung übersteigt.

Während einer Überlastbedingung berechnet die Berechnung des Temperaturniveaus den Wert von θ_B im Hintergrund. Nach Ende der Überlast wird das Temperaturniveau mit einer Geschwindigkeit von 1,66 Prozent pro Sekunde linear von θ_A auf θ_B gebracht. Für den still stehenden Motor, d.h. wenn der Wert unter dem Wert 0,12 x I_r liegt, wird die Kühlung wie folgt ausgedrückt:

$$\theta = \theta_{02} \times e^{\frac{-t}{\tau}}$$

(Gleichung 18)

θ_{02} Starttemperaturniveau bei Beginn der Kühlung

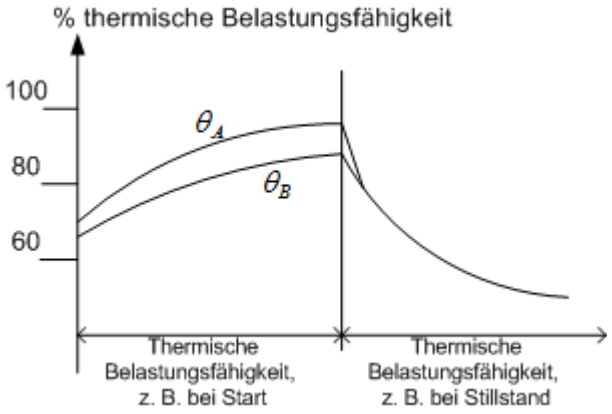


Abb. 141: Temperaturverhalten

Der erforderliche Überlastfaktor und der Heizeffektfaktor des Gegensystemstroms werden durch die Werte der Einstellungen *Überlastfaktor* und *Gegensystemfaktors* festgelegt.

Um eine exakte Berechnung des optimalen thermischen Motorniveaus sicherzustellen, werden in den oben aufgeführten Gleichungen unterschiedliche Zeitkonstanten verwendet. Die eingesetzten Zeitkonstanten basieren auf den unterschiedlichen Betriebsbedingungen des Motors, z. B. Start, Normalbetrieb oder Stopp. Die Konstanten werden über die Einstellungen *Time constant start*, *Time constant normal* und *Time constant stop* eingestellt. Es ist immer nur eine Zeitkonstante gültig.

Tabelle 306: Zeitkonstante und zugehörige Leiterstromwerte

Verwendete Zeitkonstante (tau)	Leiterstrom
Zeitkonstante Start	Jeder Strom mit einem Wert über 2,5 x I_r
Zeitkonstante normal	Jeder Strom mit einem Wert über 0,12 x I_r und alle Ströme unter 2,5 x I_r
Zeitkonstante Stopp	Alle Ströme mit einem Wert unter 0,12 x I_r

Die Einstellung *Gewichtungsfaktor p* legt das Verhältnis der beiden Temperaturkurven θ_A und θ_B fest.

Das Temperaturniveau beim Anfahren des Schutzgeräts wird durch die Einstellung *Initial thermal Val* definiert.

Die Temperaturberechnung beginnt mit der in *Initial thermal Val* definierten Einstellung. Dies findet statt, wenn das Gerät eingeschaltet, die Funktion aus- und wieder eingeschaltet oder über das Löschen-Menü zurückgesetzt wird.

Die berechnete Temperatur des geschützten Geräts in Bezug zum Auslösewert, der Ausgang TEMP_RL ist über die Ansicht "Überwachte Daten" verfügbar. Die Aktivierung des Eingangs BLOCK beeinflusst die berechnete Temperatur nicht.

Das thermische Abbild zu Beginn der Anlaufbedingung eines Motors und am Ende der Anlaufbedingung ist in der Ansicht "Überwachte Daten" über die Ausgänge THERMLEV_ST bzw. THERMLEV_END verfügbar. Die Aktivierung des Eingangs BLOCK beeinflusst diese Ausgänge nicht.

Alarm- und Auslöselogik

Das Modul erzeugt Warn-, Anlaufunterdrückungs- und Auslösesignale.

Überschreitet das Temperaturniveau den eingestellten Wert für *Thermischer Alarmwert*, wird der Ausgang ALARM aktiviert. Manchmal können Bedingungen auftreten, die es erfordern, dass ein Neustart des Motors unterbunden wird. Dies ist z. B. der Fall, wenn extreme Startbedingungen, wie z. B. lange Anlaufzeiten, vorliegen. Überschreitet die Wärmemenge den eingestellten Wert für *Restart thermal val*, wird der Ausgang BLK_RESTART aktiviert. Die Dauer bis zum nächsten möglichen Motorstart ist in der Ansicht "Überwachte Daten" über den Ausgang T_ENARESTART verfügbar. Der Ausgang T_ENARESTART schätzt die Zeit bis zur Deaktivierung von BLK_RESTART, als würde der Motor stehen.

Wird das Notstartsignal START_EMERG hoch eingestellt, wird die thermische Stufe auf einen Wert unter der thermischen Anlaufunterdrückungsstufe eingestellt. Dies ermöglicht mindestens einen Motoranlauf, auch wenn die thermische Stufe die Anlaufunterdrückungsstufe überschritten hat.

Erreicht die Wärmemenge 100 %, wird der Ausgang AUSLÖSUNG aktiviert. Der Ausgang AUSLÖSUNG wird deaktiviert, wenn der gemessene Stromwert unter 12 % der *Stromreferenz* oder wenn die Wärmemenge unter 100 % sinkt.

Die Aktivierung des Eingangs BLOCK blockiert die Ausgänge ALARM, BLK_RESTART und AUSLÖSUNG.

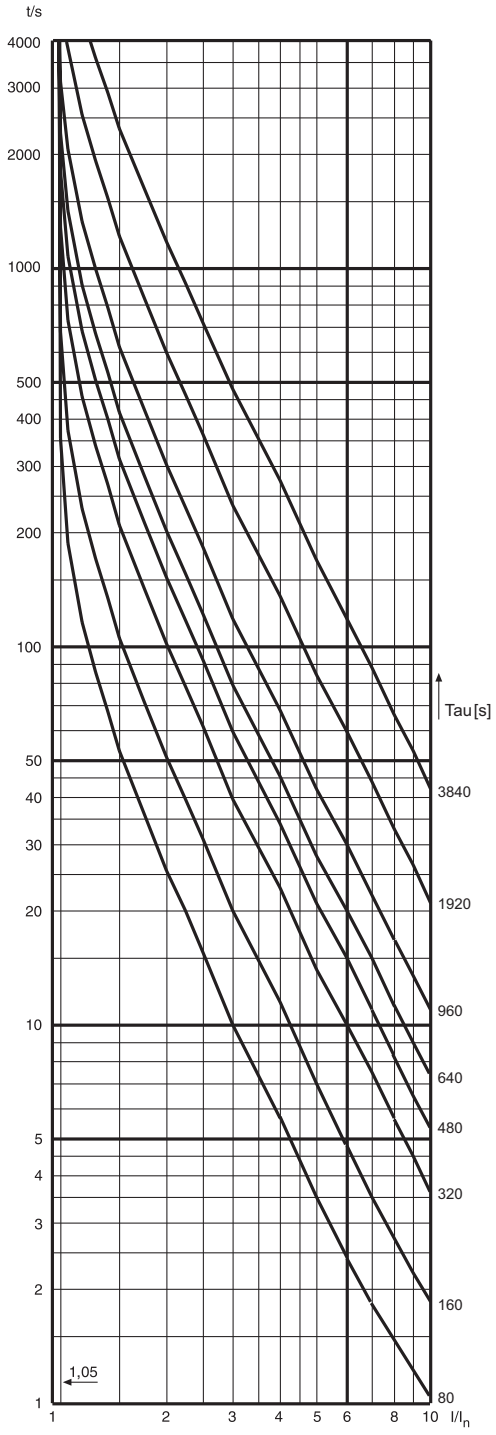


Abb. 142: Auslösekurven ohne Vorlast und p=20...100 %. Überlastfaktor = 1,05.

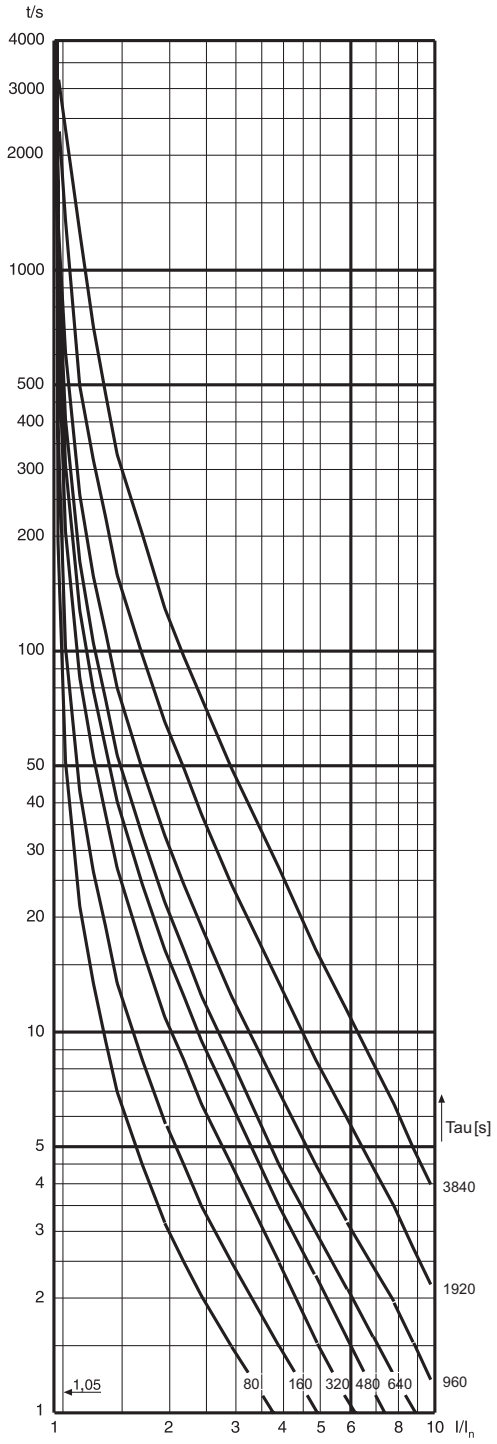


Abb. 143: Auslösekurven bei Vorlast 1 x FLC und p=100 %, Überlastfaktor = 1,05.

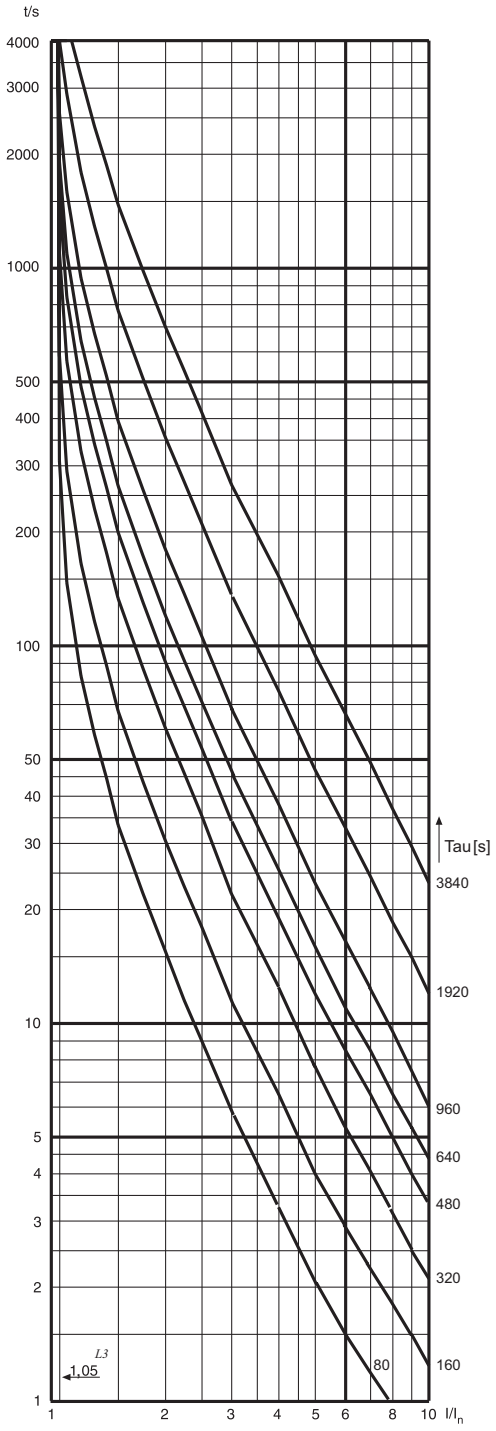


Abb. 144: Auslösekurven bei Vorlast 1 x FLC und p=50 %. Überlastfaktor = 1,05.

4.1.8.5 Anwendung

MPTTR dient zur Überwachung der Motortemperatur auf vorgegebene Werte bei anormalen Motorbetriebsbedingungen. Dies verhindert vorzeitige Isolierungsschäden am Motor.

Eine Überhitzung des Motors wird durch anormale Bedingungen wie Überlastung, blockierter Rotor, Fehler beim Anlassen, hohe Umgebungstemperaturen, eingeschränkte Motorlüftung, Betrieb bei reduzierter Drehzahl, häufiges Anlassen oder intermittierender Betrieb, hohe oder niedrige Netzspannung oder Frequenz, mechanische Schäden der angetriebenen Last, unsachgemäße Installation und eine unsymmetrische Netzspannung oder Leiterausfall verursacht. Der Schutz vor Isolierungsfehlern durch eine Strommessung kann einige dieser Bedingungen nicht erkennen, beispielsweise eine eingeschränkte Lüftung. Ebenso kann der Schutz durch eine Temperaturmessung allein beispielsweise bei häufigem Anlassen oder im intermittierenden Betrieb unzureichend sein. Der thermische Überlastschutz arbeitet nach einem auf dem Laststrom basierenden Motortemperaturmodell und deckt diese Unzulänglichkeiten besser ab.

Die thermische Last wird anhand des wahren RMS-Werts des Leiters und des Gegensystemstromwerts berechnet. Das Aufheizen des Motors wird über den quadratischen Wert des Laststroms ermittelt. Bei der Berechnung der thermischen Stufe muss allerdings der Bemessungsstrom abhängig von der Umgebungstemperatur neu ermittelt oder herabgesetzt werden. Neben dem Strom regelt die Zeitkonstante des Motors auch die Rate, mit der der Motor aufgeheizt wird oder abkühlt.

Festlegung des Gewichtungsfaktors

Es gibt zwei Temperaturkurven: Die eine bildet die Kurzzeitlasten und Langzeitlasten ab und dient außerdem zum Auslösen, die andere dient zur Überwachung der Motortemperatur. Der Wert der Einstellung *Gewichtungsfaktor p* legt das Verhältnis der beiden Temperaturkurven θA und θB fest.

Ist die Einstellung *Gewichtungsfaktor p* auf 100 Prozent gesetzt, wird eine reine thermische Einheit mit einer einzelnen Zeitkonstante für die Anwendung mit den Kabeln erzeugt. Wie in Abbildung 145 dargestellt, erlaubt die Temperaturkurve mit dem *Gewichtungsfaktor p* 100 Prozent nur eine Auslösezeit, die nur etwa 10 Prozent derer ohne Vorlast beträgt. Wenn die Zeitkonstante beispielsweise auf 640 Sekunden festgelegt ist, beträgt die Auslösezeit mit Vorlast 1 x FLC (Volllaststrom) und Überlastfaktor 1,05 nur 2 Sekunden, auch wenn der Motor mindestens 5 bis 6 Sekunden aushalten könnte. Um die Nutzung der vollen Motorkapazität zu erlauben, sollte ein geringerer Wert für den *Gewichtungsfaktor p* verwendet werden.

Normalerweise wird ein Annäherungswert von der Hälfte der Wärmekapazität verwendet, wenn der Motor bei voller Last läuft. Indem also der *Gewichtungsfaktor p* auf 50 Prozent eingestellt wird, benachrichtigt das Schutzgerät bei voller Last eine Wärmekapazität von 45 bis 50 Prozent.

Bei direkt gestarteten Motoren mit Hot-Spot-Tendenz wird der Wert von *Gewichtungsfaktor p* typischerweise auf 50 Prozent eingestellt, wodurch

ordnungsgemäß zwischen kurzfristiger Wärmebelastung und langfristigem Wärmeverlauf unterschieden wird. Nach einer kurzzeitigen Wärmebelastung beispielsweise beim Motorstart beginnt das Temperaturniveau recht drastisch abzufallen, was die Angleichung der Hot Spots simuliert. Folglich steigt die Wahrscheinlichkeit erlaubter aufeinanderfolgender Anläufe.

Zum Schutz von Objekten ohne Hot-Spot-Tendenz, wie beispielsweise über Softstarter gestarteten Motoren sowie Kabeln wird der Wert des *Gewichtungsfaktors p* auf 100 Prozent gesetzt. Wenn der Wert von *Gewichtungsfaktor p* auf 100 Prozent gesetzt ist, sinkt das Temperaturniveau nach einem Zustand hoher Last langsam ab. Dadurch eignet sich der Schutz für Anwendungen, in denen keine Hot Spots erwartet werden. Nur in Spezialfällen, in denen der thermische Überlastschutz der Kennlinie des geschützten Objekts genauer folgen muss und die Wärmekapazität des Objekts sehr gut bekannt ist, ist ein Wert zwischen 50 und 100 Prozent erforderlich.

Bei Motoranwendungen, bei denen beispielsweise zwei Warmstarts anstelle von drei Kaltstarts erlaubt werden, hat sich der Wert 40 Prozent für die Einstellung *Gewichtungsfaktor p* als nützlich erwiesen. Der Wert des *Gewichtungsfaktors p* sollte nur mit Vorsicht deutlich unter 50 Prozent eingestellt werden, da die Möglichkeit einer Überlastung des geschützten Objekts besteht, weil eine thermische Einheit zu viele Warmstarts erlauben könnte oder die Wärmehistorie des Motors nicht ausreichend berücksichtigt wird.

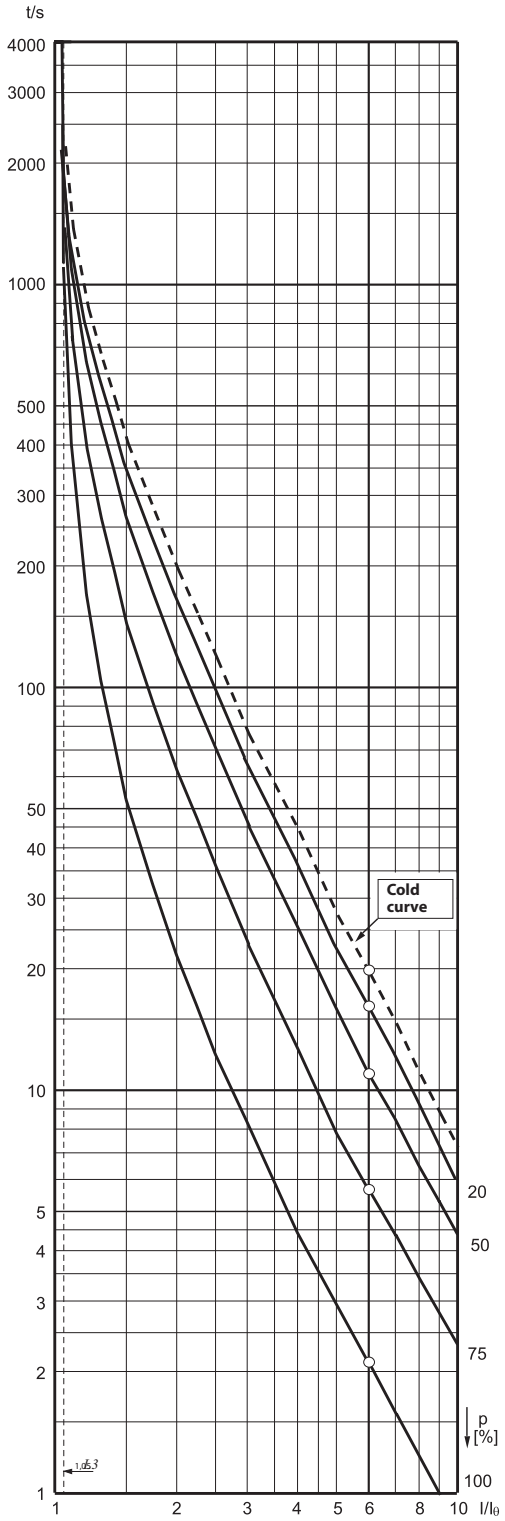


Abb. 145: Der Einfluss des Gewichtungsfaktors p bei Vorlast 1xFLC, Zeitkonstante = 640 s und Überlastfaktor = 1.05

Festlegung des Überlastfaktors

Der Wert des *Überlastfaktors* legt die höchste zulässige kontinuierliche Last fest. Der empfohlene Wert ist 1,05.

Festlegung des Gegensystemfaktors

Während einer Unsymmetriebedingung ist die Symmetrie der Statorströme gestört und ein Gegensystemstrom mit entgegengesetzter Drehrichtung entsteht. Ein höherer Statorstrom verursacht eine zusätzliche Erwärmung des Stators und der Gegensystemstrom eine übermäßige Erwärmung des Rotors. Außerdem können mechanische Probleme wie Rotorvibrationen auftreten.

Die häufigste Ursache für eine Ungleichheit der Drehstrommotoren ist ein Leiterverlust, der eine(n) durchgebrannte(n) Sicherung, Anschluss oder Leiter zur Folge hat. Häufig sind mechanische Probleme schwerwiegender als der Heizeffekt, weshalb ein separater Unsymmetrieschutz verwendet wird.

Unsymmetrien in anderen angeschlossenen Lasten in der gleichen Sammelschiene können den Motor ebenfalls beeinflussen. Eine Spannungsunsymmetrie erzeugt typischerweise eine 5 bis 7 Mal höhere Stromunsymmetrie. Weil der thermische Überlastschutz auf dem höchsten RMS-Wert des Leiterstroms basiert, wird die zusätzliche Erwärmung der Statorwicklungen automatisch berücksichtigt. Für eine genauere thermische Modellierung wird die Einstellung *Gegensystemfaktor* für die Berücksichtigung des Rotorheizeffekts verwendet.

$$Gegensystemfaktor = \frac{R_{R2}}{R_{R1}}$$

(Gleichung 19)

R_{R2} Gegensystemwiderstand Rotor

R_{R1} Mitsystemwiderstand Rotor

Eine konservative Schätzung für die Einstellung kann wie folgt berechnet werden:

$$Gegensystemfaktor = \frac{175}{I_{LR}^2}$$

(Gleichung 20)

I_{LR} Strom bei blockiertem Rotor (Mehrfaches des eingestellten *Bemessungsstroms*). Entspricht dem Anlaufstrom zu Beginn des Motorstarts.

Hat ein Motor zum Beispiel einen Bemessungsstrom von 230 A, beträgt der Anlaufstrom 5,7 x I_r.

$$Gegensystemfaktor = \frac{175}{5,7^2} = 5,4$$

(Gleichung 21)

Festlegung der thermischen Anlaufstufe

Die Anlauf-Deaktivierungsstufe kann wie folgt berechnet werden:

$$\theta_i = 100\% - \left(\frac{\textit{Anlaufzeit des Motors}}{\textit{Auslösezeit, wenn zuvor keine Last}} \times 100\% + \textit{Marge} \right)$$

(Gleichung 22)

Beträgt zum Beispiel die Anlaufzeit des Motors 11 Sekunden, werden der Anlaufstrom auf 6 x Bemessungsstrom und *Zeitkonstante Start* auf 800 Sekunden festgelegt. Bei Verwendung der Auslösekurve ohne vorherige Last beträgt die Auslösezeit beim 6-fachen Bemessungsstrom 25 Sekunden, ein Motoranlauf verwendet 11/25 ≈ 45 Prozent der Wärmekapazität des Motors. Somit muss die Anlauf-Deaktivierungsstufe verringert werden, 100 Prozent -45 Prozent = 55 Prozent, beispielsweise auf 50 Prozent (100 Prozent - (45 Prozent + Marge), wobei die Marge 5 Prozent beträgt).

Festlegung der thermischen Alarmstufe

Ein Auslösen wegen hoher Überlast wird vermieden, indem die Last des Motors bei einem früheren Alarm herabgesetzt wird.

Der Wert *Thermischer Alarmwert* wird auf einen Wert eingestellt, der die Nutzung der vollen Wärmekapazität des Motors erlaubt, ohne bei einer längeren Überlast den Schutz auszulösen. In der Regel wird der frühere Alarmwert auf 80 bis 90 Prozent des Auslösewerts eingestellt.

4.1.8.6 Signale

Tabelle 307: MPTTR – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
I_2	SIGNAL	0	Gegensystemstrom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus
NOT_START	BOOLEAN	0=False	Signal zur Notwendigkeit eines Notstarts
TEMP_UMG	FLOAT32	0	Zur Berechnung genutzte Umgebungstemperatur

Tabelle 308: MPTTR – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ALARM	BOOLEAN	Temperatur-Alarm
SPERR_NEUAN-LAUF	BOOLEAN	Therm. Überlastanzeige für Anlaufsperre

4.1.8.7 Einstellungen

Tabelle 309: MPTTR Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Überlastfaktor	1.00...1.20		0.01	1.05	Überlastfaktor (k)
Alarmtemperaturwert	50.0...100.0	%	0.1	95.0	Temperaturpegel über dem ein Alarm ausgegeben wird
Anlaufsperr-Temp.	20.0...80.0	%	0.1	40.0	Temperaturpegel über dem ein erneuter Motoranlauf gesperrt wird
Gegen.-Sys. Faktor	0.0...10.0		0.1	0.0	Faktor des thermischen Effektes des Gegensystem-Stroms
Gewichtungsfaktor p	20.0...100.0	%	0.1	50.0	Gewichtungsfaktor (p)
Zeitkonstante Normal	80...4000	s	1	320	Motorzeitkonstante während Normalbetrieb
Zeitkonstante Anlauf	80...4000	s	1	320	Motorzeitkonstante während Anlauf des Motors
Zeitkonst. Stillst.	80...60000	s	1	500	Motorzeitkonstante bei Stillstand des Motors
Modus Umg.-temp.	1=Nur FLC 2=Verwende Eingang 3=Umgebungs-temp.setzen			1=Nur FLC	Modus zur Messung der Umgebungstemperatur
Int.Umgebungstemp.	-20,0...70,0	°C	0.1	40.0	Umgebungstemperatur, wenn keine ext. Temperaturmessung möglich ist

Tabelle 310: MPTTR Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein

Tabelle 311: MPTTR Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Stromreferenz	0.30...2.00	xIn	0.01	1.00	Nennstrom (FLC) des Motors
Anfangstemp.-pegel	0.0...100.0	%	0.1	74.0	Anfangstemperaturpegel des Motors

4.1.8.8 Überwachte Daten

Tabelle 312: MPTTR – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
TEMP_RL	FLOAT32	0.00...9.99		Relative berechnete Temperatur des geschützten Objektes zur Arbeitstemperatur
TEMP_UMG	FLOAT32	-99...999	°C	Für die Berechnung verwendete Umgebungstemperatur
MOTOR-START_ANF_TEMP	FLOAT32	0.00...9.99		Temperaturpegel zu Beginn des Motoranlaufs
MOTOR-START_END_TEMP	FLOAT32	0.00...9.99		Temperaturpegel nach Anlaufvorgang des Motors
T_ERL_NEUSTART	INT32	0...99999	s	Verbl. Zeit bis Freigabe der Wiedereinschaltung
MPTTR	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status
Temp-Pegel	FLOAT32	0.00...9.99		Temperaturpegel des zu schützenden Objektes (1.00 ist Auslösepegel)

4.1.8.9 Technische Daten

Tabelle 313: MPTTR Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz
	Strommessung: ±1,5 % des eingestellten Wertes oder ±0,002 × I_n (bei Strömen im Bereich von 0,01...4,00 × I_n)
Genauigkeit der Auslöseverzögerung[1)]	±2,0% des theoretischen Wertes oder ±0,50 s

1) Überlaststrom > 1,2 × Temperaturstufe für Betrieb

4.1.8.10 Verlauf der technischen Revisionen

Tabelle 314: MPTTR Verlauf der technischen Revisionen

Technische Revision	Änderung
B	Neuen Eingang UMG-Temp hinzugefügt. Neue Auswahl für Einstellung *Env Temperatur Modus* "Eingang verwenden" hinzugefügt.
C	Interne Verbesserung.
D	Maximaler Wert für Zeitkonstante Stopp von 8000 s auf 60000 s geändert.
E	Interne Verbesserung.

4.2 Erdfehlerschutz

4.2.1 Erdfehlerschutz (EFxPTOC)

4.2.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Erdfehlerschutz (I0>)	EFLPTOC	Io>	51N-1
Erdfehlerschutz (I0>>)	EFHPTOC	Io>>	51N-2
Erdfehlerschutz (I0>>>)	EFIPTOC	Io>>>	50N/51N

4.2.1.2 Funktionsblock

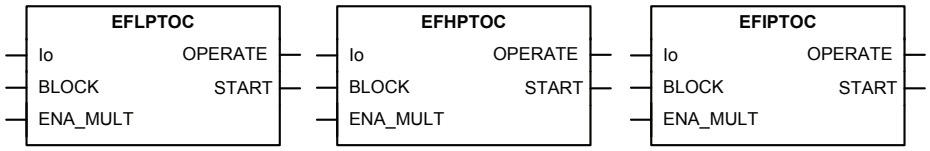


Abb. 146: Funktionsblock

4.2.1.3 Funktion

Die Erdfehlerschutzfunktion EFxPTOC dient als ungerichteter Erdfehlerschutz für Netze.

Die Funktion startet und löst aus, wenn der Summenstrom den eingestellten Grenzwert überschreitet. Die Auslösezeitkennlinie für die tiefe Stufe EFLPTOC und für die hohe Stufe EFHPTOC kann als unabhängige (DT) oder abhängige Kennlinie

(IDMT) ausgewählt werden. Die unverzögerte Stufe EFIPTOC wird immer nach der unabhängigen Kennlinie ausgelöst.

Im unabhängigen Zeitmodus wird die Funktion nach einer vordefinierten Auslösezeit ausgelöst und zurückgesetzt, wenn der Fehlerstrom nicht mehr anliegt. Im abhängigen Zeitmodus stehen stromabhängige Zeit-Kennlinien zur Verfügung.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Falls gewünscht, können die Ausgänge der Funktion, Zeitgeber oder die Funktion selbst gesperrt werden.

4.2.1.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von EFxPTOC kann in einem Moduldiagramm beschrieben werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

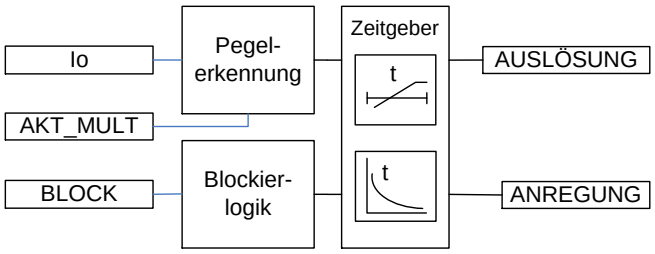


Abb. 147: Logikdiagramm

Pegelerkennung

Die Auslösegröße kann über die Einstellung *Io signal Sel* festgelegt werden. Es stehen jeweils die Optionen "Gemessener Io" und "Berechneter Io" zur Auswahl. Die Auslösemessgröße wird mit dem *Startwert* verglichen. Überschreitet der gemessene Wert den eingestellten *Startwert*, gibt die Pegelerkennung ein Signal an das Zeitgebermodul weiter. Ist der Eingang `ENA_MULT` aktiv, wird der eingestellte *Startwert* mit der Einstellung *STARTWERT Mult* multipliziert.

Das Schutzgerät akzeptiert weder die Einstellung *Startwert* noch *STARTWERT Mult*, falls das Produkt dieser Einstellungen den Einstellbereich des *Startwerts* überschreitet.

Die Multiplikation des Startwerts erfolgt, wenn die Belastungserkennungsfunktion (INRPHAR) mit dem Eingang `ENA_MULT` verbunden und aktiviert ist.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang `START`. Abhängig vom Wert der Einstellung *Typ Auslösekennlinie* entspricht die Zeitkennlinie DT oder

IDMT. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den Wert *Auslösezeit* im unabhängigen Zeitmodus oder den in der abhängigen Zeitkurve definierten Maximalwert erreicht, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert.

Wenn die vom Benutzer programmierbaren abhängigen Zeitkennlinien gewählt wird, werden die Auslösezeit-Kennlinien durch die Parameter *Kurvenparameter A*, *Kurvenparameter B*, *Kurvenparameter C*, *Kurvenparameter D* und *Kurvenparameter E* definiert.

Wenn eine Rückfallsituation auftritt, d. h. ein Fehler plötzlich verschwindet, bevor die Auslöseverzögerung abgelaufen ist, wird der Rücksetzzustand des Zeitgebers aktiviert. Das Verhalten des Zeitgebers im Rücksetzzustand ist abhängig von der Kombination der Einstellungen *Typ Auslösekennlinie*, *Typ Rücksetzkurve* und *Rückfallzeitverzögerung*. Wenn die unabhängige Kennlinie ausgewählt wurde, läuft der Rücksetzzeitgeber, bis der festgelegte Wert der Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* abgelaufen ist. Wenn die abhängigen Kennlinien ausgewählt wurden, kann die Einstellung *Typ Rücksetzkurve* auf einen der Werte "Unverzögert", "Unabh.Rücksetzzeit" oder "Inv. Rücksetzzeit" eingestellt werden. Der Rücksetzkurventyp "Unverzögert" veranlasst ein sofortiges Rücksetzen. Wenn der Rücksetzkurventyp "Unabh.Rücksetzzeit" ausgewählt wird, hängt die Rücksetzzeit von der Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* ab. Wenn der Rücksetzkurventyp "Inv.Rücksetzzeit" ausgewählt wird, hängt die Rücksetzzeit vom Strom während der Rückfallsituation ab. Der Ausgang `START` wird nach Ablauf des Rücksetzzeitgebers deaktiviert.

Die Auswahl "Inverse Rücksetzzeit" wird nur von ANSI oder benutzerprogrammierbaren Typen der abhängigen Auslösekurven unterstützt. Wenn ein anderer Auslösekurventyp ausgewählt wird, findet während der Rückfallsituation ein sofortiges Rücksetzen statt.

Die Einstellung *Zeitmultiplikator* wird zur Skalierung der abhängigen Auslöse- und -Rücksetzzeiten verwendet.

Der Einstellungsparameter *Minimale Auslösezeit* legt die gewünschte minimale Auslösezeit für die abhängige Zeitkennlinie fest. Diese Einstellung ist nur relevant, wenn die abhängigen Zeitkennlinien verwendet werden.

Setzen Sie die Einstellung für *Minimale Auslösezeit* umsichtig ein: die Auslösezeit richtet sich nach der abhängigen Zeitkennlinie aber sie muss mindestens den Wert der Einstellung *Minimale Auslösezeit* betragen. Weitere Informationen finden Sie im Abschnitt Abhängige Zeitkennlinie für Leiter-Überstromrichtungsschutz in diesem Handbuch.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden vom Eingang BLOCK und der globalen Einstellung unter **Konfiguration/System/ Blockiermodus** gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Schutzgeräte-Programms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren, doch bei aktivierter Blockierung wird der Ausgang AUSLÖSUNG nicht deaktiviert. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Ausgang AUSLÖSUNG blockieren" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang AUSLÖSUNG wird jedoch nicht aktiviert.

4.2.1.5 Messmodi

Die Funktion löst nach drei alternativen Messmodi aus: "RMS", "DFT" und "Spitze-Spitze". Der Messmodus wird über die Einstellung *Messmodus* ausgewählt.

Tabelle 315: Von den EFxPTOC Stufen unterstützte Messmodi

Messmodus	EFLPTOC	EFHPTOC	EFIPTOC
Effektivwert	x	x	
Grundwert (DFT)	x	x	
Spitzenwert	x	x	x

Eine genaue Beschreibung der Messmodi finden Sie im Kapitel Messmodi dieses Handbuchs.

4.2.1.6 Zeitkennlinien

EFxPTOC unterstützt unabhängige und abhängige Kennlinien. Der Benutzer kann die Zeitkennlinien in den Einstellungen *Typ Auslösekennlinie* und *Typ Rückfallkurve* auswählen. Wird die unabhängige Kennlinie ausgewählt, dann wird die Funktion nur durch die Einstellungen *Auslöseverzögerung* und *Rückfallzeitverzögerung* beeinflusst.

Das Schutzgerät stellt 16 abhängige Kennlinien zur Verfügung, von denen sieben die Norm IEEE C37.112 und sechs die Norm IEC 60255-3 erfüllen. Zwei Kurven folgen den speziellen Kennlinien in der ABB-Praxis. Sie werden als RI bzw. RD bezeichnet. Daneben kann eine vom Benutzer programmierbare Kurve verwendet werden, wenn keine der Standardkurven geeignet ist. Der Benutzer kann die unabhängige Kennlinie durch Auswahl der Werte für *Typ Auslösekennlinie* "unabhängige bzw. DT (ANSI)"

oder "unabhängig bzw. DT (IEC)" auswählen. Die Funktion ist in beiden Fällen identisch.

Die folgenden Kennlinien, die der Liste in der Norm IEC 61850-7-4 entsprechen, geben die von den verschiedenen Stufen unterstützten Kennlinien an:

Tabelle 316: Von den verschiedenen Stufen unterstützte Zeitkennlinien

Typ Auslösekennlinie	EFLPTOC	EFHPTOC
(1) ANSI extrem inv.	x	x
(2) ANSI stark inv.	x	
(3) ANSI normal inv.	x	x
(4) ANSI leicht inv.	x	
(5) ANSI, unabhängige Zeit	x	x
(6) Langzeit extrem inv.	x	
(7) Langzeit stark inv.	x	
(8) Langzeit inv.	x	
(9) IEC normal inv.	x	x
(10) IEC stark inv.	x	x
(11) IEC inv.	x	
(12) IEC extrem inv.	x	x
(13) IEC Kurzzeit inv.	x	
(14) IEC Langzeit inv.	x	
(15) IEC, unabhängige Zeit	x	x
(17) Vom Benutzer programmierbare Kurve	x	x
(18) RI-Typ	x	
(19) RD-Typ	x	

EFIPTOC unterstützt ausschließlich die unabhängige Kennlinie.

Eine genaue Beschreibung der Zeitgeber finden Sie im Kapitel Allgemeine Funktionsblockeigenschaften dieses Handbuchs.

Tabelle 317: Von den verschiedenen Stufen unterstützte Rückfallzeitkennlinien

Rückfallkurventyp	EFLPTOC	EFHPTOC	Anmerkung
(1) Unverzögert	x	x	Verfügbar für alle Auslösezeitkurven
(2) Unabh. Rückfallzeit	x	x	Verfügbar für alle Auslösezeitkurven
(3) Inv. Rückfallzeit	x	x	Verfügbar nur für ANSI- und vom Benutzer programmierbare Kurven

Die Einstellung *Typ Rückfallkurve* ist bei EFIPTOC oder bei ausgewählter unabhängiger Zeitfunktion nicht anwendbar. Die Rücksetzung wird ausschließlich durch die Einstellung *Auslöseverzögerung* definiert.

4.2.1.7 Anwendung

EFxPTOC dient zum Schutz und zur Isolierung von Erdfehlern in den elektrischen Netzen, deren Sternpunkt isoliert, über eine Resonanzspule oder niederohmig geerdet ist. Dies betrifft auch wirksam geerdete Netze sowie den Schutz von verschiedenen mit dem elektrischen Netz verbundenen Geräten, wie Kondensatorbänke oder Drosselspulen, ebenso wie den Reserve-Erdfehlerschutz von Transformatoren.

Viele Anwendungen erfordern mehrere Schritte mit unterschiedlichen Stromstartwerten und Auslöseverzögerungen. EFxPTOC besteht aus drei verschiedenen Schutzstufen.

- EFLPTOC, Io>
- EFHPTOC, Io>>
- EFIPTOC, unverzögert Io>>>

EFLPTOC enthält mehrere Arten von Einschaltverzögerungskennlinien. EFHPTOC und EFIPTOC dienen zur schnellen Abschaltung von Erdfehlern mit großen Erdfehlerströmen.

4.2.1.8 Signale

Tabelle 318: EFLPTOC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
Io	SIGNAL	0	Fehlerstrom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus
AKT_MULT	BOOLEAN	0=False	Aktivierungs-Signal für Strommultiplikator

Tabelle 319: EFHPTOC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
Io	SIGNAL	0	Fehlerstrom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus
AKT_MULT	BOOLEAN	0=False	Aktivierungs-Signal für Strommultiplikator

Tabelle 320: EFIPTOC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
Io	SIGNAL	0	Fehlerstrom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus
AKT_MULT	BOOLEAN	0=False	Aktivierungs-Signal für Strommultiplikator

Tabelle 321: EFLPTOC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

Tabelle 322: EFHPTOC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

Tabelle 323: EFIPTOC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

4.2.1.9 Einstellungen

Tabelle 324: EFLPTOC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	0.010...5.000	xIn	0.005	0.010	Anregewert
Anregewertmultipl	0.8...10.0		0.1	1.0	Multiplikator zur Skalierung des Anregewertes
Zeitmultiplikator	0.05...15.00		0.01	1.00	Zeit-Multiplikator in IEC/ANSI AMZ-Kurven
Auslöseverzögerung	40...200000	ms	10	40	Auslöseverzögerung
Auslösekurve	1=ANSI Ext. inv. 2=ANSI Sehr inv. 3=ANSI Norm. inv. 4=ANSI Mod. inv. 5=UMZ (ANSI) Zeit 6=L.T.E. inv. 7=L.T.V. inv. 8=L.T. inv. 9=IEC Norm. inv. 10=IEC Sehr inv. 11=IEC inv. 12=IEC Ext. inv. 13=IEC S.T. inv. 14=IEC L.T. inv. 15=IEC UMZ Zeit 17=Programmierbar 18=RI Typ 19=RD Typ			15=IEC UMZ Zeit	Auswahl der Zeitverzögerungskurve

Tabelle 325: EFLPTOC Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzkurve	1=Sofort 2=Unabh.Rücksetzzeit 3=Inv. Rücksetzzeit			1=Sofort	Auswahl des Rücksetzkurventyps

Tabelle 326: EFLPTOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Kurvenparameter A	0.0086...120.0000		1	28.2000	Parameter A für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter B	0.0000...0.7120		1	0.1217	Parameter B für Anwenderspez. Kennlinie
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt					

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Kurvenparameter C	0.02...2.00		1	2.00	Parameter C für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter D	0.46...30.00		1	29.10	Parameter D für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter E	0.0...1.0		1	1.0	Parameter E der programmierbaren Kurve

Tabelle 327: EFLPTOC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Min. Auslösezeit	20...60000	ms	1	20	Minimale Auslösezeit für IDMT-Kurven
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit
Messmodus	1=RMS 2=DFT 3=Spitze-Spitze			2=DFT	Auswahl der benutzten Messmethode
I0-Signalauswahl	1=I0 gemessen 2=I0 berechnet			1=I0 gemessen	Auswahl des verwendeten I0-Signals

Tabelle 328: EFHPTOC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	0.10...40.00	xIn	0.01	0.10	Anregewert
Anregewertmultipl	0.8...10.0		0.1	1.0	Multiplikator zur Skalierung des Anregewertes
Zeitmultiplikator	0.05...15.00		0.01	1.00	Zeit-Multiplikator in IEC/ANSI AMZ-Kurven
Auslöseverzögerung	40...200000	ms	10	40	Auslöseverzögerung
Auslösekurve	1=ANSI Ext. inv. 3=ANSI Norm. inv. 5=UMZ (ANSI) Zeit 9=IEC Norm. inv. 10=IEC Sehr inv. 12=IEC Ext. inv. 15=IEC UMZ Zeit 17=Programmierbar			15=IEC UMZ Zeit	Auswahl der Zeitverzögerungskurve

Tabelle 329: EFHPTOC Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzkurve	1=Sofort 2=Unabh.Rücksetzzeit 3=Inv. Rücksetzzeit			1=Sofort	Auswahl des Rücksetzkurventyps

Tabelle 330: EFHPTOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Kurvenparameter A	0.0086...120.0000		1	28.2000	Parameter A für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter B	0.0000...0.7120		1	0.1217	Parameter B für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter C	0.02...2.00		1	2.00	Parameter C für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter D	0.46...30.00		1	29.10	Parameter D für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter E	0.0...1.0		1	1.0	Parameter E der programmierbaren Kurve

Tabelle 331: EFHPTOC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Min. Auslösezeit	20...60000	ms	1	20	Minimale Auslösezeit für IDMT-Kurven
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit
Messmodus	1=RMS 2=DFT 3=Spitze-Spitze			2=DFT	Auswahl der benutzten Messmethode
I0-Signalauswahl	1=I0 gemessen 2=I0 berechnet			1=I0 gemessen	Auswahl des verwendeten I0-Signals

Tabelle 332: EFIPTOC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	1.00...40.00	xIn	0.01	1.00	Anregewert
Anregewertmultipl	0.8...10.0		0.1	1.0	Multiplikator zur Skalierung des Anregewertes
Auslöseverzögerung	20...200000	ms	10	20	Auslöseverzögerung

Tabelle 333: EFIPTOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein

Tabelle 334: EFIPTOC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit
I0-Signalauswahl	1=I0 gemessen 2=I0 berechnet			1=I0 gemessen	Auswahl des verwendeten I0-Signals

4.2.1.10 Überwachte Daten

Tabelle 335: EFLPTOC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
EFLPTOC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

Tabelle 336: EFHPTOC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
EFHPTOC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

Tabelle 337: EFIPTOC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
EFIPTOC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.2.1.11 Technische Daten

Tabelle 338: EFxPTOC - Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_r ±2 Hz		
	EFLPTOC	± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_r		
	EFHPTOC und EFIPTOC	± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_r (bei Strömen im Bereich von 0,1…10 × I_r) ±5,0% des eingestellten Wertes (bei Strömen im Bereich von 10…40 × I_r)		
Anregezeit [1)2)]		Mindestens	Typisch	Höchstens
	EFIPTOC: I_{Fehler} = 2 × eingestellter Wert *Anregewert* I_{Fehler} = 10 × eingestellter Wert *Anregewert*	16 ms 11 ms	19 ms 12 ms	23 ms 14 ms
	EFHPTOC und EFLPTOC: I_{Fehler} = 2 × eingestellter Wert *Anregewert*	23 ms	26 ms	29 ms
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis		Üblicherweise 0,96		
Verzögerungszeit		< 30 ms		
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus		±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms		
Auslösegenauigkeit im "Inverse Time"-Modus		±5,0 % des theoretischen Wertes oder ±20 ms [3)]		
Oberschwingungsunterdrückung		RMS: Keine Unterdrückung DFT: -50 dB bei f = n × f_r, wobei n = 2, 3, 4, 5,… Peak-to-Peak: Keine Unterdrückung		

1) *Messmethode* = Standard (stufenabhängig), Strom vor Fehler = 0,0 × I_r, f_r = 50 Hz, aus zufälligem Phasenwinkel injizierter Erdfehlerstrom mit Bemessungsfrequenz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts
3) Höchstens *Anregewert* = 2,5 × I_r, *Anregewert* wird mit Werten zwischen 1,5 und 20 multipliziert

4.2.1.12 Technische Änderungshistorie

Tabelle 339: EFIPTOC – Technische Änderungshistorie

Technische Änderungen	Änderung
B	Minimaler und Standardwert der Einstellung *Auslöseverzögerung* auf 40 ms geändert
C	Minimaler und Standardwert der Einstellung *Auslöseverzögerung* auf 20 ms geändert Minimaler Wert der Einstellung *Startwert* auf 1,00 x I_r geändert
D	Parametereinstellung für Auswahl "Gemessener Io" oder "Berechneter Io" hinzugefügt
E	Interne Verbesserung.
F	Interne Verbesserung.

Tabelle 340: EFHPTOC – Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Minimaler und Standardwert der Einstellung *Auslöseverzögerung* auf 40 ms geändert
C	Parametereinstellung für Auswahl "Gemessener Io" oder "Berechneter Io" hinzugefügt
D	Schrittwert für die Einstellung *Zeitmultiplikator* von 0,05 auf 0,01 geändert.
E	Interne Verbesserung.
F	Interne Verbesserung.

Tabelle 341: EFLPTOC – Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Minimaler und Standardwert der Einstellung *Auslöseverzögerung* auf 40 ms geändert
C	Schrittwert für *Startwert* geändert in 0,005
D	Parametereinstellung für Auswahl "Gemessener Io" oder "Berechneter Io" hinzugefügt
E	Schrittwert für die Einstellung *Zeitmultiplikator* von 0,05 auf 0,01 geändert.
F	Interne Verbesserung.
G	Interne Verbesserung.

4.2.2 Erdfehlerrichtungsschutz (DEFxPDEF)

4.2.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Erdfehlerrichtungsschutz (I0> →)	DEFLPDEF	Io> ->	67N-1
Erdfehlerrichtungsschutz (I0>> →)	DEFHPDEF	Io>> ->	67N-2

4.2.2.2 Funktionsblock

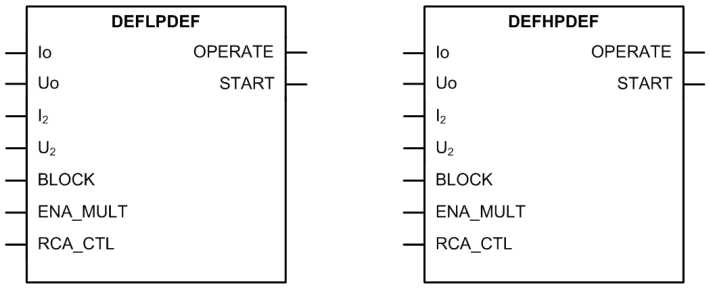


Abb. 148: Funktionsblock

4.2.2.3 Funktion

Die Erdfehlerrichtungsschutzfunktion DEFxPDEF dient zur Ortung und gegebenenfalls Beseitigung von Erdfehlern in elektrischen Netzen sowohl mit isolierter bzw. mit kompensierter oder mit niederohmiger Sternpunkterdung.

Die Funktion startet und löst aus, wenn die Auslösegröße (Strom) und Polarisationsgröße (Spannung) die eingestellten Grenzwerte überschreiten und der Winkel zwischen ihnen innerhalb des eingestellten Auslösebereichs liegt. Die Auslösezeitkennlinie für die tiefe Stufe (DEFLPDEF) und für die hohe Stufe (DEFHPDEF) kann als unabhängige (DT) oder abhängige Kennlinie (IDMT) ausgewählt werden.

Im unabhängigen Zeitmodus wird die Funktion nach einer vordefinierten Auslösezeit ausgelöst und zurückgesetzt, wenn der Fehlerstrom nicht mehr anliegt. Im abhängigen Zeitmodus stehen stromabhängige Zeit-Kennlinien zur Verfügung.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Falls gewünscht, können die Ausgänge der Funktion, Zeitgeber oder die Funktion selbst gesperrt werden.

4.2.2.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von DEFxPDEF kann in einem Moduldiagramm beschrieben werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

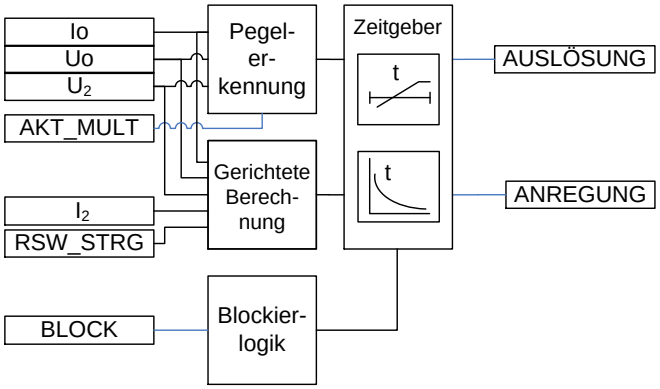


Abb. 149: Logikdiagramm

Pegelerkennung

Der Wert der Auslösegröße wird mit dem eingestellten *Startwert* verglichen und der Wert der Polarisationsgröße wird verglichen mit dem eingestellten Wert *Spannungsstartwert*. Werden beide Grenzwerte überschritten, sendet die Pegelerkennung ein Aktivierungssignal an das Zeitgebermodul. Wenn die Einstellung *Aktiviere Spannungsgrenze* auf "Falsch" gesetzt ist, hat der *Spannungsstartwert* keine Wirkung und die Pegelerkennung basiert nur auf der Auslösegröße. Ist der Eingang `ENA_MULT` aktiv, wird der eingestellte *Startwert* mit der Einstellung *STARTWERT Mult* multipliziert.

Die Auslösegröße (Summenstrom) kann über die Einstellung *Io signal Sel* festgelegt werden. Die möglichen Optionen sind "Gemessener Io" und "Berechneter Io". Bei Auswahl "Gemessener Io" wird das Stromverhältnis für den Io-Kanal unter **Konfiguration/Analogeingänge/Strom (Io,CT)** angegeben. Bei Auswahl "Berechneter Io" wird das Stromverhältnis der Leiterstromkanäle unter **Konfiguration/Analogeingänge/Strom (3I,CT)** angegeben.

Die Auslösegröße (Verlagerungsspannung) kann über die Einstellung *Uo signal Sel* festgelegt werden. Die möglichen Optionen sind "Gemessener Uo" und "Berechneter Uo". Bei Auswahl "Gemessener Uo" wird das Spannungsverhältnis für den Io-Kanal unter **Konfiguration/Analogeingänge/Spannung (Uo,VT)** angegeben. Bei Auswahl "Berechneter Uo" wird das Spannungsverhältnis der Leiterspannungskanäle unter **Konfiguration/Analogeingänge/Spannung (3U,VT)** angegeben.

Beispiel 1: Io wird mit einem Kabelumbau-Stromwandler (100/1 A) gemessen, Uo wird von Spannungswandlern in einer offenen Dreieckschaltung gemessen (20/√3 kV: 100/√3 V: 100/3 V). In diesem Fall werden "Gemessener IO" und "Gemessener Uo" ausgewählt. Die Bemessungswerte für Summenstrom und Verlagerungsspannung werden aus dem Stromwandler- und Spannungswandlerverhältnis ermittelt, das unter Summenstrom Io eingegeben wird: **Konfiguration/Analogeingänge/Strom (Io,CT)**: 100 A: 1 A. Die Verlagerungsspannung Uo: **Konfiguration/Analogeingänge/Spannung (Uo,VT)**: 11.547 kV: 100 V. Der *Startwert* 1,0 × Ir entspricht 1,0 * 100 A = 100 A Primärstrom.

Der *Spannungsstartwert* 1,0 × Ur entspricht 1,0 * 11,547 kV = 11,547 kV Primärspannung.

Beispiel 2: Io und Uo werden beide aus den Leiterstromgrößen berechnet. Das Stromwandlerverhältnis des Leiters beträgt 100: 1 A, das Spannungswandlerverhältnis des Leiters 20/√3 kV: 100/√3 V. In diesem Fall werden "Berechneter Io" und "Berechneter Uo" ausgewählt. Die Bemessungswerte für Summenstrom und Verlagerungsspannung werden aus dem Stromwandler- und Spannungswandlerverhältnis ermittelt, das unter Summenstrom Io eingegeben wird: **Konfiguration/Analogeingänge/Strom (3I,CT)**: 100 A: 1 A. Die Verlagerungsspannung Uo: **Konfiguration/Analogeingänge/Spannung (3U,VT)**: 20.000 kV: 100 V. Der *Startwert* 1,0 × Ir entspricht 1,0 * 100 A = 100 A Primärstrom. Der *Spannungsstartwert* 1,0 × Ur entspricht 1,0 * 20,000 kV = 20,000 kV Primärspannung.

Bei Auswahl "Berechneter Uo" ist der Bemessungswert der Verlagerungsspannung immer eine Leiter-Leiter-Spannung. Die maximal gültige Einstellung für den Verlagerungsspannungsstartwert beträgt damit 0,577 x Ur. Bei "Berechneter Uo" müssen alle drei Leiter-Erde-Spannungen am Schutzgerät angeschlossen sein. Uo kann nicht aus den Leiter-Leiter-Spannungen berechnet werden.

Wenn die Einstellung *Aktiviere Spannungsgrenze* auf "Wahr" gesetzt ist, wird der Wert der Polarisationsgröße auch dann geprüft, wenn *Gerichteter Modus* auf "Ungerichtet" oder *Erlaubt Unger.* auf "Wahr" gesetzt war. Das Schutzgerät akzeptiert weder die Einstellung *Startwert* noch *STARTWERT Mult*, falls das Produkt dieser Einstellungen den Einstellbereich des *Startwerts* überschreitet.

Normalerweise ist der Eingang `ENA_MULT` mit der Einschaltstromerkennung INRHPAR verbunden. Im Falle eines Einschaltstroms aktiviert INRPHAR den Eingang `ENA_MULT`, was den *Startwert* mit dem Wert der Einstellung *STARTWERT Mult* multipliziert.

Richtungsbestimmung

Das Modul zur gerichteten Berechnung überwacht den Winkel zwischen der Polarisationsgröße und der Auslösegröße. Abhängig von der Einstellung *Polarisationsgröße* kann die Polarisationsgröße die (gemessene oder berechnete) Verlagerungsspannung oder die Gegensystemspannung sein. Befindet sich der Winkel innerhalb des Auslösesektors, sendet das Modul ein Aktivierungssignal an das Zeitgebermodul.

Der minimale Signalpegel für eine gerichtete Auslösung kann mit den Einstellungen *Min Auslösestrom* und *Min Auslösespannung* festgelegt werden.

Wenn *Polarisationsgröße* auf "Nullsystemspannung"gesetzt ist, werden Summenstrom und Verlagerungsspannung zur Berechnung der Ausrichtung verwendet.

Wenn *Polarisationsgröße* auf "Gegensystemspannung" gesetzt ist, werden Gegensystemstrom und Gegensystemspannung zur Berechnung der Ausrichtung verwendet.

In den Zeigerdiagrammen, welche die Funktion DEFxPDEF darstellen, wurde die Polarität der Polarisationsgröße (Uo oder U2) umgekehrt, das heißt, die Polarisationsgröße im Zeigerdiagramm ist entweder -Uo oder -U2. Das Umkehren wird durch das Tauschen der Polarität des Erdfehlerstrom-Messkanals umgesetzt (siehe Verbindungsdiagramm im Anwendungshandbuch). Ebenso wurde auch die Polarität des berechneten Io und I_2 umgekehrt.

Für die Definition des Auslösebereichs sind in der Einstellung *Betriebsmodus* 5 Modi verfügbar.

Tabelle 342: ***Betriebsmodi***

Betriebsmodus	Beschreibung
Phasenwinkel	Die Auslösebereiche für "Vorwärts" und "Rückwärts" werden über die Einstellungen *Min Winkel vorwärts*, *Max Winkel vorwärts*, *Min Winkel rückwärts* und *Max Winkel rückwärts* ausgewählt.
IoSin	Die Auslösebereiche werden als "Vorwärts" definiert, wenn |Io| x sin (WINKEL) einen positiven Wert hat und als "Rückwärts", wenn der Wert negativ ist. WINKEL ist die Winkeldifferenz zwischen -Uo und Io.
IoCos	Wie bei Modus "IoSin". Zur Berechnung des Auslösestroms wird nur der Kosinus verwendet.
Phasenwinkel 80	Die Maximalwerte für den Sektor sind jeweils auf 80 Grad begrenzt. Es können ausschließlich *Max Winkel vorwärts* und *Min Winkel rückwärts* eingestellt werden.
Phasenwinkel 88	Die Maximalwerte für den Sektor sind auf 88 Grad begrenzt. Ansonsten wie bei Modus "Phasenwinkel 80".

Die Polarisationsgrößenauswahl "Gegensystemspannung" ist nur im Betriebsmodus "Phasenwinkel" verfügbar.

Die Auswahl der gerichteten Funktion erfolgt über die Einstellung *Gerichteter Modus*. Die Alternativen für das Auslösen sind "Ungerichtet", "Vorwärts" und "Rückwärts". Das Auslösekriterium wird über die Einstellung *Betriebsmodus* ausgewählt. Indem die Einstellung *Erlaubt Unger.* auf "Wahr" gesetzt wird, ist ein ungerichteter Betrieb möglich, wenn die Richtungsinformation ungültig ist. Dies ist der Fall, wenn der Wert der Polarisationsgröße kleiner ist als der Wert der Einstellung *Min Auslösespannung*.

Die Drehrichtung im Netz ist in der Regel gegen den Uhrzeigersinn und als "ABC" definiert. Bei umgekehrter Drehrichtung im Netz, also im Uhrzeigersinn "ACB", muss die Gleichung zur Berechnung der Gegensystemspannungskomponente geändert werden. Die Drehrichtung des Netzes wird durch den Systemparameter *Drehfeld* definiert. Dies beeinflusst die Berechnung der Komponente, aber die Berechnung der Winkeldifferenz bleibt unverändert. Bei Verwendung der Verlagerungsspannung als Polarisationsmethode hat die Änderung der Drehrichtung des Netzes keine Auswirkungen auf die Richtungsberechnung.

Die Drehrichtung des Netzes wird im Schutzgerät unter Verwendung des Parameters im HMI-Menü festgelegt: **Konfiguration/System/ Drehfeld**.
Der Standardwert des Parameters ist "ABC".

Wenn die Einstellung *Aktiviere Spannungsgrenze* auf "True" gesetzt ist, wird der Wert der Polarisationsgröße auch dann geprüft, wenn *Gerichteter Modus* auf "Ungerichtet" oder *Erlaubt Unger.* auf "True" gesetzt ist.

Die Einstellung *Charakteristischer Winkel* wird im Modus "Phasenwinkel" verwendet, um die Auslösung entsprechend der Erdung des Nullpunkts zu justieren, damit der *charakteristische Winkel* in einem isolierten Netz (φ_{RCA}) = -90° und in einem kompensierten Netz φ_{RCA} = 0° entspricht. Zudem kann der charakteristische Winkel über das Steuersignal `RCA_CTL` geändert werden. `RCA_CTL` beeinflusst die Einstellung von *Charakteristischer Winkel*.

Die Einstellung *Winkelkorrektur* kann eingesetzt werden, um bei Ungenauigkeiten der Messwandler die Selektivität zu verbessern. Die Einstellung verkleinert den Auslösesektor. Die Korrektur kann nur in Verbindung mit den Modi "IoCos" oder "IoSin" eingesetzt werden.

Die Polarität der Polarisationsgröße kann über die Einstellung *Polarität vertauschen* auf "True" umgekehrt werden; dies dreht die Polarisation um 180 Grad.

Zur Definition der verschiedenen Erdfehlerrichtungskennlinien siehe auch das Kapitel Erdfehlerrichtungskennlinien in diesem Handbuch.

Einzelheiten zu den Eigenschaften verschiedener gerichteter Erdfehler finden Sie unter "Allgemeine Funktionsblockeigenschaften".

Das Modul zur Richtungsbestimmung berechnet mehrere Werte, die unter "Überwachte Daten" angezeigt werden.

Tabelle 343: Werte Überwachte Daten

Werte Überwachte Daten	Beschreibung
FAULT_DIR	Die ermittelte Fehlerrichtung während einer Fehlersituation, d. h. wenn der Ausgang START aktiv ist.
RICHTUNG	Der Ausgang für die Anzeige der momentanen Auslöserichtung.
WINKEL	Auch Auslösewinkel genannt, zeigt die Winkeldifferenz zwischen der Polarisationsgröße (Uo, U_2) und der Auslösegröße (Io, I_2).
WINKEL_RCA	Die Winkeldifferenz zwischen dem Auslösewinkel und dem *Charakteristischen Winkel*, d. h. Winkel_RCA = ANGLE – *Charakteristischer Winkel*.
I_AUS	Der zur Fehlererkennung erforderliche Strom Wenn der *Betriebsmodus* auf "Phasenwinkel", "Phasenwinkel 80" oder "Phasenwinkel 88" eingestellt ist, dann ist I_OPER der gemessene oder berechnete Erdfehlerstrom. Ist der *Betriebsmodus* auf "IoSin" eingestellt, dann wird I_OPER folgendermaßen berechnet: I_OPER = Io x sin(ANGLE). Ist der *Betriebsmodus* auf "IoCos" eingestellt, dann wird I_OPER folgendermaßen berechnet: I_OPER = Io x cos(ANGLE).

Die Werte der überwachten Daten sind über die LHMI in der LHMI oder über die Kommunikationsverbindungen verfügbar.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang START. Abhängig vom Wert der Einstellung *Typ Auslösekennlinie* entspricht die Zeitkennlinie DT oder IDMT. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den Wert *Auslösezeit* im unabhängigen Zeitmodus oder den in der abhängigen Zeitkurve definierten Maximalwert erreicht, wird der Ausgang AUS (Auslösung) aktiviert.

Wenn die vom Benutzer programmierbaren abhängigen Zeitkennlinien gewählt werden, werden die Auslösezeit-Kennlinien durch die Parameter *Kurvenparameter A*, *Kurvenparameter B*, *Kurvenparameter C*, *Kurvenparameter D* und *Kurvenparameter E* definiert.

In einer Rückfallsituation, d. h. wenn ein Fehler plötzlich verschwindet, bevor die Auslöseverzögerung überschritten ist, wird der Rückfallzustand des Zeitgebers aktiviert. Das Verhalten des Zeitgebers im Rücksetzzustand ist abhängig von der Kombination der Einstellungen *Typ Auslösekennlinie*, *Typ Rücksetzkurve* und *Rückfallzeitverzögerung*. Wenn die unabhängige Kennlinie ausgewählt wurde, läuft der Rücksetzzeitgeber, bis der festgelegte Wert der Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* überschritten wird. Wenn die abhängigen Kennlinien ausgewählt wurden, kann die Einstellung *Typ Rücksetzkurve* auf einen der Werte "Unverzögert", "Unabh.Rücksetzzeit" oder "Inv. Rücksetzzeit" eingestellt werden. Der Rücksetzkurventyp "Unverzögert" veranlasst ein sofortiges Rücksetzen. Wenn der Rücksetzkurventyp "Unabh.Rücksetzzeit" ausgewählt wird, hängt die

Rücksetzzeit von der Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* ab. Wenn der Rücksetzkurventyp "Inv.Rücksetzzeit" ausgewählt wird, hängt die Rücksetzzeit vom Strom während der Rückfallsituation ab. Der Ausgang START wird nach Ablauf des Rücksetzzeitgebers deaktiviert.

Die Auswahl "Inverse Rücksetzzeit" wird nur von ANSI oder benutzerprogrammierbaren Typen der abhängigen Auslösekurven unterstützt. Wenn ein anderer Auslösekurventyp ausgewählt wird, findet während der Rückfallsituation ein sofortiges Rücksetzen statt.

Die Einstellung *Zeitmultiplikator* wird zur Skalierung der abhängigen Auslöse- und -Rücksetzzeiten verwendet.

Der Einstellungsparameter *Minimale Auslösezeit* legt die gewünschte minimale Auslösezeit für die abhängige Kurve fest. Diese Einstellung ist nur relevant, wenn die abhängigen Zeitkennlinie verwendet werden.

Setzen Sie die Einstellung für *Minimale Auslösezeit* umsichtig ein: die Auslösezeit richtet sich nach der abhängigen Zeitkennlinie aber sie muss mindestens den Wert der Einstellung *Minimale Auslösezeit* betragen. Weitere Informationen finden Sie im Abschnitt Abhängige Zeitkennlinien für Leiter-Überstromrichtungsschutz in diesem Handbuch.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden vom Eingang BLOCK und der globalen Einstellung unter **Konfiguration/System/ Blockiermodus** gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Schutzgeräte-Programms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren, doch bei aktivierter Blockierung wird der Ausgang AUSLÖSUNG nicht deaktiviert. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Ausgang AUSLÖSUNG blockieren" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang AUSLÖSUNG wird jedoch nicht aktiviert.

4.2.2.5 Prinzipien bei gerichteten Erdfehlern

Häufig ist es schwierig, einen selektiven Erdfehlerschutz zu erreichen, wenn er ausschließlich auf dem Fehlerstrom basieren soll. Um einen gangbaren selektiven Erdfehlerschutz zu erreichen, muss der Phasenwinkel von Io berücksichtigt werden. Hierzu wird der Phasenwinkel von Auslöse- und Polarisationsgröße verglichen.

Charakteristischer Winkel des Geräts

Die Einstellung *Charakteristischer Winkel*, die auch als charakteristischer Winkel des Geräts (RCA), Bezugswinkel des Geräts (RBA) oder maximaler Drehmomentwinkel (MTA) bezeichnet wird, wird im Modus "Phasenwinkel" zur Umkehrung der gerichteten Eigenschaft verwendet, wenn der erwartete Fehlerstromwinkel nicht mit der Polarisationsgröße für die Erzeugung des maximalen Drehmoments übereinstimmt. RCA ist also der Winkel zwischen der Linie des maximalen Drehmoments und der Polarisationsgröße. Ist die Polarisationsgröße phasengleich zur Max. Drehmomentlinie, beträgt RCA 0 Grad. Der Winkel ist positiv, wenn der Auslösestrom der Polarisationsgröße nacheilt, er ist negativ, wenn er der der Polarisationsgröße vorauseilt.

Beispiel 1

Der Modus "Phasenwinkel" wurde ausgewählt, kompensiertes Netz (φRCA = 0 Grad)

=> *Charakteristischer Winkel* = 0 Grad

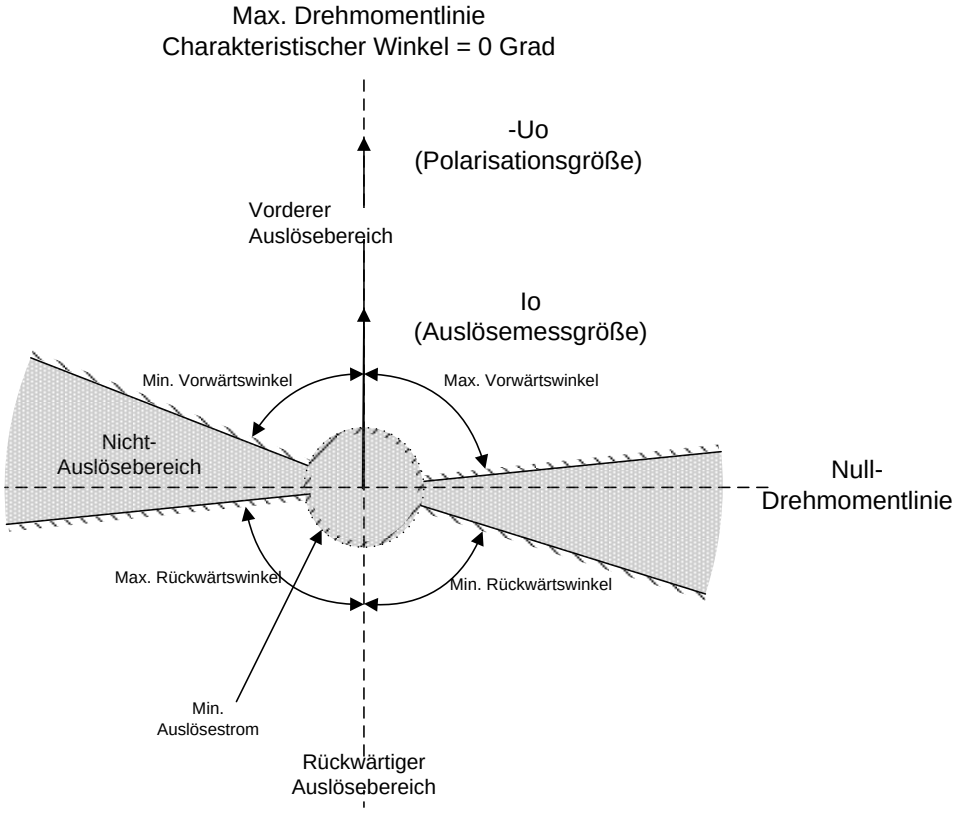


Abb. 150: Definition des charakteristischen Winkels des Relais, RCA=0 Grad in einem kompensierten Netz

Beispiel 2

Der Modus "Phasenwinkel" wurde ausgewählt, fest geerdetes Netz (φRCA = +60 Grad)

=> *Charakteristischer Winkel* = +60 Grad

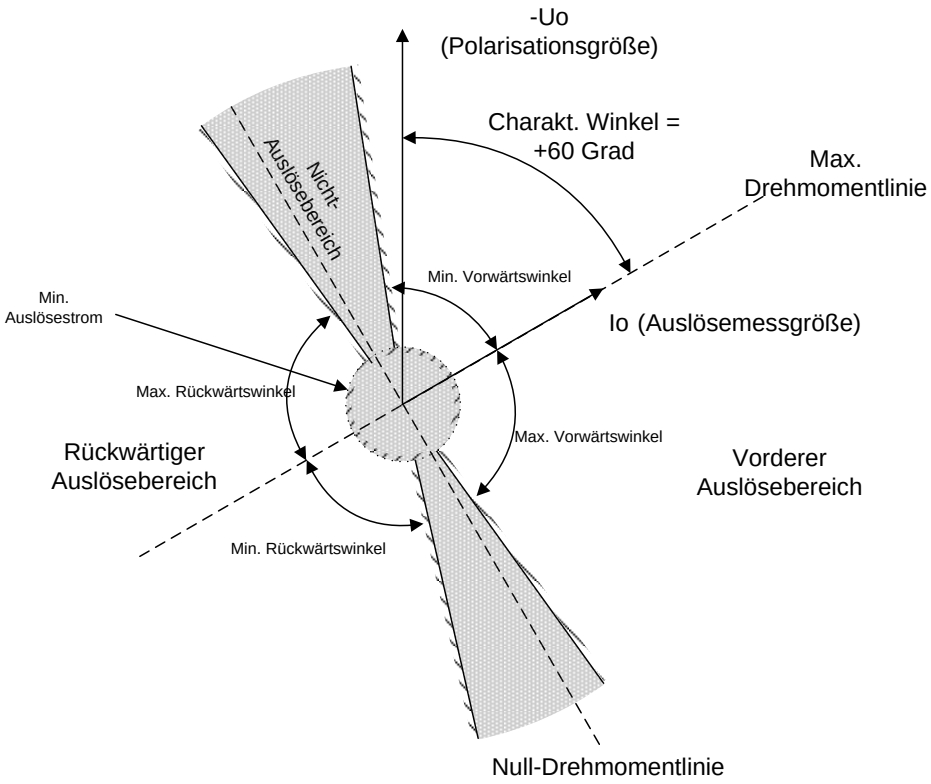


Abb. 151: Definition des charakteristischen Winkels des Relais, RCA= +60 Grad in einem fest geerdeten Netz

Beispiel 3

Der Modus "Phasenwinkel" wurde ausgewählt, isoliertes Netz (φRCA = -90 Grad)

=> *Charakteristischer Winkel* = -90 Grad

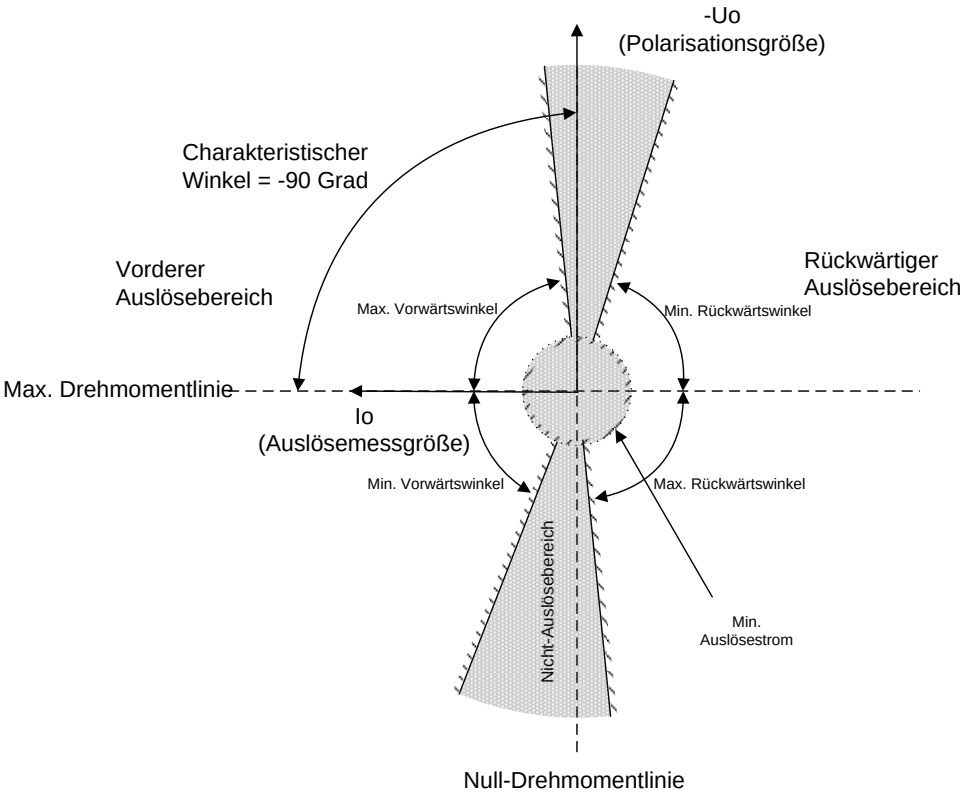


Abb. 152: Definition des charakteristischen Winkels des Relais, RCA=–90 Grad in einem isolierten Netz

Erdfehlerrichtungsschutz in einem isolierten Netz

In isolierten Netzen gibt es keine feste geplante Verbindung zwischen dem Sternpunkt des Netzes und der Erde. Die einzige Verbindung besteht über die Leiter-Erde Kapazitäten (C_0) der Leiter und Ableitwiderstände (R_0). D.h. der Fehlerstrom ist vor allem kapazitiv und weist gegenüber der polarisierenden Spannung eine Phasenverschiebung von -90 Grad auf. Folglich sollte der charakteristische Relaiswinkel (RCA) auf -90 Grad und das Auslösekriterium auf "IoSin" oder "Phasenwinkel" eingestellt werden. Die Breite des Auslösesektors im Phasenwinkelkriterium kann über die Einstellungen *Min Winkel vorwärts*, *Max Winkel vorwärts*, *Min Winkel rückwärts* oder *Max Winkel rückwärts* ausgewählt werden. Abbildung 153 zeigt vereinfacht einen identischen Stromkreis für ein nicht geerdetes Netz mit einem Erdfehler in Leiter L3.

Einzelheiten zu den Kennlinien verschiedener gerichteter Erdfehler finden Sie unter Prinzipien bei gerichtetem Erdfehler.

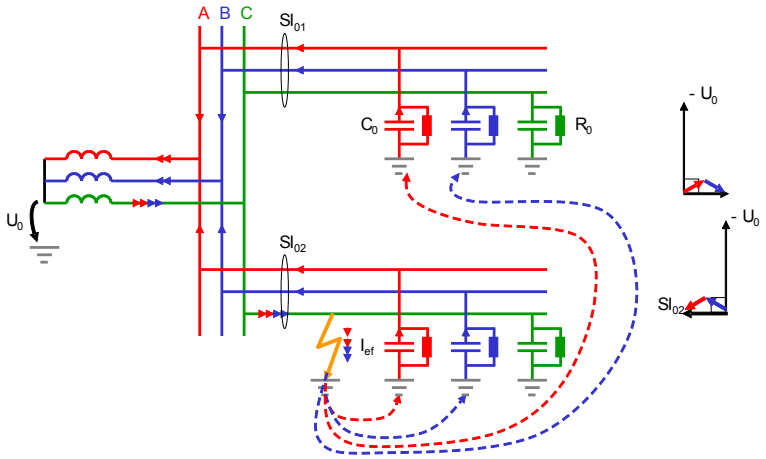


Abb. 153: Erdfehlersituation in einem isolierten Netz

Erdfehlerrichtungsschutz in einem kompensierten Netz

In kompensierten Netzen heben sich an der Fehlerstelle der kapazitive Fehlerstrom und der induktive Resonanzspulenstrom gegenseitig auf. Ein Schutz kann nicht auf der Grundlage reaktiver Strommessung aufgebaut werden, da der Strom der Kompensationsspule sich störend auf den Betrieb der Schutzgeräte auswirkt. In diesem Fall basiert die Selektivität auf der Messung der aktiven Stromkomponente. Die Größe dieser Komponente ist häufig sehr gering und muss in der Kompensationseinrichtung über einen parallel geschalteten Widerstand erhöht werden. Bei der Messung des Widerstandsanteils des Summenstroms sollte der charakteristische Winkel des Geräts (RCA) auf 0 Grad und das Auslösekriterium auf "IoSin" oder "Phasenwinkel" eingestellt werden. Abbildung 154 zeigt vereinfacht einen identischen Stromkreis für ein kompensiertes Netz mit einem Erdfehler in Leiter L3.

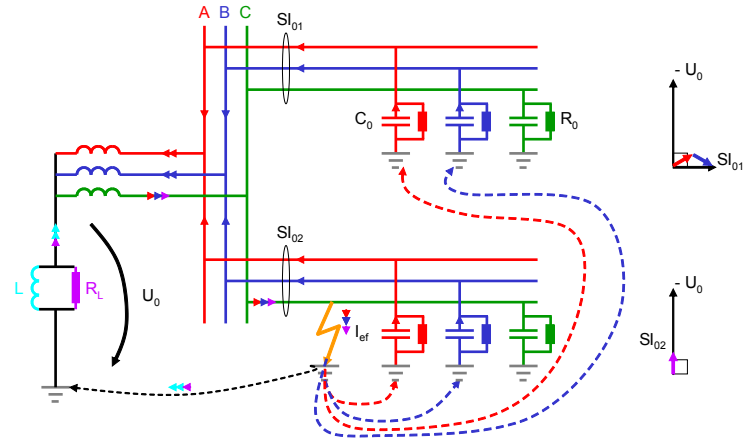


Abb. 154: Erdfehlersituation in einem kompensierten Netz

Die Petersen-Spule bzw. Erdfehlerlöschspule ist ggf. vorübergehend außer Betrieb. Um die Selektivität des Schutzschemas zu gewährleisten, ist eine entsprechende

Anpassung der Einstellung des charakteristischen Winkels erforderlich. Dies kann über einen Zusatzeingang am Relais erfolgen, der ein Signal von einem Hilfsschalter aus dem Trennschalter der Petersen-Spule im kompensierten Netz erhält. Folglich wird der charakteristische Winkel für die passende Erdungsmethode automatisch eingestellt. Der Eingang RCA_CTL kann verwendet werden, um die Auslösekriterien wie in Tabelle 344 und Tabelle 345 beschrieben zu ändern:

Tabelle 344: Steuerung des charakteristischen Winkels des Relais in den Auslösekriterien Iosin(φ) und Iocos(φ)

Einstellung *Auslösemodus*:	RCA_CTL = FALSCH	RCA_CTL = WAHR
Iosin	Tatsächlicher Auslösemodus: Iosin	Tatsächlicher Auslösemodus: Iocos
Iocos	Tatsächlicher Auslösemodus: Iocos	Tatsächlicher Auslösemodus: Iosin

Tabelle 345: Steuerung charakteristischer Winkel im Betriebsmodus Phasenwinkel

Einstellung *charakteristischer Winkel*	RCA_CTL = FALSCH	RCA_CTL = WAHR
-90°	φ_{RCA} = -90°	φ_{RCA} = 0°
0°	φ_{RCA} = 0°	φ_{RCA} = -90°

Verwendung der erweiterten Phasenwinkel-Eigenschaft

Die Anpassung des Erdfehlerrichtungsschutzes an die vorherrschende Sternpunkterdung erfolgt traditionell über die Einstellung *Charakteristischer Winkel*. In einem nicht geerdeten Netz wird für *Charakteristischer Winkel* der Wert -90 Grad gewählt; in einem kompensierten Netz wird für *Charakteristischer Winkel* hingegen der Wert 0 Grad gewählt. Wenn die Erdungsmethode des Netzes durch eine fehlende Verbindung der Erdfehlerlöschspule zeitweilig von kompensiert zu nicht geerdet geändert wird, sollte die Einstellung *Charakteristischer Winkel* entsprechend angepasst werden. Dies kann unter Verwendung der Parametersätze oder des Eingangs RCA_CTL umgesetzt werden. Alternativ kann der Auslösesektor des Erdfehlerrichtungsschutzes ausgeweitet werden, um die Auslösesektoren beider Sternpunkterdungsprinzipien abzudecken. Eine solche Eigenschaft ist sowohl für ein nicht geerdetes als auch kompensiertes Netz gültig, ohne dass Änderungen erforderlich werden, wenn die Sternpunkterdung zeitweilig vom nicht geerdeten Netz zum kompensierten Netz (oder umgekehrt) geändert wird.

Die erweiterte Phasenwinkeleigenschaft wird erzeugt, indem ein Wert von über 90 Grad für die Einstellung *Min Winkel vorwärts* eingegeben wird. Ein typischer Wert ist 170 Grad (*Min Winkel rückwärts*, wenn *Gerichteter Modus* = "Rückwärts"). Die Einstellung *Max Winkel vorwärts* sollte so gewählt sein, dass mögliche Messungenauigkeiten der Strom- und Spannungswandler abgedeckt werden; ein typischer Wert ist 80 Grad (*Max Winkel rückwärts*, wenn *Gerichteter Modus* = "Rückwärts").

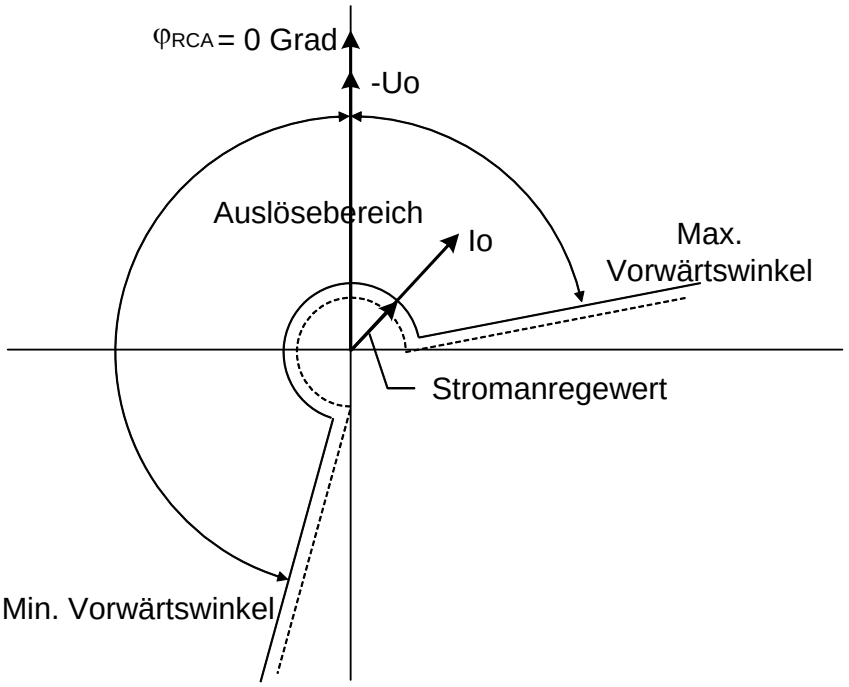


Abb. 155: Erweiterter Auslösebereich beim Erdfehlerrichtungsschutz

4.2.2.6 Messmodi

Die Funktion löst nach drei alternativen Messmodi aus: "RMS", "DFT" und "Spitze-Spitze". Der Messmodus wird über die Einstellung *Messmodus* ausgewählt.

Tabelle 346: Von den DEFxPDEF Stufen unterstützte Messmodi

Messmodus	DEFLPDEF	DEFHPDEF
Effektivwert	x	x
Grundwert (DFT)	x	x
Spitzenwert	x	x

Eine genaue Beschreibung der Messmodi finden Sie im Kapitel Messmodi dieses Handbuchs.

4.2.2.7 Zeitkennlinien

DEFxPDEF unterstützt unabhängige und abhängige Kennlinien. Der Benutzer kann die Zeitkennlinien in den Einstellungen *Typ Auslösekennlinie* auswählen.

Das Schutzgerät stellt 16 abhängige Kennlinien zur Verfügung, von denen sieben die Norm IEEE C37.112 und sechs die Norm IEC 60255-3 erfüllen. Zwei Kurven folgen den speziellen Kennlinien in der ABB-Praxis. Sie werden als RI bzw. RD bezeichnet. Daneben kann eine vom Benutzer programmierbare Kurve verwendet werden, wenn keine der Standardkurven geeignet ist. Der Benutzer kann die unabhängige Kennlinie durch Auswahl der Werte für *Typ Auslösekennlinie* "unabhängig bzw. DT (ANSI)" oder "unabhängig bzw. DT (IEC)" auswählen. Die Funktion ist in beiden Fällen identisch.

Die folgenden Kennlinien, die der Liste in der Norm IEC 61850-7-4 entsprechen, geben die von den verschiedenen Stufen unterstützten Kennlinien an.

Tabelle 347: Von den verschiedenen Stufen unterstützte Zeitkennlinien

Typ Auslösekennlinie	DEFLPDEF	DEFHPDEF
(1) ANSI extrem inv.	x	x
(2) ANSI stark inv.	x	
(3) ANSI normal inv.	x	x
(4) ANSI leicht inv.	x	
(5) ANSI, unabhängige Zeit	x	x
(6) Langzeit extrem inv.	x	
(7) Langzeit stark inv.	x	
(8) Langzeit inv.	x	
(9) IEC normal inv.	x	
(10) IEC stark inv.	x	
(11) IEC inv.	x	
(12) IEC extrem inv.	x	
(13) IEC Kurzzeit inv.	x	
(14) IEC Langzeit inv.	x	
(15) IEC, unabhängige Zeit	x	x
(17) Vom Benutzer programmierbare Kurve	x	x
(18) RI-Typ	x	
(19) RD-Typ	x	

Eine genaue Beschreibung der Zeitgeber finden Sie im Kapitel Allgemeine Funktionsblockeigenschaften dieses Handbuchs.

Tabelle 348: Von den verschiedenen Stufen unterstützte Rückfallzeitkennlinien

Rückfallkurve	DEFLPDEF	DEFHPDEF	Anmerkung
(1) Unverzögert	x	x	Verfügbar für alle Auslösezeitkurven
(2) Unabh. Rückfallzeit	x	x	Verfügbar für alle Auslösezeitkurven
(3) Inv. Rückfallzeit	x	x	Verfügbar nur für ANSI- und vom Benutzer programmierbare Kurven

4.2.2.8 Erdfehlerrichtungskennlinien

Phasenwinkelkennlinie

Das Auslösekriterium Phasenwinkel wird in den Einstellungen *Betriebsmodus* über den Wert "Phasenwinkel" ausgewählt.

Wird das Kriterium Phasenwinkel benutzt, dann gibt die Funktion mit dem Ausgang RICHTUNG an, ob die Auslösegröße sich innerhalb des Vorwärts- oder Rückwärts-Auslösesektors oder innerhalb des ungerichteten Auslösesektors befindet.

Die Bereiche für "Vorwärts" und "Rückwärts" werden separat festgelegt. Der Auslösebereich "Vorwärts" wird durch die Einstellungen *Min Winkel vorwärts* und *Max Winkel vorwärts* begrenzt. Der Auslösebereich "Rückwärts" wird durch die Einstellungen *Min Winkel rückwärts* und *Max Winkel rückwärts* begrenzt.

Die Bereichsgrenzen werden immer positiv in Grad angegeben.

Im Funktionsbereich vorwärts gibt die Einstellung *Max Winkel vorwärts* den Sektor im Uhrzeigersinn und die Einstellung *Min Winkel vorwärts* den entsprechenden Sektor gegen den Uhrzeigersinn an. Ausgangspunkt für die Messung ist die Einstellung des *Charakteristischen Winkels*.

Im Funktionsbereich rückwärts gibt die Einstellung *Max Winkel rückwärts* den Sektor im Uhrzeigersinn und die Einstellung *Min Winkel rückwärts* den entsprechenden Sektor gegen den Uhrzeigersinn an. Ausgangspunkt für die Messung ist die Einstellung des *Charakteristischen Winkels* (180 Grad Phasenverschiebung).

Der charakteristische Winkel des Geräts (RCA) wird positiv eingestellt, wenn der Auslösestrom der Polarisationsgröße nacheilt. Er wird negativ eingestellt, wenn er der Polarisationsgröße vorauseilt.

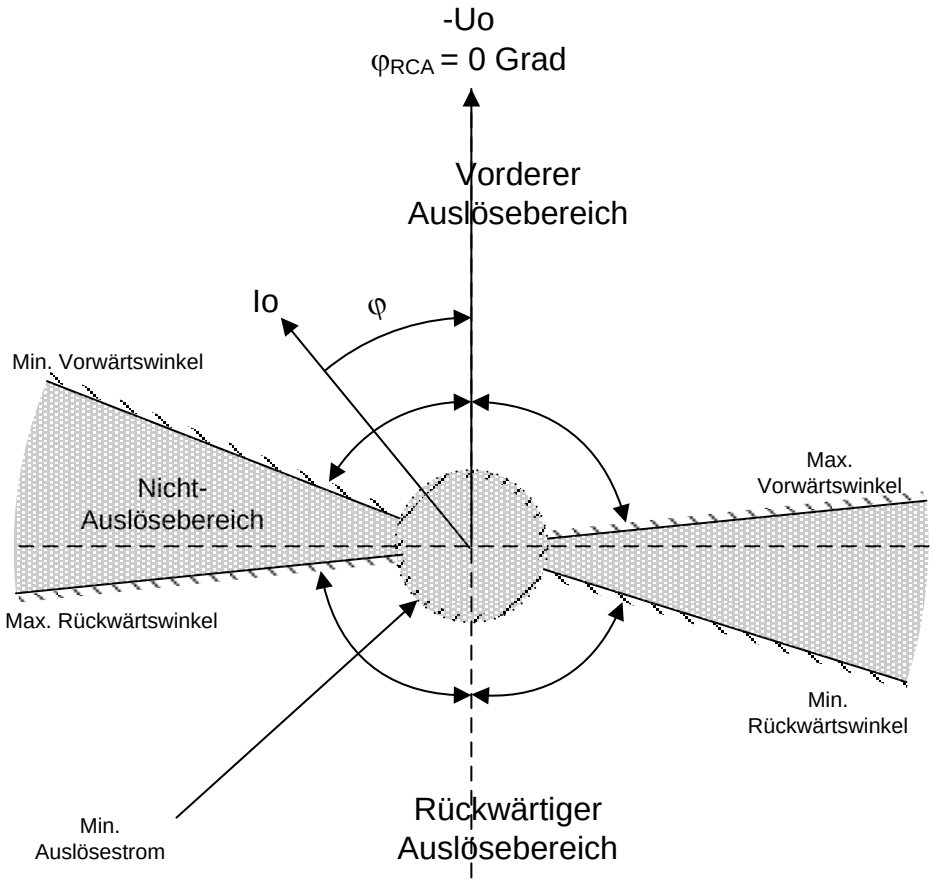


Abb. 156: Konfigurierbare Auslösebereiche in der Phasenwinkelkennlinie

Tabelle 349: Momentane Auslöserichtung

Fehlerrichtung	Der Wert für RICHTUNG
Winkel zwischen Polarisations- und Auslösegröße liegt in keinem der festgelegten Bereiche.	0 = unbekannt
Winkel zwischen Polarisations- und Auslösegröße liegt im vorderen Auslösebereich.	1 = vorwärts
Winkel zwischen Polarisations- und Auslösegröße liegt im rückwärtigen Auslösebereich.	2 = rückwärts
Winkel zwischen Polarisations- und Auslösegröße liegt im vorderen und rückwärtigen Auslösebereich, d.h. die Bereiche überlappen.	3 = beides

Wenn die Einstellung *Erlaubt Unger.* "False" ist, dann ist die gerichtete Auslösung (vorwärts, rückwärts) nicht zulässig, wenn die gemessenen Polarisations- oder Auslösegrößen ungültig sind, d. h. wenn ihre Größe unter den festgelegten Mindestwerten liegt. Die Mindestwerte können über die Einstellungen *Min Auslösestrom* und *Min Auslösespannung* definiert werden. Bei geringen Größen werden die Ausgänge `FAULT_DIR` und `RICHTUNG` auf 0 = unbekannt gesetzt, es sei

denn, die Einstellung *Erlaubt Unger.* ist auf "Wahr" gesetzt. In diesem Fall ist der Betrieb der Funktion im gerichteten Modus als ungerichtet gestattet, da die gerichtete Information ungültig ist.

Auslösekriterien Iosin(φ) und Iocos(φ)

Ein modernerer Ansatz zum Richtungschutz ist die Messung des Wirk- und Blindstroms. Die Auslöseeigenschaft der Auslöserichtung hängt vom Erdungsprinzip im Netz ab. Die Eigenschaft Iosin(φ) wird in isolierten Netzen eingesetzt um die Blindstromkomponente des Fehlerstroms zu messen, der durch die Erdkapazität verursacht wurde. Die Eigenschaft Iocos(φ) wird in kompensierten Netzen eingesetzt, um die Wirkstromkomponente des Fehlerstroms zu messen.

Die Auslösekriterien Iosin(φ) und Iocos(φ) werden in der Einstellung *Betriebsmodus* jeweils über die Werte "IoSin" oder "IoCos" ausgewählt.

Eine Winkelkorrektureinstellung kann zur Optimierung der Selektivität beitragen. Die Einstellung verkleinert den Auslösesektor. Die Korrektur kann nur in Verbindung mit dem Kriterium Iosin(φ) oder Iocos(φ) eingesetzt werden. Der Eingang RCA_CTL wird zur Änderung der Eigenschaft Io eingesetzt:

Tabelle 350: Steuerung des charakteristischen Winkels des Relais in den Auslösekriterien IoSin und IoCos

Betriebsmodus:	RCA_CTL = "Falsch"	RCA_CTL = "Wahr"
IoSin	Tatsächliches Auslösekriterium: Iosin(φ)	Tatsächliches Auslösekriterium: Iocos(φ)
IoCos	Tatsächliches Auslösekriterium: Iocos(φ)	Tatsächliches Auslösekriterium: Iosin(φ)

Wird das Kriterium Iosin(φ) oder Iocos(φ) eingesetzt, dann gibt die Komponente einen vor- oder rückwärtsgerichteten Fehler über die Ausgänge FAULT_DIR und DIRECTION an. Hierbei entspricht 1 einem Vorwärts- und 2 einem Rückwärts-Fehler. Eine gerichtete Auslösung ist nicht gestattet (die Einstellung *Erlaubt Unger.* ist auf "False" gesetzt), wenn die gemessene Polarisations- oder Auslösemessgröße ungültig ist, d. h. wenn deren Größe unter den eingestellten Minimalwerten liegt. Die Mindestwerte können über die Einstellungen *Min Auslösestrom* und *Min Auslösespannung* definiert werden. Bei geringer Größe werden die Ausgänge FAULT_DIR und RICHTUNG auf 0 = unbekannt gesetzt, es sei denn, die Einstellung *Erlaubt Unger.* ist auf "Wahr" gesetzt. In diesem Fall ist der Betrieb der Funktion im gerichteten Modus als ungerichtet gestattet, da die gerichtete Information ungültig ist.

Die zur Richtungsermittlung berechneten Ströme Iosin(φ) oder Iocos(φ) können in den überwachten Daten in I_OPER abgelesen werden. Der Wert kann direkt an ein Entscheidungsinstrument weiter gegeben werden, das die Start- und die Auslösesignale liefert.

Die überwachten Daten in I_OPER geben einen Absolutwert für die berechneten Stromwerte aus.

Die folgenden Beispiele zeigen die Merkmale der verschiedenen Auslösekriterien:

Beispiel 1.

Iosin(φ) Kriterium ausgewählt, vorwärts gerichteter Fehler

```
=> FAULT_DIR = 1
```

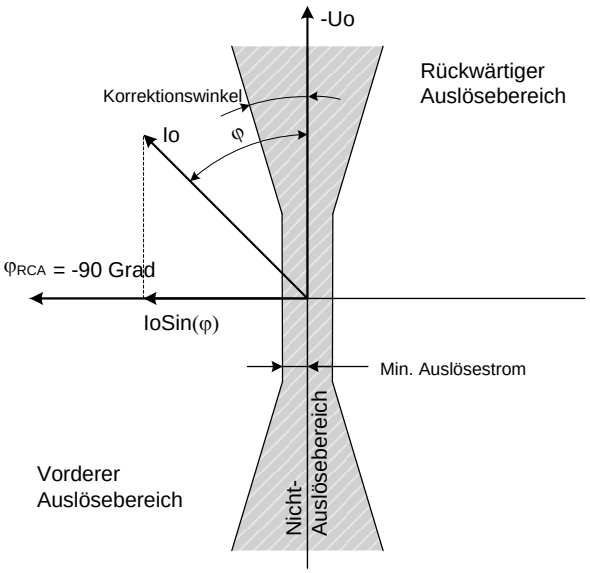


Abb. 157: Auslöseeigenschaft Iosin(φ) bei einem Fehler in Vorwärtsrichtung

Der Auslösebereich wird durch Winkelkorrektur eingegrenzt, d.h. der Auslösebereich beträgt 180 Grad -2*(Winkelkorrektur).

Beispiel 2.

Iosin(φ) Kriterium ausgewählt, rückwärts gerichteter Fehler

```
=> FAULT_DIR = 2
```

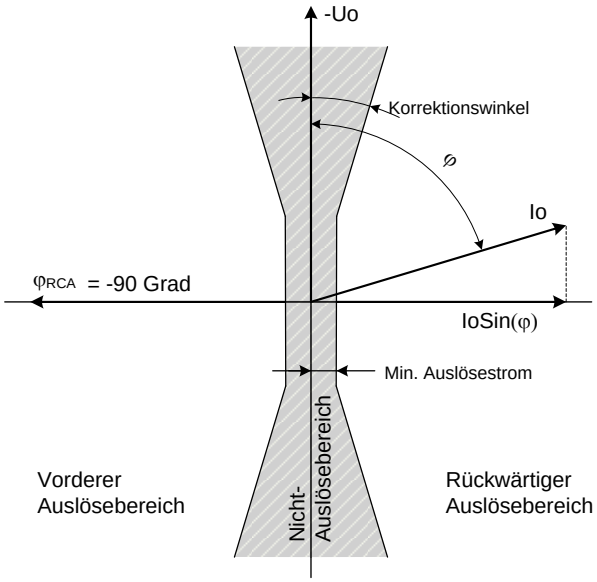


Abb. 158: Auslöseeigenschaft Iosin(φ) bei einem Fehler in Rückwärtsrichtung

Beispiel 3.

Iocos(φ) Kriterium ausgewählt, vorwärts gerichteter Fehler

```
=> FAULT_DIR = 1
```

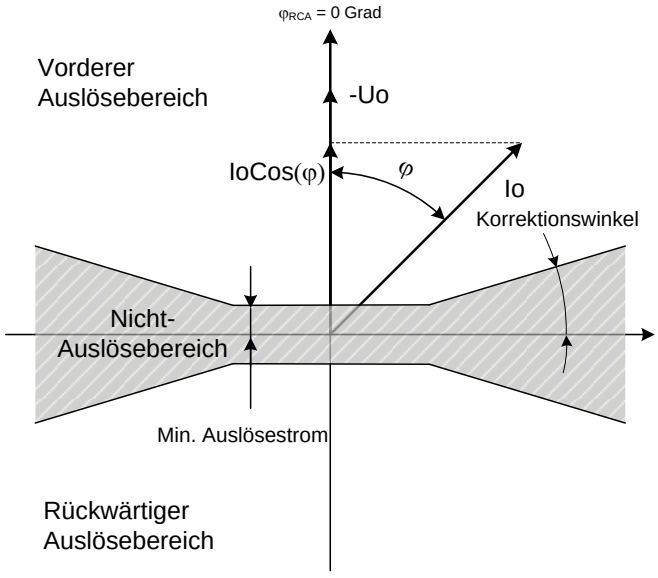


Abb. 159: Auslöseeigenschaft Iocos(φ) bei einem Fehler in Vorwärtsrichtung

Beispiel 4.

Iocos(φ) Kriterium ausgewählt, rückwärts gerichteter Fehler

```
=> FAULT_DIR = 2
```

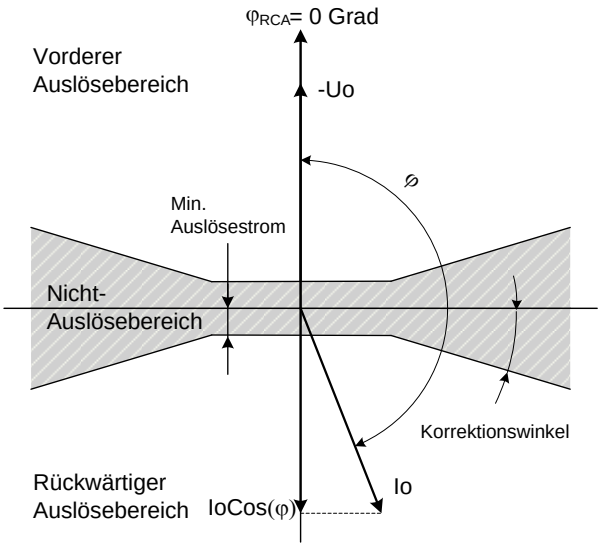


Abb. 160: Auslöseeigenschaft Iocos(φ) bei einem Fehler in Rückwärtsrichtung

Phasenwinkel 80

Das Auslösekriterium Phasenwinkel 80 wird in den Einstellungen *Betriebsmodus* über den Wert "Phasenwinkel 80" ausgewählt.

Der Phasenwinkel 80 implementiert die gleiche Funktion wie der Phasenwinkel, jedoch mit folgenden Unterschieden:

- Die Einstellungen *Max Winkel vorwärts* und *Max Winkel rückwärts* können nicht eingestellt werden und haben einen festen Wert von 80 Grad.
- Die Bereichsgrenzen der festen Bereiche werden gerundet.

Die Rundung des Sektors wird zum Eliminieren von Stromwandlermessfehlern bei niedrigen Stromamplituden eingesetzt. Fällt die Stromamplitude unter drei Prozent des Bemessungsstroms, dann wird der Sektor auf der festen Sektorenseite um 70 Grad reduziert. Dadurch wird der Schutz selektiver, d. h. Fehler in der Phasenwinkelmessung verursachen keine unbeabsichtigte Auslösung.

Die andere Seite des Bereichs wird nicht gerundet.

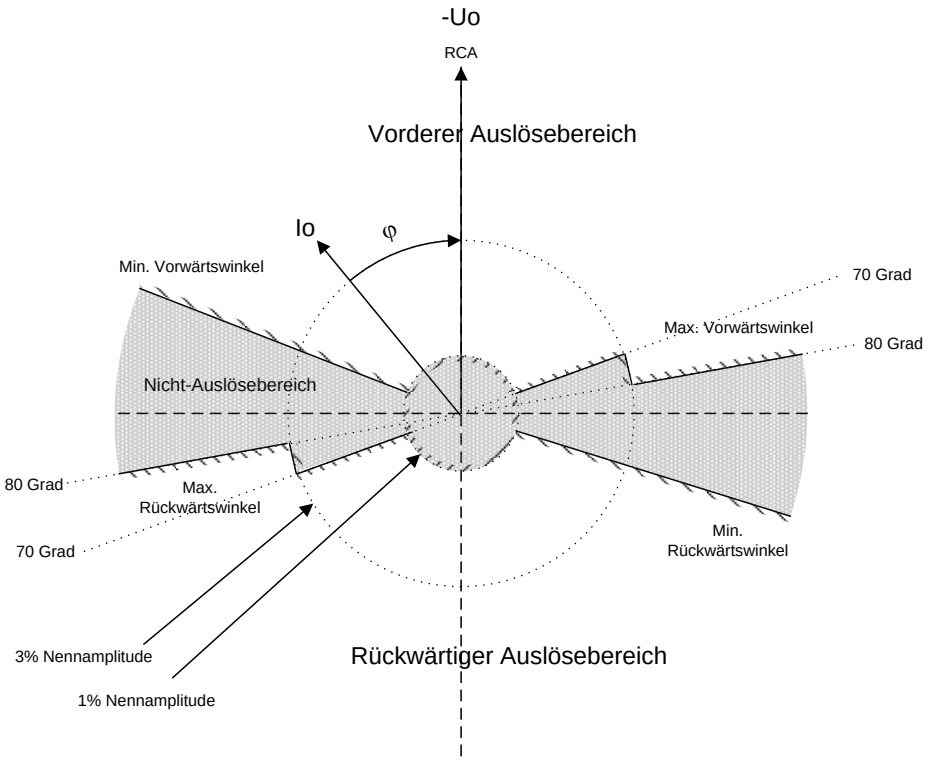


Abb. 161: Auslöseeigenschaft für Phasenwinkel 80

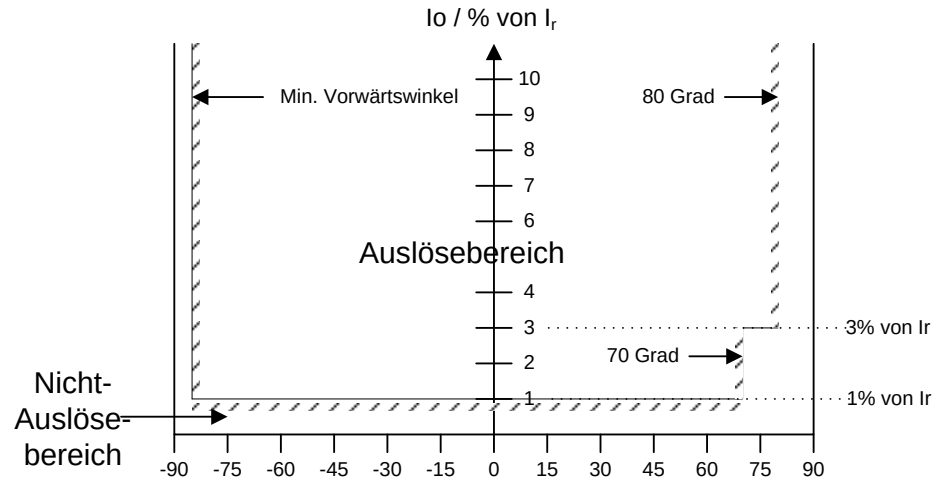


Abb. 162: Amplitude für Phasenwinkel 80 (Gerichteter Modus = Vorwärts)

Phasenwinkel 88

Das Auslösekriterium Phasenwinkel 88 wird in den Einstellungen *Betriebsmodus* über den Wert "Phasenwinkel 88" ausgewählt.

Der Phasenwinkel 88 implementiert die gleiche Funktion wie der Phasenwinkel, jedoch mit folgenden Unterschieden:

- Die Einstellungen *Max Winkel vorwärts* und *Max Winkel rückwärts* können nicht eingestellt werden und haben einen festen Wert von 88 Grad.
- Die Bereichsgrenzen der festen Bereiche werden gerundet.

Die Rundung für den Phasenwinkel 88 besteht aus drei Teilen:

- Liegt die Stromamplitude zwischen 1...20 % des Bemessungsstroms, dann steigt die Sektorengrenze linear von 73 auf 85 Grad.
- Liegt die Stromamplitude zwischen 20...100 % des Bemessungsstroms, dann steigt die Sektorengrenze linear von 85 auf 88 Grad.
- Liegt die Stromamplitude bei über 100 % des Bemessungsstroms, dann liegt die Sektorengrenze bei auf 88 Grad.

Die andere Seite des Bereichs wird nicht gerundet.

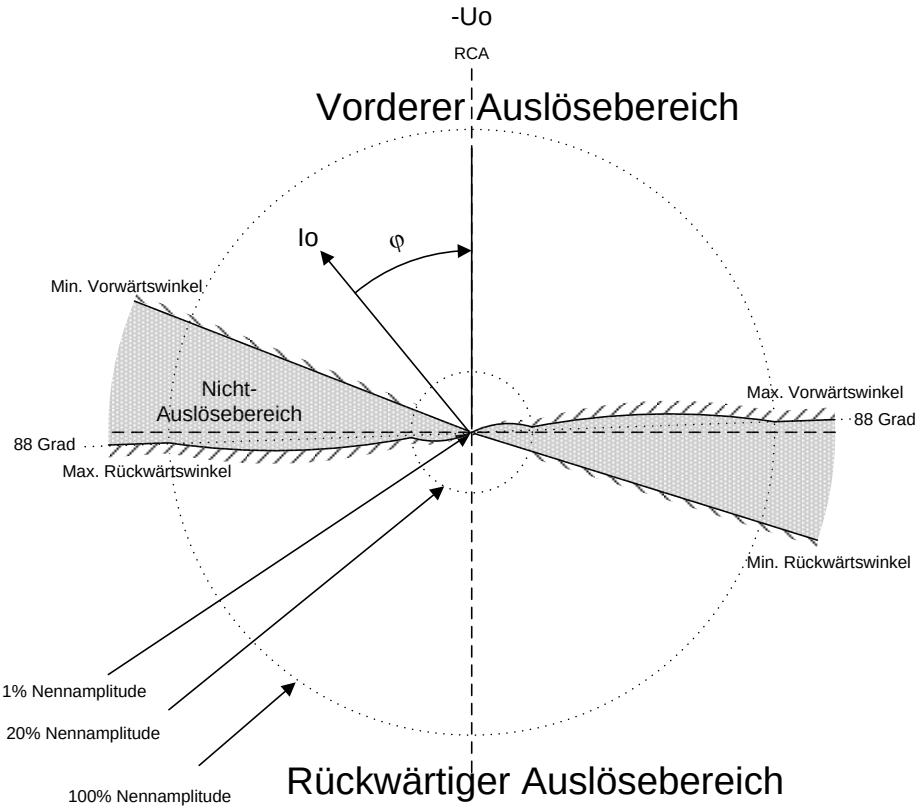


Abb. 163: Auslöseeigenschaft für Phasenwinkel 88

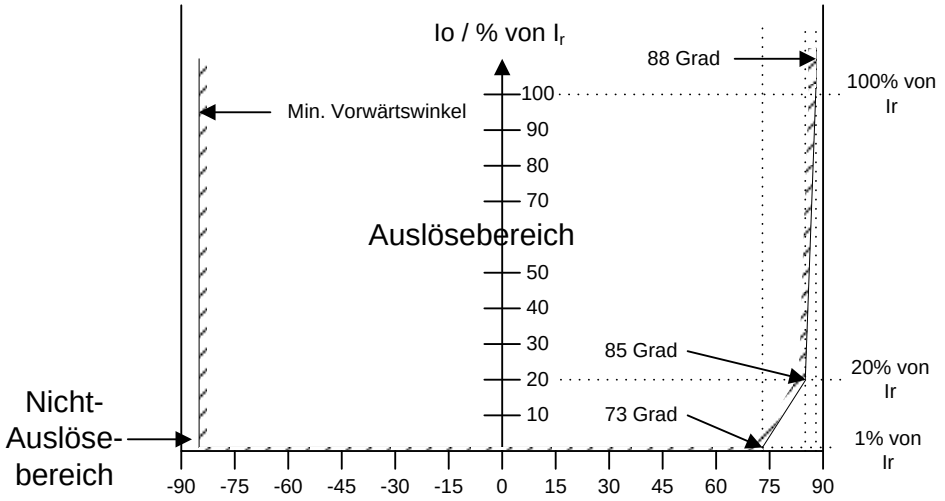


Abb. 164: Amplitude für Phasenwinkel 88 (Gerichteter Modus = Vorwärts)

4.2.2.9 Anwendung

Der Erdfehlerrichtungsschutz DEFxPDEF dient als Schutz vor und zum Eliminieren von Erdfehlern sowie als Erdfehlerschutz verschiedener mit dem elektrischen Netz verbundener Geräte, wie Kondensatorbänke oder Drosselspulen, ebenso wie als Back-up-Erdfehlerschutz von Transformatoren.

Viele Anwendungen erfordern mehrere Schritte mit unterschiedlichen Stromstartwerten und Auslöseverzögerungen. DEFxPDEF besteht aus zwei verschiedenen Stufen.

- DEFLPDEF, tief
- DEFHPDEF, hoch

DEFLPDEF enthält mehrere Arten von Einschaltverzögerungsmerkmalen. DEFHPDEF dient zur schnellen Rücksetzung schwerwiegender Erdfehler.

Der Schutz kann auf dem Kriterium Phasenwinkel mit erweitertem Auslösebereich basieren. Er kann außerdem auf der Messung des reaktiven Teils Iosin(φ) oder des aktiven Teils Iosin(φ) des Summenstroms basieren. In isolierten Netzen oder hochimpedanz-geerdeten Netzen ist der Leiter-Erde-Strom deutlich kleiner als die Kurzschlussströme. Außerdem ist die Größe des Fehlerstroms beinahe unabhängig von der Position des Fehlers im Netz.

Die Funktion verwendet die Summenstromkomponenten Iocos(φ) oder Iosin(φ) entsprechend des Erdungsverfahrens, wobei φ der Winkel zwischen dem Summenstrom und der Bezugsverlagerungsspannung (-Uo) ist. In kompensierten Netzen kann auch das Kriterium Phasenwinkel mit erweitertem Auslösebereich verwendet werden. Beträgt der charakteristische Winkel des Geräts RCA 0 Grad, kann der negative Quadrant des Auslösebereichs über die Einstellung *Min Winkel vorwärts* erweitert werden. Der Auslösebereich kann zwischen 0 und -180 Grad

eingestellt werden, so dass der gesamte Auslösebereich von +90 bis -180 Grad reicht. Anders ausgedrückt: Der Sektor kann bis zu 270 Grad breit sein. So können die Schutzeinstellungen unverändert bleiben, wenn die Resonanzspule zwischen dem Nullpunkt und Erde getrennt wird.

Durch eine Sternpunkterdung des Systems sollen Mitarbeiter und Netzbetriebsmittel geschützt und die Interferenz zum Beispiel in Telekommunikationssystemen reduziert werden. Die Sternpunkterdung stellt eine Herausforderung für Schutzsysteme dar, speziell für den Erdfehlerschutz.

In isolierten Netzen gibt es keine feste geplante Verbindung zwischen dem Sternpunkt des Netzes und der Erde. Die einzige Verbindung besteht über die Leiter-Erde-Kapazitäten (C_0) der Leiter und Ableitwiderstände (R_0). D.h. der Fehlerstrom ist vor allem kapazitiv und weist gegenüber der Verlagerungsspannung (-Uo) eine Phasenverschiebung von –90 Grad auf. Der charakteristische Winkel beträgt -90 Grad.

In resonanzgeerdeten Netzen heben sich der kapazitive Fehlerstrom und der induktive Resonanzspulenstrom gegenseitig auf. Ein Schutz kann nicht auf der Grundlage reaktiver Strommessung aufgebaut werden, da der Strom der Kompensationsspule sich störend auf den Betrieb der Relais auswirkt. In diesem Fall basiert die Selektivität auf der Messung der aktiven Stromkomponente. D.h. der Summenstrom ist vor allem resistiv und weist gegenüber der Verlagerungsspannung (-Uo) keine Phasenverschiebung auf. Der charakteristische Winkel beträgt 0 Grad. Die Größe dieser Komponente ist häufig sehr gering und muss in der Kompensationseinrichtung über einen parallel geschalteten Widerstand erhöht werden.

In Netzen mit einer niederohmigen Erdung des Sternpunktes ist der charakteristische Winkel (des Phasenwinkels) ebenfalls 0°. Alternativ kann das Auslösekriterium Iocos(φ) verwendet werden.

In fest geerdeten Netzen wird der *charakteristische Winkel* für den Phasenwinkel typischerweise auf +60 Grad eingestellt. Alternativ kann das Auslösekriterium Iocos(φ) mit einer umgekehrten Polarisationsgröße verwendet werden. Die Polarisationsgröße kann um 180 Grad gedreht werden, indem der Parameter *Polarität vertauschen* auf "Wahr" gesetzt wird oder indem die Polarität der Verlagerungsspannungsmessungs-Kabel umgekehrt wird. Auch wenn in fest geerdeten Netzen das Auslösekriterium Iosin(φ) verwendet werden kann, wird der Phasenwinkel empfohlen.

Verbindung von Messwandlern in Erdfehlerrichtungsschutzanwendungen

Der Summenstrom Io kann mit einem Kabelumbauwandler/Ringkernwandler oder über die Sternpunktverbindung der Leiterstromsignale gemessen werden. Ist der Sternpunkt des Netzes entweder isoliert oder hochimpedanz-geerdet, wird für den Erdfehlerschutz ein Kabelumbauwandler/Ringkernwandler empfohlen. Um bei der Summenstrommessung eine ausreichende Genauigkeit und letztendlich eine bessere Selektivität des Netzes zu gewährleisten, sollten die Kabelumbauwandler/

Ringkernwandler ein Übersetzungsverhältnis von mindestens 70:1 aufweisen. Ein geringeres Verhältnis wie 50:1 oder 50:5 wird nicht empfohlen.

Es sollte darauf geachtet werden, dass die Messwandler richtig angeschlossen werden, so dass DEFxPDEF die Fehlerstromrichtung fehlerfrei erkennen kann. Da der Erdfehlerrichtungsschutz den Summenstrom und die Verlagerungsspannung (-Uo) verwendet, müssen die Pole der Messwandler sowie die Fehlerstromrichtung übereinstimmen. Bei Verwendung von Kabelumbauwandlern/Ringkernwandlern muss außerdem die Erdung des Kabelmantels berücksichtigt werden. Die folgende Abbildung zeigt, wie Messwandler an das Schutzgerät angeschlossen werden können.

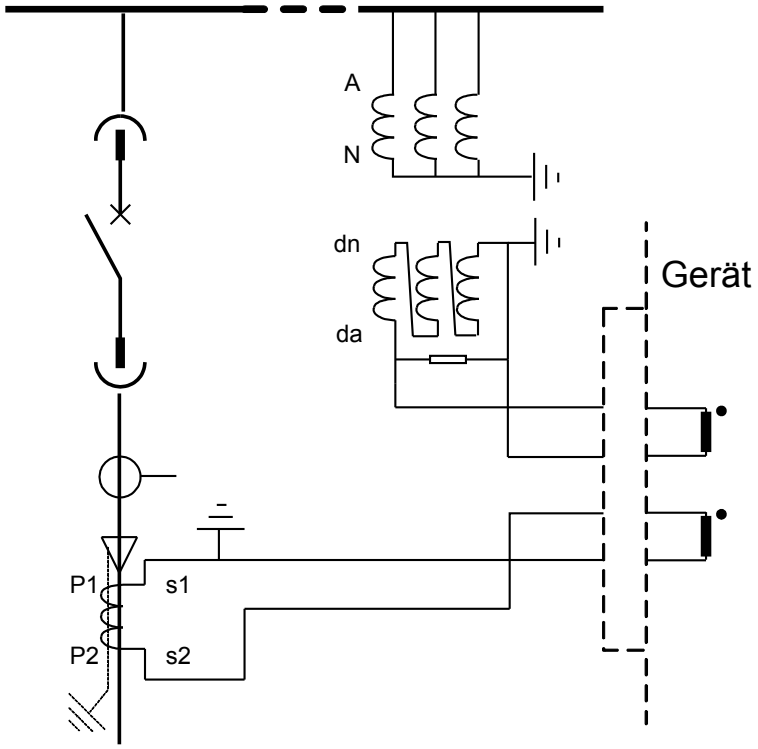


Abb. 165: Anschluss von Messwandlern

4.2.2.10 Signale

Tabelle 351: DEFLPDEF – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
Io	SIGNAL	0	Fehlerstrom
Uo	SIGNAL	0	Restspannung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus
AKT_MULT	BOOLEAN	0=False	Aktivierungs-Signal für Strommultiplikator
RSW_STRG	BOOLEAN	0=False	Relaisspezifische Winkelsteuerung

Tabelle 352: DEFHPDEF – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
Io	SIGNAL	0	Fehlerstrom
Uo	SIGNAL	0	Restspannung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus
AKT_MULT	BOOLEAN	0=False	Aktivierungs-Signal für Strommultiplikator
RSW_STRG	BOOLEAN	0=False	Relaisspezifische Winkelsteuerung

Tabelle 353: DEFLPDEF – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

Tabelle 354: DEFHPDEF – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

4.2.2.11 Einstellungen

Tabelle 355: DEFLPDEF Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	0.010...5.000	xIn	0.005	0.010	Anregewert
Anregewertmultipl	0.8...10.0		0.1	1.0	Multiplikator zur Skalierung des Anregewertes
Gerichteter Modus	1=Ungerichtet 2=Vorwärts 3=Rückwärts			2=Vorwärts	Gerichteter Modus
Zeitmultiplikator	0.05...15.00		0.01	1.00	Zeit-Multiplikator in IEC/ANSI abhängigen Zeitkennlinien
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt					

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Auslösekurve	1=ANSI Ext. inv. 2=ANSI Sehr inv. 3=ANSI Norm. inv. 4=ANSI Mod. inv. 5=unabhängige (ANSI) Zeit 6=L.T.E. inv. 7=L.T.V. inv. 8=L.T. inv. 9=IEC Norm. inv. 10=IEC Sehr inv. 11=IEC inv. 12=IEC Ext. inv. 13=IEC S.T. inv. 14=IEC L.T. inv. 15=IEC unabhängige Zeit 17=Programmierbar 18=RI Typ 19=RD Typ			15=IEC unabhängige Zeit	Auswahl der Zeitverzögerungskurve
Auslöseverzögerung	50...200000	ms	10	50	Auslöseverzögerung
Charakt. Winkel	-179...180	Grad	1	-90	Charakt. Winkel
Max Vorwärtswinkel	0...180	Grad	1	80	Max. Phasenwinkel in Vorwärtsrichtung
Max Rückwärtswinkel	0...180	Grad	1	80	Max. Phasenwinkel in Rückwärtsrichtung
Min Vorwärtswinkel	0...180	Grad	1	80	Minimaler Phasenwinkel vorwärts
Min Rückwärtswinkel	0...180	Grad	1	80	Minimaler Phasenwinkel rückwärts
Spannungsstartwert	0.010...1.000	xUn	0.001	0.010	Spannungsstartwert

Tabelle 356: DEFLPDEF Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzkurve	1=Sofort 2=Unabh.Rücksetzzeit 3=Inv. Rücksetzzeit			1=Sofort	Auswahl des Rücksetzkurventyps
Ausführungsmodus	1=Phasenwinkel 2=IoSin 3=IoCos 4=Phasenwinkel 80 5=Phasenwinkel 88			1=Phasenwinkel	Betriebskriterium
Spannungsbegr. ein	0=False 1=True			1=True	Spannungsbegr. ein

Tabelle 357: DEFLPDEF Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Kurvenparameter A	0.0086...120.0000		1	28.2000	Parameter A für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter B	0.0000...0.7120		1	0.1217	Parameter B für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter C	0.02...2.00		1	2.00	Parameter C für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter D	0.46...30.00		1	29.10	Parameter D für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter E	0.0...1.0		1	1.0	Parameter E der programmierbaren Kurve

Tabelle 358: DEFLPDEF Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit
Min. Auslösezeit	50...60000	ms	1	50	Minimale Auslösezeit für IDMT-Kurven
Ungerichtet zulassen	0=False 1=True			0=False	Schutzaktivierung als ungerichtet zulassen, wenn Richtungsinformation ungültig
Messmodus	1=RMS 2=DFT 3=Spitze-Spitze			2=DFT	Auswahl der benutzten Messmethode
Min Auslösestrom	0.005...1.000	xIn	0.001	0.005	Minimaler Auslösestrom
Min Auslösespannung	0.01...1.00	xUn	0.01	0.01	Minimale Auslösespannung
Korrektionswinkel	0.0...10.0	Grad	0.1	0.0	Winkelkorrektur
Phasenumkehr	0=False 1=True			0=False	Rotate polarizing quantity
I0-Signalauswahl	1=I0 gemessen 2=I0 berechnet			1=I0 gemessen	Auswahl des verwendeten I0 Signals
Uo signal Sel	1=U0 gemessen 2=U0 berechnet			1=U0 gemessen	Auswahl für das verwendete Uo Signal
Pol quantity	3=Zero seq. volt. 4=Neg. seq. volt.			3=Zero seq. volt.	Verw. Referenzgröße zur Ermittlung der Fehlerrichtung

Tabelle 359: DEFHPDEF Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	0.10...40.00	xIn	0.01	0.10	Anregewert
Anregewertmultipl	0.8...10.0		0.1	1.0	Multiplikator zur Skalierung des Anregewertes
Gerichteter Modus	1=Ungerichtet 2=Vorwärts 3=Rückwärts			2=Vorwärts	Gerichteter Modus
Zeitmultiplikator	0.05...15.00		0.01	1.00	Zeit-Multiplikator in IEC/ANSI abhängigen Zeitkennlinien
Auslösekurve	1=ANSI Ext. inv. 3=ANSI Norm. inv. 5=unabhängige (ANSI) Zeit 15=IEC unabhängige Zeit 17=Programmierbar			15=IEC unabhängige Zeit	Auswahl der Zeitverzögerungskurve
Auslöseverzögerung	40...200000	ms	10	40	Auslöseverzögerung
Charakt. Winkel	-179...180	Grad	1	-90	Charakt. Winkel
Max Vorwärtswinkel	0...180	Grad	1	80	Max. Phasenwinkel in Vorwärtsrichtung
Max Rückwärtswinkel	0...180	Grad	1	80	Max. Phasenwinkel in Rückwärtsrichtung
Min Vorwärtswinkel	0...180	Grad	1	80	Minimaler Phasenwinkel vorwärts
Min Rückwärtswinkel	0...180	Grad	1	80	Minimaler Phasenwinkel rückwärts
Spannungsstartwert	0.010...1.000	xUn	0.001	0.010	Spannungsstartwert

Tabelle 360: DEFHPDEF Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzkurve	1=Sofort 2=Unabh.Rücksetzzeit 3=Inv. Rücksetzzeit			1=Sofort	Auswahl des Rücksetzkurventyps
Ausführungsmodus	1=Phasenwinkel 2=IoSin 3=IoCos 4=Phasenwinkel 80 5=Phasenwinkel 88			1=Phasenwinkel	Betriebskriterium
Spannungsbegr. ein	0=False 1=True			1=True	Spannungsbegr. ein

Tabelle 361: DEFHPDEF Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Kurvenparameter A	0.0086...120.0000		1	28.2000	Parameter A für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter B	0.0000...0.7120		1	0.1217	Parameter B für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter C	0.02...2.00		1	2.00	Parameter C für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter D	0.46...30.00		1	29.10	Parameter D für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter E	0.0...1.0		1	1.0	Parameter E der programmierbaren Kurve

Tabelle 362: DEFHPDEF Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit
Min. Auslösezeit	40...60000	ms	1	40	Minimale Auslösezeit für IDMT-Kurven
Ungerichtet zulassen	0=False 1=True			0=False	Schutzaktivierung als ungerichtet zulassen, wenn Richtungsinformation ungültig
Messmodus	1=RMS 2=DFT 3=Spitze-Spitze			2=DFT	Auswahl der benutzten Messmethode
Min Auslösestrom	0.005...1.000	xIn	0.001	0.005	Minimaler Auslösestrom
Min Auslösespannung	0.01...1.00	xUn	0.01	0.01	Minimale Auslösespannung
Korrektionswinkel	0.0...10.0	Grad	0.1	0.0	Winkelkorrektur
Phasenumkehr	0=False 1=True			0=False	Rotate polarizing quantity
I0-Signalauswahl	1=I0 gemessen 2=I0 berechnet			1=I0 gemessen	Auswahl des verwendeten I0-Signals
Uo signal Sel	1=U0 gemessen 2=U0 berechnet			1=U0 gemessen	Auswahl für das verwendete Uo Signal
Pol quantity	3=Zero seq. volt. 4=Neg. seq. volt.			3=Zero seq. volt.	Verw. Referenzgröße zur Ermittlung der Fehlerrichtung

4.2.2.12 Überwachte Daten

Tabelle 363: DEFLPDEF – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
FEHLER_RICHT	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts 3=Beide		Fehlerrichtung erkannt
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
RICHTUNG	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts 3=Beide		Richtungsinformation
WINKEL_RCA	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Winkel zwischen Betriebs- und Charakteristikwinkel
WINKEL_RSW	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Winkel zwischen Arbeitswinkel und charakteristischem Winkel
I_AUSL	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Berechneter Arbeitsstrom
DEFLPDEF	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

Tabelle 364: DEFHPDEF – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
FEHLER_RICHT	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts 3=Beide		Fehlerrichtung erkannt
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
RICHTUNG	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts 3=Beide		Richtungsinformation
WINKEL_RCA	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Winkel zwischen Betriebs- und Charakteristikwinkel
WINKEL_RSW	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Winkel zwischen Arbeitswinkel und charakteristischem Winkel
I_AUSL	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Berechneter Arbeitsstrom
DEFHPDEF	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.2.2.13 Technische Daten

Tabelle 365: DEFxPDEF - Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit	DEFLPDEF	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz		
		Strom: ± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_n Spannung ± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × U_n Phasenwinkel: ±2°		
	DEFHPDEF	Strom: ± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_n (bei Strömen im Bereich von 0,1…10 × I_n) ±5,0% des eingestellten Wertes (bei Strömen im Bereich von 10…40 × I_n) Spannung: ± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × U_n Phasenwinkel: ±2°		
Anregezeit [1)2)]		Mindestens	Typisch	Höchstens
	DEFHPDEF I_{Fehler} = 2 × eingestellter Wert *Anregewert*	42 ms	46 ms	49 ms
	DEFLPDEF I_{Fehler} = 2 × eingestellter Wert *Anregewert*	58 ms	62 ms	66 ms
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis		Üblicherweise 0,96		
Verzögerungszeit		< 30 ms		
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus		±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms		
Auslösegenauigkeit im "Inverse Time"-Modus		±5,0 % des theoretischen Wertes oder ±20 ms [3)]		
Oberschwingungsunterdrückung		RMS: Keine Unterdrückung DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wobei n = 2, 3, 4, 5,… Peak-to-Peak: Keine Unterdrückung		

1) *Messmethode* = Standard (stufenabhängig), Strom vor Fehler = 0,0 × I_n, f_n = 50 Hz, aus zufälligem Phasenwinkel injizierter Erdfehlerstrom mit Bemessungsfrequenz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakt
3) Höchstens *Anregewert* = 2,5 × I_n, *Anregewert* wird mit Werten zwischen 1,5 und 20 multipliziert

4.2.2.14 Technische Änderungshistorie

Tabelle 366: DEFHPDEF – Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Maximalen Wert der Einstellung *Max Winkel vorwärts* auf 180 Grad geändert
C	Parametereinstellung für Auswahl "Gemessener Io" oder "Berechneter Io" sowie Parametereinstellung für die Auswahl der Polarisierung "Gemessener Uo", "Berechneter Uo" und "Gegensystemspannung" hinzugefügt. *Auslöseverzögerung* und *Minimale Auslösezeit* von 60 ms in 40 ms geändert. Standardeinstellwerte des Bereichs von 88 Grad in 80 Grad geändert.
D	Schrittwert für die Einstellung *Zeitmultiplikator* von 0,05 auf 0,01 geändert.
E	Einheit zum Ausgang des berechneten Auslösestroms (I_OPER) hinzugefügt.
F	Einstellung *Polarisationsgröße* hinzugefügt.

Tabelle 367: DEFLPDEF – Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Maximalen Wert der Einstellung *Max Winkel vorwärts* auf 180 Grad geändert Schrittwert für *Startwert* geändert in 0,005
C	Parametereinstellung für Auswahl "Gemessener Io" oder "Berechneter Io" sowie Parametereinstellung für die Auswahl der Polarisierung "Gemessener Uo", "Berechneter Uo" und "Gegensystemspannung" hinzugefügt. Standardeinstellwerte des Bereichs von 88 Grad in 80 Grad geändert.
D	Schrittwert für die Einstellung *Zeitmultiplikator* von 0,05 auf 0,01 geändert.
E	Einheit zum Ausgang des berechneten Auslösestroms (I_OPER) hinzugefügt.
F	Einstellung *Polarisationsgröße* hinzugefügt. Minimaler Wert für *Auslöseverzögerung* und *Minimale Auslösezeit* von 60 ms in 50 ms geändert. Standardwert für *Auslöseverzögerung* und *Minimale Auslösezeit* von 60 ms in 50 ms geändert.

4.2.3 Transienter/intermittierender Erdfehlerschutz, Erdschluss-Wischer (INTRPTEF)

4.2.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Transienter/intermittierender Erdfehlerschutz, Erdschluss-Wischer	INTRPTEF	Io> -> IEF	67NIEF

4.2.3.2 Funktionsblock

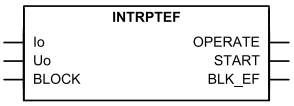


Abb. 166: Funktionsblock

4.2.3.3 Funktion

Die transiente/intermittierende Erdfehlerschutzfunktion INTRPTEF ist eine Funktion zum Schutz und zum Eliminieren permanenter und intermittierender Erdfehler in elektrischen Netzen. Die Fehlererkennung erfolgt über die Erdfehlerstrom- und Verlagerungsspannungsgröße durch die Überwachung der Transienten.

Die Auslöseverzögerung verwendet eine unabhängige Zeitcharakteristik (DT).

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Falls gewünscht, können die Ausgänge der Funktion, Zeitgeber oder die Funktion selbst gesperrt werden.

4.2.3.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von INTRPTEF wird mithilfe eines Logikdiagramms beschrieben. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

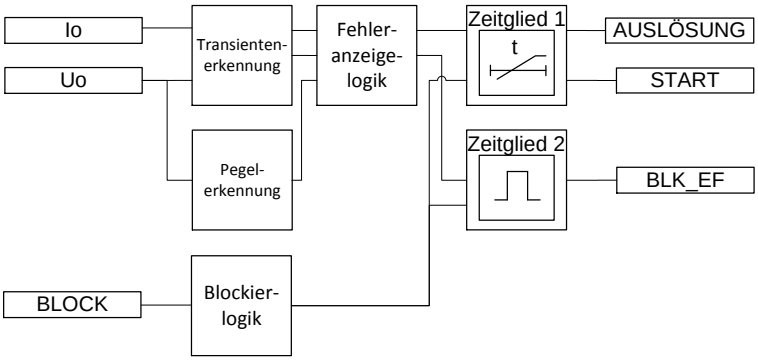


Abb. 167: Logikdiagramm

Pegelerkennung

Die Verlagerungsspannung kann über die Einstellung *Uo signal Sel* festgelegt werden. Die möglichen Optionen sind "Gemessener Uo" und "Berechneter Uo". Bei Auswahl "Gemessener Uo" wird das Spannungsverhältnis für den Io-Kanal in der globalen Einstellung **Konfiguration/Analogeingänge/Spannung (Uo,VT)** angegeben. Bei Auswahl "Berechneter Uo" wird das Spannungsverhältnis der Leiterspannungskanäle in der globalen Einstellung **Konfiguration/ Analogeingänge/Spannung (3U,VT)** angegeben.

Beispiel 1: Uo wird von Spannungswandlern in einer offenen Dreieckschaltung gemessen (20/√3 kV:100/√3 V:100/3 V). In diesem Fall wird "Gemessener Uo" ausgewählt. Die Bemessungswerte für die Verlagerungsspannung werden aus dem Spannungswandlerverhältnis ermittelt, das unter Verlagerungsspannung Uo eingegeben wird: **Konfiguration/Analogeingänge/Spannung (Uo,VT)**: Der Verlagerungsspannungsstartwert 1,0 × Ur entspricht 1,0 * 11,547 kV = 11,547 kV Primärspannung.

Beispiel 2: Uo wird aus Leiterstromgrößen berechnet. Das Spannungswandlerverhältnis des Leiters beträgt 20/√3 kV:100/√3 V. In diesem Fall wird "Berechneter Uo" ausgewählt. Die Bemessungswerte für Summenstrom und Verlagerungsspannung werden aus dem Stromwandler- und Spannungswandlerverhältnis ermittelt, das unter Verlagerungsspannung Uo eingegeben wird: **Konfiguration/Analogeingänge/Spannung (3U,VT)**: 20.000 kV : 100 V. Der Verlagerungsspannungsstartwert 1,0 × Ur entspricht 1,0 x 20.000 kV = 20.000 kV Primärspannung.

Bei Auswahl "Berechneter Uo" ist der Bemessungswert der Verlagerungsspannung immer eine Leiter-Leiter-Spannung. Die maximal gültige Einstellung für den Verlagerungsspannungsstartwert beträgt damit 0,577 x Ur. Bei "Berechneter Uo" müssen alle drei Leiter-Erde-Spannungen am Gerät angeschlossen sein. Uo kann nicht aus den Leiter-Leiter-Spannungen berechnet werden.

Transientenerkennungsmodul

Das Transientenerkennungsmodul wird eingesetzt, um Transienten in den Summenstrom- und Verlagerungsspannungssignalen zu ermitteln.

Die Transientenerkennung wird mit einer einstellbaren Stromschwelle überwacht. Mit einer speziellen Filtermethode ist die Einstellung *Min Auslösestrom* auf dem Grundfrequenzstrom basiert. Diese Einstellung sollte in Abhängigkeit des Wertes des Parallelwiderstands der Spule eingestellt werden. Dabei sollte ein ausreichender Sicherheitsfaktor einkalkuliert werden. Ist zum Beispiel der resistive Strom des Parallelwiderstands 10 A, dann könnte ein Wert von 0,7×10 A = 7 A verwendet werden. Die gleiche Einstellung kommt zum Tragen, wenn die Spule getrennt wird und das Netz nicht mehr geerdet ist. Im Allgemeinen sollte ein kleinerer Wert

verwendet werden. Dieser darf nie größer sein als der Wert des Parallelwiderstands, damit der fehlerhafte Abgang betrieben werden kann.

Fehleranzeigelogik

Abhängig vom eingestellten *Betriebsmodus* hat INTRPTEF zwei unabhängige Modi zur Erkennung von Erdfehlern. Der Modus "Transienter Erdfehlerschutz" dient zur Erkennung aller Erdfehlerarten. Der Modus "Intermittierender Erdfehlerschutz" dient der Erkennung von intermittierenden Erdfehlern in Kabelnetzen.

Damit die Anforderungen an die Empfindlichkeit erfüllt werden, sollte der Erdfehlerschutz (basierend auf den Grundfrequenzzeiger) immer parallel mit der Funktion INTRPTEF verwendet werden.

Das Modul für die Fehleranzeigelogik bestimmt die Fehlerrichtung. Die Fehlerrichtungserkennung wird durch eine multifrequente Nulladmittanz-Messung und spezielle Filtermethoden abgesichert. Dies erlaubt eine Fehlerrichtungserkennung, die auf Störungen gemessener Io- und Uo-Signale unempfindlich reagiert, z. B. schaltende Transienten.

Ist die Einstellung *Gerichteter Modus* auf "Vorwärts" gesetzt, wird der Schutz ausgelöst, wenn der Fehler im geschützten Abgang auftritt. Ist die Einstellung *Gerichteter Modus* auf "Rückwärts" gesetzt, wird der Schutz ausgelöst, wenn der Fehler außerhalb des geschützten Abgangs auftritt (im Hintergrundnetz). Ist die Richtung unwichtig, dann kann der Wert "Ungerichtet" ausgewählt werden. Die ermittelte Fehlerrichtung (FEHLER_RICH) ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Im Modus "Erdschlusswischer" wird Zeitgeber 1 aktiviert, wenn die Starttransiente des Fehlers erkannt wird und der Pegel Uo den eingestellten *Spannungsstartwert* überschreitet. Zeitgeber 1 bleibt aktiv, bis der Pegel Uo den eingestellten Wert überschreitet oder bis, im Fall eines Abfalls, die Rückfallzeit kürzer ist als die eingestellte *Rückfallzeitverzögerung*.

Im Modus "Intermittierender Erdfehlerschutz" wird Zeitgeber 1 aktiviert, wenn die Starttransiente des Fehlers erkannt wird und der Pegel Uo den eingestellten *Spannungsstartwert* überschreitet. Wenn eine erforderliche Anzahl eingestellter intermittierender Erdfehlertransienten in der Einstellung *Limit Impulszähler* ohne ein Rücksetzen der Funktion erkannt werden (abhängig von der in der Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* gesetzten Rückfallzeit), wird der Ausgang `START` aktiviert. Zeitgeber 1 bleibt so lange aktiv, wie die Transienten während der unter *Rückfallzeitverzögerung* festgelegten Rückfallzeit auftreten.

Zeitgeber 1

Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängien Zeitkennlinie (DT).

Im Modus "Transienter Erdfehlerschutz" wird der Ausgang `AUSLÖSUNG` nach der *Auslöseverzögerung* aktiviert, wenn die Verlagerungsspannung den eingestellten *Spannungsstartwert* überschreitet. Die *Rückfallzeitverzögerung* beginnt abzulaufen,

wenn die Verlagerungsspannung unter den *Spannungsstartwert* fällt. Wird die AUSLÖSUNG nicht aktiviert, z. B. weil der Fehler sofort verschwindet, bleibt START so lange aktiviert, bis die *Rückfallzeitverzögerung* abgelaufen ist. Nachdem die AUSLÖSUNG aktiviert ist, werden die Signale START und AUSLÖSUNG rückgesetzt, sobald Uo unter den *Spannungsstartwert* fällt.

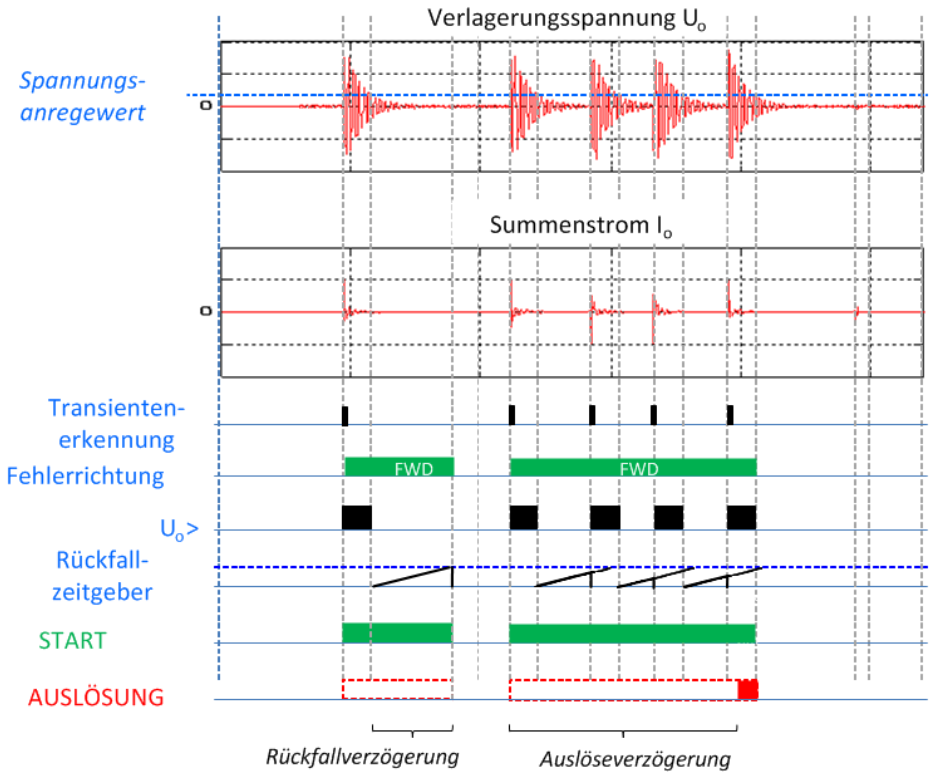


Abb. 168: Beispiel der Funktion INTRPTEF im Modus "Erdschlusswischer" in der fehlerhaften Speiseleitung

Im Modus "Intermittierender Erdfehlerschutz" wird der Ausgang AUSLÖSUNG unter folgenden Bedingungen aktiviert:

- Die Anzahl der erkannten Transienten ist größer als das eingestellte *Limit Spitzenzähler*.
- Der Zeitgeber hat die als *Auslöseverzögerung* eingestellte Zeit erreicht.
- Während des Rückfallzyklus wird eine weitere Transiente erkannt.

Die *Rückfallzeitverzögerung* läuft für jede erkannte Transiente ab (Spitze). Wird die AUSLÖSUNG nicht aktiviert, z. B. weil der Fehler sofort verschwindet, bleibt START so lange aktiviert, bis die *Rückfallzeitverzögerung* abläuft, d. h. ein Rückfall findet dann statt, wenn die Zeit zwischen den Transienten größer ist als die *Rückfallzeitverzögerung*. Nach der Aktivierung von AUSLÖSUNG wird eine auf 100 ms festgelegte Impulsdauer für AUSLÖSUNG ausgegeben, während START nach Ablauf der *Rückfallzeitverzögerung* rückgesetzt wird.

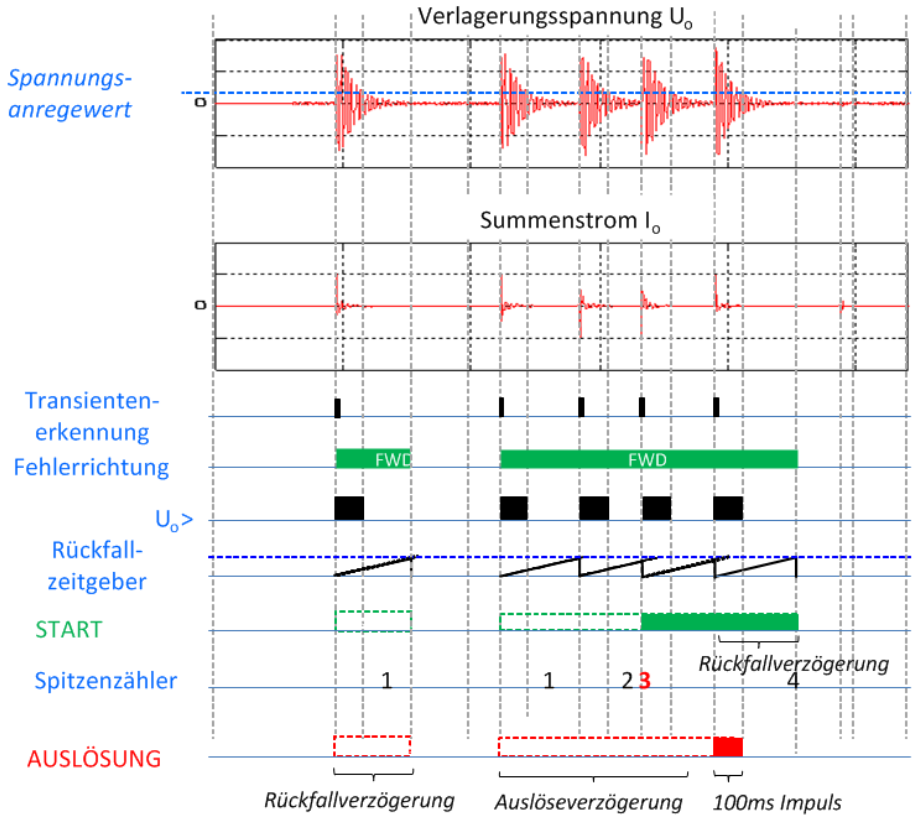


Abb. 169: Beispiel der Funktion INTRPTEF im Modus "Intermittierender Erdfehlerschutz" im fehlerhaften Abgang. Limit Spitzenzähler = 3.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Zeitgeber 2

Wurde die Funktion im gerichteten Modus eingesetzt und wurde dabei eine gegenläufige Transiente erkannt, dann wird der Ausgang `BLK_EF` für die festgelegte Verzögerungszeit von 25 ms aktiviert. Falls der Ausgang `START` aktiviert wird, wenn der Ausgang `BLK_EF` aktiv ist, dann wird der Ausgang `BLK_EF` deaktiviert.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Auslösemodi verfügbar. Die Auslösemodi werden vom Eingang `BLOCK` und der globalen Einstellung **Konfiguration/System/ Blockiermodus** gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs `BLOCK` ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Geräte-Programms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals `BLOCK` wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Ausgang AUSLÖSUNG blockieren" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang AUSLÖSUNG wird jedoch nicht aktiviert.

4.2.3.5 Anwendung

INTRPTEF ist ein Erdfehlerschutz, der bei intermittierenden und permanenten Erdfehlern in elektrischen Netzen auslösen soll. Die Fehlererkennung erfolgt über die Summenstrom- und Verlagerungsspannungssignale durch die Überwachung der Transienten mit vordefinierten Kriterien. Da diese Funktion speziell zur Erkennung der genannten Fehlerarten dient, ist eine schnelle Fehlererkennung und -rücksetzung möglich.

Intermittierende Erdfehler

Bei intermittierenden Erdfehlern handelt es sich um eine spezielle Fehlerart, die insbesondere in kompensierten Netzen mit Erdkabeln auftritt. Eine typische Ursache für diese Fehlerart ist eine Alterung an der Kabelisolierung, sei es durch mechanische Belastung oder aufgrund der Alterung des Isoliermaterials.Dabei dringt allmählich Wasser oder Feuchtigkeit durch die Kabelisolierung. Dadurch sinkt im Laufe der Zeit die Spannungsbelastbarkeit der Isolierung, was zu wiederholten Einbrüchen der Kabelisolierung führt. Der Fehler wird ausgelöst, sobald die Leiter-Erde-Spannung den gesunkenen Isolierpegel an der Fehlerstelle überschreitet, und verschwindet meist wieder von selbst, wenn der Fehlerstrom erstmals wieder auf Null abfällt, wie in Abbildung 170 gezeigt. Infolgedessen können wiederholt sehr kurze Transienten gemessen werden, d. h. rasche Wechsel in Form von "Spikes" im Erdfehlerstrom (Io) und in der Verlagerungsspannung (Uo). Der Fehlerwiderstand beträgt bei einem intermittierenden Erdfehler üblicherweise nur wenige Ohm.

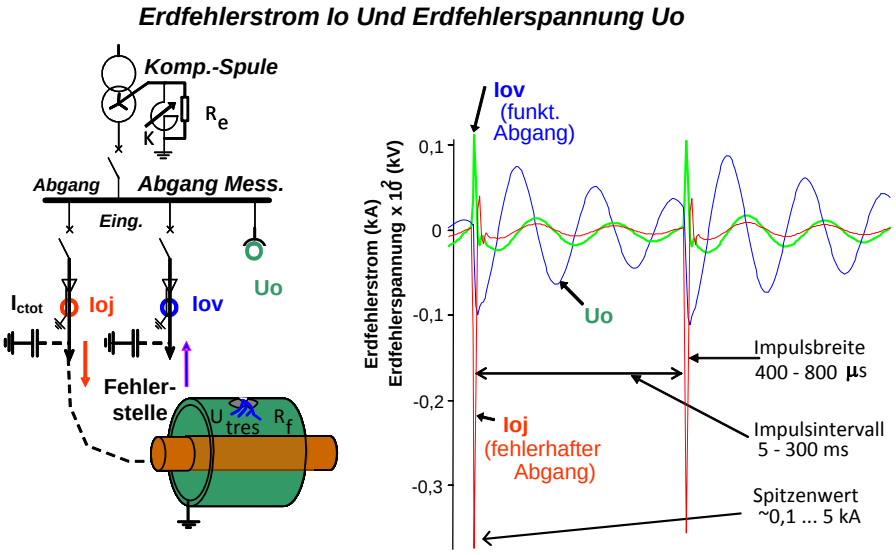
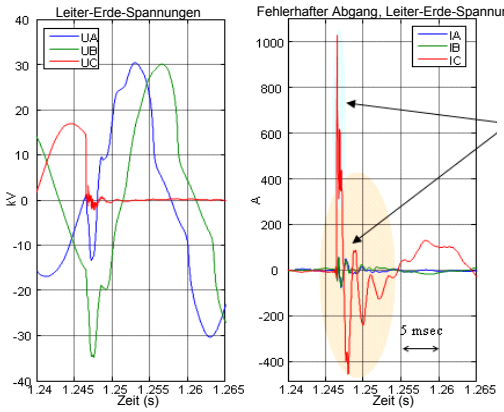


Abb. 170: Typische Kennlinien intermittierender Erdfehler

Erdfehlertransienten

Grundsätzlich erzeugen Erdfehler Transienten in Strom und Spannung. Die Intensität und Frequenz dieser Transienten wird durch mehrere Faktoren beeinflusst, z. B. der Fehlerzeitpunkt auf der Sinuswelle der Spannung, dem Fehlerwiderstand und die Parameter der Einspeisungen und Transformatoren. Beim Fehlereintritt nimmt die Spannung des fehlerhaften Leiters ab, und die entsprechenden Leiter-Erde-Kapazitäten des fehlerhaften Leiters werden zur Erde entladen (→ Entladungstransienten). Gleichzeitig steigen die Spannungen auf dem fehlerhaften Leiter an, und die entsprechenden Leiter-Erde-Kapazitäten werden geladen (→ Ladungstransienten).

Ist der Fehler permanent (nicht transient), kann nur die ursprüngliche Transiente in Strom und Spannung gemessen werden. Im Gegensatz dazu erzeugt ein intermittierender Fehler repetitive Transienten.



- Aufgezeichnet von einem 20 kV-Kabelnetz
- I_{EF} ~ 60 A
- Beide Ladungskomponenten sichtbar und übereinandergelegt

Abb. 171: Beispiel für Erdfehlertransienten, mit Komponenten von Entladungs- und Ladungstransienten bei einem permanenten Fehler in Leiter L3 eines 20-kV-Netzes

4.2.3.6 Signale

Tabelle 368: INTRPTEF – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
Io	SIGNAL	0	Fehlerstrom
Uo	SIGNAL	0	Restspannung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 369: INTRPTEF – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung
BLK_EF	BOOLEAN	Blockiersignal für I0 zum Anzeigen von entgegengesetzten Peaks

4.2.3.7 Einstellungen

Tabelle 370: INTRPTEF Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Gerichteter Modus	1=Ungerichtet 2=Vorwärts 3=Rückwärts			2=Vorwärts	Gerichteter Modus
Auslöseverzögerung	40...1200000	ms	10	500	Auslöseverzögerung
Spannungsstartwert	0.05...0.50	xUn	0.01	0.20	Spannungsstartwert

Tabelle 371: INTRPTEF Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Ausführungsmodus	1=Intermittierender ES 2=Transienter ES			1=Intermittierender ES	Auslösekriterium
Uo signal Sel	1=Gemessen Uo 2=Berechnet Uo			1=Gemessen Uo	Auswahl für das verwendete Uo Signal

Tabelle 372: INTRPTEF Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	40...60000	ms	1	500	Rücksetzen Verzögerungszeit
Max.Anz.Stromspitzen	2...20		1	2	Min requirement for peak counter before start in IEF mode
Min Auslösestrom	0.01...1.00	xIn	0.01	0.01	Minimaler Auslösestrom für Transientenerkennung

4.2.3.8 Überwachte Daten

Tabelle 373: INTRPTEF – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
FEHLER_RICHT	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts 3=Beide		Fehlerrichtung erkannt
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
INTRPTEF	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.2.3.9 Technische Daten

Tabelle 374: INTRPTEF Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit (Uo Kriterien mit transientem Schutz)	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz
	±1,5 % des eingestellten Wertes oder ±0,002 x Uo
Verzögerungsgenauigkeit	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wenn n = 2, 3, 4, 5

4.2.3.10 Technische Änderungshistorie

Tabelle 375: INTRPTEF – Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Minimaler und Standardwert der Einstellung *Auslöseverzögerung* auf 40 ms geändert
C	Einstellung *Minimaler Auslösestrom* hinzugefügt. Korrektur in IEC 61850-Zuordnung: DO BlkEF in InhEF umbenannt. Minimalen Einstellungswert für *Spannungsstartwert* von 0,01 auf 0,10 geändert (Standardwert von 0,01 auf 0,20 geändert). Mindestwert für die Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* von 0 auf 40 geändert.
D	Beschreibung Spannungsstartwert von "Spannungsstartwert für transienten Erdfehlerschutz" in "Spannungsstartwert" geändert, da der Startwert für beide Betriebsmodi gilt. Unterstützung für berechneten Uo hinzugefügt. Uo-Quelle (gemessen/berechnet) kann über "Uo signal Sel" ausgewählt werden. Mindesteinstellung für *Spannungsstartwert* von 0,10 auf 0,05 geändert.
E	Skalierung der Einstellung *Min Auslösestrom* von Spitzenniveau auf RMS-Niveau geändert.

4.2.4 Admittanzbasierter Erdfehlerschutz (EFPADM)

4.2.4.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	Gerätenummer nach ANSI/IEEE C37.2
Admittanzbasierter Erdfehlerschutz	EFPADM	Yo> ->	21YN

4.2.4.2 Funktionsblock

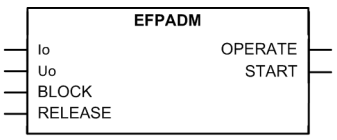


Abb. 172: Funktionsblock

4.2.4.3 Funktionen

Die admittanzbasierter Erdfehlerschutzfunktion EFPADM bietet einen selektiven Erdfehlerschutz für hochohmige geerdete, nicht geerdete und kompensierte Netze. Er kann auch zum Schutz von Freileitungen und Erdkabeln verwendet werden. Die Funktion kann ebenfalls als alternative Lösung für herkömmliche Erdfehlerstrom-

basierte Erdfehlerschutzfunktionen verwendet werden, wie der IoCos-Modus in DEFxPDEF. Einer der Hauptvorteile von EFPADM ist die vielfältige Anwendbarkeit, eine gute Empfindlichkeit und leichte Einstellung.

EFPADM basiert auf der Sternpunkt-Admittanz des Netzes, d.h. dem Quotienten:

$$\underline{Yo} = \underline{Io} / -\underline{Uo}$$

(Gleichung 23)

Die gemessene Admittanz wird mit den Admittanz-Eigenschaftsgrenzen in der Admittanzebene verglichen. Die unterstützten Eigenschaften sind u.a. Überadmittanz, Übersuszeptanz, Überkonduktanz oder eine Kombination dieser drei Eigenschaften. Die Ausrichtung der Übersuszeptanz- und Überkonduktanz-Kriterien kann als vorwärts, rückwärts oder nicht gerichtet definiert werden, und die Grenzlinien können geneigt werden, wenn für die Anwendung erforderlich. Dies ermöglicht die Optimierung der Form der Admittanzeigenschaften für jede Anwendung.

EFPADM unterstützt zwei Berechnungsalgorithmen für die Admittanz. Die Admittanzberechnung kann mit oder ohne Nullphasenwerte von Io und Uo vor dem Fehler erfolgen. Außerdem wird die errechnete Admittanz zur Zeit der Auslösung aufgezeichnet und kann für eine Analyse nach der Fehlerklärung überwacht werden.

Um die Sicherheit des Schutzes zu garantieren, wird die Admittanzberechnung von einer Verlagerungsspannungsschutz-Bedingung überwacht, die den Admittanzschutz während einer Fehlerbedingung auslöst. Alternativ können Auslösesignale von einem externen binären Signal verfügbar gemacht werden.

Die Funktion enthält eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Zeitgeber bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.2.4.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von EFPADM kann in einem Moduldiagramm beschrieben werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

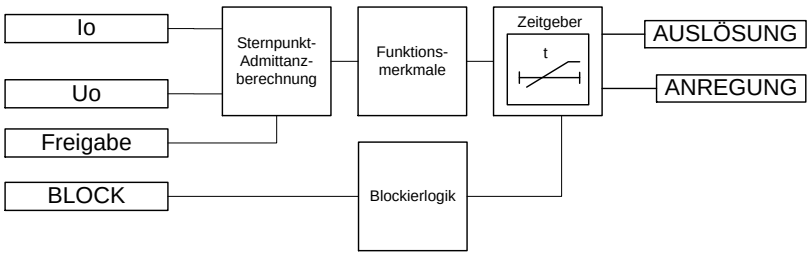


Abb. 173: Logikdiagramm

Neutrale Admittanzberechnung

Der Summenstrom kann über die Einstellung *Io signal Sel* ausgewählt werden. Die Einstellung hat die Optionen "Gemessener Io" und "Berechneter Io". Bei Auswahl "Gemessener Io" wird das Stromverhältnis für den Io-Kanal unter **Konfiguration/ Analogeingänge/Strom (Io,CT)** angegeben. Bei Auswahl "Berechneter Io" wird das Stromverhältnis der Leiterstromkanäle unter **Konfiguration/Analogeingänge/ Strom (3I,CT)** angegeben.

Die Verlagerungsspannung kann über die Einstellung *Uo signal Sel* ausgewählt werden. Die Einstellung hat die Optionen "Gemessener Uo" und "Berechneter Uo". Bei Auswahl "Gemessener Uo" wird das Spannungsverhältnis für den Io-Kanal unter **Konfiguration/Analogeingänge/Spannung (Uo,VT)** angegeben. Bei Auswahl "Berechneter Uo" wird das Spannungsverhältnis der Leiterspannungskanäle unter **Konfiguration/Analogeingänge/Spannung (3U,VT)** angegeben.

Beispiel 1: Uo wird von Spannungswandlern in einer offenen Dreieckschaltung gemessen (20/√3 kV:100/√3 V:100/3 V). In diesem Fall wird "Gemessener Uo" ausgewählt. Die Bemessungswerte für die Verlagerungsspannung werden aus dem Spannungswandlerverhältnis ermittelt, das unter *Verlagerungsspannung Uo* eingegeben wird: **Konfiguration/Analogeingänge/Spannung (Uo,VT)**: 11.547 kV : 100 V. Der Verlagerungsspannungsstartwert 1,0 × Ur entspricht 1,0 x 11.547 kV = 11.547 kV Primärspannung.

Beispiel 2: Uo wird aus Leiterstromgrößen berechnet. Das Spannungswandlerverhältnis des Leiters beträgt 20/√3 kV:100/√3 V. In diesem Fall wird "Berechneter Uo" ausgewählt. Die Bemessungswerte für die Verlagerungsspannung werden aus dem Spannungswandlerverhältnis ermittelt, das unter Verlagerungsspannung Uo eingegeben wird: **Konfiguration/Analogeingänge/ Spannung (3U,VT)**: 20.000 kV: 100 V. Der Startwert der Verlagerungsspannung 1,0 × Ur entspricht 1,0 x 20.000 kV = 20.000 kV Primärspannung.

Bei Auswahl "Berechneter Uo" ist der Bemessungswert der Verlagerungsspannung immer eine Leiter-Leiter-Spannung. Die maximal gültige Einstellung für den Verlagerungsspannungsstartwert beträgt damit 0,577 x Ur. Bei "Berechneter Uo" müssen alle drei Leiter-Erde-Spannungen am Gerät angeschlossen sein. Uo kann nicht aus den Leiter-Leiter-Spannungen berechnet werden.

Wenn die Verlagerungsspannung den voreingestellten Grenzwert *Spannungsstartwert* überschreitet, wird ein Erdfehler erkannt und die Sternpunkt-Admittanzberechnung freigegeben.

Um bei den Io- und Uo-Messungen eine ausreichende Genauigkeit zu gewährleisten, muss die Verlagerungsspannung den eingestellten Wert *Min Auslösespannung* überschreiten. Beim Admittanzberechnungs-Modus "Delta" sollte die Änderung in der Verlagerungsspannung aufgrund eines Fehlers mindestens 0,01 × Ur betragen, um

eine Funktion zu ermöglichen. Entsprechend muss der Fehlerstrom den eingestellten Wert *Min Auslösestrom* überschreiten.

Die Polarität der Polarisationsgröße Uo kann geändert, d. h. um 180 Grad gedreht werden, indem der Parameter *Polarität vertauschen* auf "Wahr" gesetzt wird oder indem die Polarität der Verlagerungsspannungsmessungs-Kabel umgekehrt wird.

Als Alternative zur internen Verlagerungsspannungsschutz-basierten Startbedingung kann der neutrale Admittanzschutz auch durch Nutzung des Ausgangs `FREIGABE` extern freigegeben werden.

Wenn *Admittanze Ber-modus* auf "Delta" eingestellt ist, muss die verwendete externe Logik in der Lage sein, die FREIGABE in weniger als 0,1 s zu senden. Andernfalls werden die gesammelten Vorfehlerwerte mit Fehlerzeitwerten überschrieben. Wenn dies langsamer erfolgt, muss *Admittanze Ber-modus* auf “Normal” eingestellt werden.

Neutrale Admittanz wird als der Quotient der Erdfehlerstrom- und Verlagerungsspannungs- (umgekehrte Polarität) Grundfrequenzzeiger berechnet. Die Einstellung *Admittanze Ber-modus* definiert den Berechnungsmodus.

Admittanze Ber-modus = "Normal"

$$\underline{Yo} = \frac{\underline{Io}_{Fehler}}{-\underline{Uo}_{Fehler}}$$

(Gleichung 24)

Admittanze Ber-modus = "Delta"

$$\underline{Yo} = \frac{\underline{Io}_{Fehler} - \underline{Io}_{Vorfehler}}{-(\underline{Uo}_{Fehler} - \underline{Uo}_{Vorfehler})} = \frac{\Delta \underline{Io}}{-\Delta \underline{Uo}}$$

(Gleichung 25)

$\underline{Yo}$	Berechnete neutrale Admittanz [Siemens]
$\underline{Io}_{fault}$	Erdfehlerstrom während des Fehlers [Ampere]
$\underline{Uo}_{fault}$	Verlagerungsspannung während des Fehlers [Volt]
$\underline{Io}_{prefault}$	Erdfehlerstrom vor dem Fehler [Ampere]
$\underline{Uo}_{prefault}$	Verlagerungsspannung vor dem Fehler [Volt]
$\Delta\underline{Io}$	Änderung am Erdfehlerstrom aufgrund des Fehlers [Ampere]
$\Delta\underline{Uo}$	Änderung in der Verlagerungsspannung aufgrund des Fehlers [Volt]

Für gewöhnlich wird die Admittanzberechnung im Modus "Normal" ausgeführt, d. h. mit den Strom- und Spannungswerten, die direkt während des Fehlers gemessen werden. Alternativ kann die Asymmetrie des Netzes vor dem Fehler durch Wählen des Berechnungsmodus "Delta" aus der Berechnung entfernt werden. Theoretisch wird so die Admittanzberechnung vollkommen immun gegen den Fehlerwiderstand, d. h. der geschätzte Admittanzwert wird nicht vom Fehlerwiderstand beeinflusst. Die

Nutzung der Änderung von Io und Uo in der Admittanzberechnung schwächt Messfehler bei VT und CT ab, erhöht also die Messgenauigkeit, die Empfindlichkeit und die Selektivität des Schutzes.

Der Berechnungsmodus "Delta" wird in dem Fall empfohlen, dass eine hohe Empfindlichkeit des Schutzes erforderlich ist, falls das Netz im fehlerfreien Zustand eine hohe Asymmetrie hat oder wenn die Erdfehlerstrommessung auf Summenverbindung basiert, d. h. der Holmgren-Schaltung.

Eine neutrale Admittanzberechnung gibt bestimmte Werte während vorwärts und rückwärts gerichteten Fehlern aus:

Fehler rückwärts gerichtet, d. h. außerhalb des geschützten Abgangs.

$$\underline{Yo} = -\underline{Y}_{Fdtot}$$

(Gleichung 26)

$$\approx -j \cdot \frac{I_{eFd}}{U_{ph}}$$

(Gleichung 27)

$\underline{Y}_{Fdtot}$	Summe der Leiter-Erde-Admittanzen ($\underline{Y}_{FdA}$, $\underline{Y}_{FdB}$, $\underline{Y}_{FdC}$) der geschützten Speiseleitung
I_{eFd}	Größe des Erdfehlerstroms des geschützten Abgangs, wenn der Fehlerwiderstand Null Ohm beträgt.
U_{ph}	Größe der Leiter-Erde-Bemessungsspannung des Netzes

Die Gleichung 26 zeigt, dass im Falle externer Fehler die gemessene Admittanz gleich der Admittanz des geschützten Abgangs mit negativem Vorzeichen ist. Die gemessene Admittanz ist dominant reaktiv, der kleine ohmsche Anteil der gemessenen Admittanz ist eine Folge der Ableitverluste des Abgangs. Theoretisch befindet sich die gemessene Admittanz im dritten Quadranten in der Admittanzebene nahe der im($\underline{Y}$o) Achse, siehe Abbildung 174.

Das Ergebnis der Gleichung 26 ist gültig, unabhängig von der neutralen Erdungsmethode. In kompensierten Netzen hat der Kompensationsgrad keine Auswirkung auf das Ergebnis. Dies ermöglicht ein einfaches Einstellungsprinzip für neutralen Admittanzschutz: Die Admittanzeigenschaft wird so gesetzt, dass sie den Wert $\underline{Y}o = -\underline{Y}_{Fdtot}$ mit einer angemessenen Toleranz abdeckt.

Aufgrund von Ungenauigkeiten bei der Spannungs- und Strommessung kann der kleine reale Anteil der berechneten neutralen Admittanz als positiv erscheinen, was die gemessene Admittanz in den vierten Quadranten der Admittanzebene bringt. Dies sollte

berücksichtigt werden, wenn die Admittanzeigenschaft festgelegt wird.

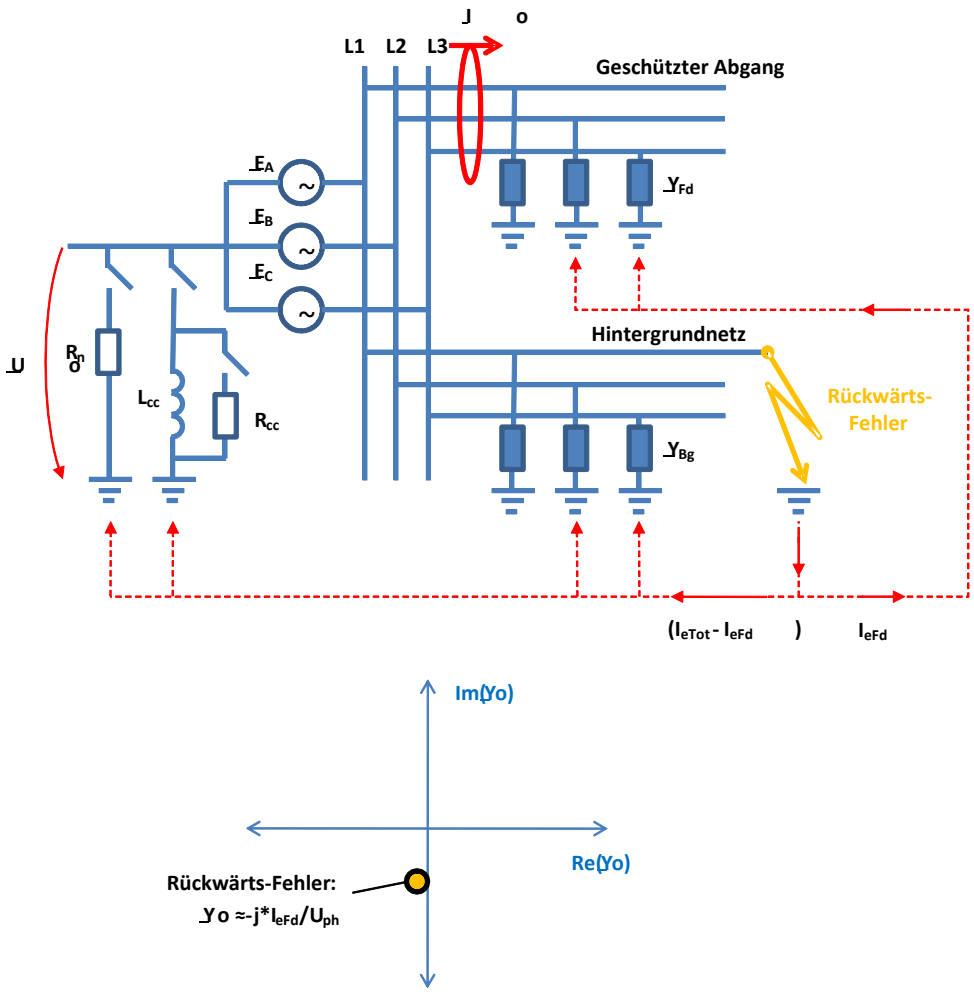


Abb. 174: Admittanzberechnung während eines Rückwärts-Fehlers

R_{CC}	Wirkwiderstand des parallelen Widerstands
L_{CC}	Induktivität der Kompensationsspule
R_n	Wirkwiderstand des neutralen Erdungswiderstands
$\underline{Y}_{Fd}$	Leiter-Erde Admittanz der geschützten Abgänge
$\underline{Y}_{Bg}$	Leiter-Erde Admittanz des Hintergrundnetzes

In einem kompensierten 15-kV-Netz mit einer Größe von 10 A (Rf = 0 Ω) des Erdfehlerstroms im geschützten Abgang kann z. B. der theoretische Wert für die gemessene Admittanz während eines Erdfehlers in umgekehrter Richtung, d. h. außerhalb des geschützten Abgangs berechnet werden.

$$\underline{Yo} \approx -j \cdot \frac{I_{eFd}}{U_{ph}} = -j \cdot \frac{10A}{15/\sqrt{3}kV} = -j \cdot 1{,}15 \text{ milliSiemens}$$

(Gleichung 28)

Das Ergebnis der Gleichung ist gültig, unabhängig von der neutralen Erdungsmethode.

In diesem Fall ist der ohmsche Anteil der gemessenen Admittanz das Resultat von Ableitverlusten des geschützten Abgangs. Da diese Anteile normalerweise sehr klein sind, ist der ohmsche Anteil nahe Null. Aufgrund von Ungenauigkeiten in der Spannungs- und Strommessung kann der kleine reale Anteil der anscheinend neutralen Admittanz als positiv erscheinen. Dies sollte berücksichtigt werden, wenn die Admittanzeigenschaft festgelegt wird.

Fehler vorwärts gerichtet, d. h. innerhalb des geschützten Abgangs.

Nicht geerdetes Netz.

$$\underline{Yo} = \underline{Y}_{Bgtot}$$

(Gleichung 29)

$$\approx j \cdot \left(\frac{I_{eTot} - I_{eFd}}{U_{ph}} \right)$$

(Gleichung 30)

Kompensiertes Netz:

$$\underline{Yo} = \underline{Y}_{Bgtot} + \underline{Y}_{CC}$$

(Gleichung 31)

$$\approx \frac{I_{Rcc} + j \cdot \left(I_{eTot} \cdot (1-K) - I_{eFd} \right)}{U_{ph}}$$

(Gleichung 32)

Hochohmiges geerdetes Netz:

$$\underline{Yo} = \underline{Y}_{Bgtot} + \underline{Y}_{Rn}$$

(Gleichung 33)

$$\approx \frac{I_{Rn} + j \cdot \left(I_{eTot} - I_{eFd} \right)}{U_{ph}}$$

(Gleichung 34)

$\underline{Y}_{Bgtot}$	Summe der Leiter-Erde-Admittanzen ($\underline{Y}_{BgA}$, $\underline{Y}_{BgB}$, $\underline{Y}_{BgC}$) des Hintergrundnetzes
$\underline{Y}_{CC}$	Admittanz des Erdfehlerschutzes (Kompensationsspule und paralleler Widerstand)
I_{Rcc}	Bemessungsstrom des parallelen Widerstands
I_{eFd}	Größe des Erdfehlerstroms des geschützten Abgangs, wenn der Fehlerwiderstand Null Ohm beträgt.
I_{eTot}	Größe des nicht kompensierten Erdfehlerstroms des Netzes, wenn Rf Null Ohm beträgt.
K	Kompensationsgrad, K = 1 volle Resonanz, K<1 unterkompensiert, K>1 überkompensiert
I_{Rn}	Bemessungsstrom des neutralen Erdungswiderstands

Die Gleichung 29 zeigt, dass im Fall eines Fehlers innerhalb des geschützten Abgangs in einem ungeerdeten Netz die gemessene Admittanz gleich der Admittanz des Hintergrundnetzes ist. Die Admittanz ist dominant reaktiv, der kleine ohmsche Anteil der gemessenen Admittanz ist eine Folge der Ableitverluste des Hintergrundnetzes. Theoretisch befindet sich die gemessene Admittanz im ersten Quadranten in der Admittanzebene nahe der im(Yo) Achse, siehe Abbildung 175.

Die Gleichung 31 zeigt, dass im Fall eines Fehlers innerhalb des geschützten Abgangs in einem kompensierten Netz die gemessene Admittanz gleich der Admittanz des Hintergrundnetzes und der Spule einschließlich des parallelen Widerstands ist. Grundsätzlich bestimmt der Kompensationsgrad den Imaginärteil der gemessenen Admittanz und der ohmsche Anteil wird durch den parallelen Widerstand der Spule und die Ableitverluste des Hintergrundnetzes und der Verluste der Spule bestimmt. Theoretisch befindet sich die gemessene Admittanz im ersten oder vierten Quadranten in der Admittanzebene, abhängig vom Kompensationsgrad, siehe Abbildung 175.

Bevor der parallel geschaltete Widerstand angeschlossen ist, beruht der Widerstandsanteil der gemessenen Admittanz auf Ableitverluste im Hintergrundnetz und auf Verluste der Spule. Da diese normalerweise klein sind, wird der Widerstandsanteil nicht groß genug sein, um die Erkennung des Fehlers und seiner Richtung basierend auf dem gemessenen Leitwert sicherzustellen. Dies und die Bewertung sowie die Funktionslogik des parallelen Widerstands sollten berücksichtigt werden, wenn die Admittanzeigenschaft in kompensierten Netzen festgelegt wird.

Die Gleichung 33 zeigt, dass im Fall eines Fehlers innerhalb des geschützten Abgangs in einem hochohmigen geerdeten Netz die gemessene Admittanz gleich der Admittanz des Hintergrundnetzes und des neutralen Erdungswiderstands ist. Grundsätzlich bestimmen die Leiter-Erde-Kapazitäten des Hintergrundnetzes den Imaginärteil der gemessenen Admittanz, und der ohmsche Anteil wird vom neutralen Erdungswiderstand und den Ableitverlusten des Hintergrundnetzes bestimmt.

Theoretisch befindet sich die gemessene Admittanz im ersten Quadranten in der Admittanzebene, siehe Abbildung 175.

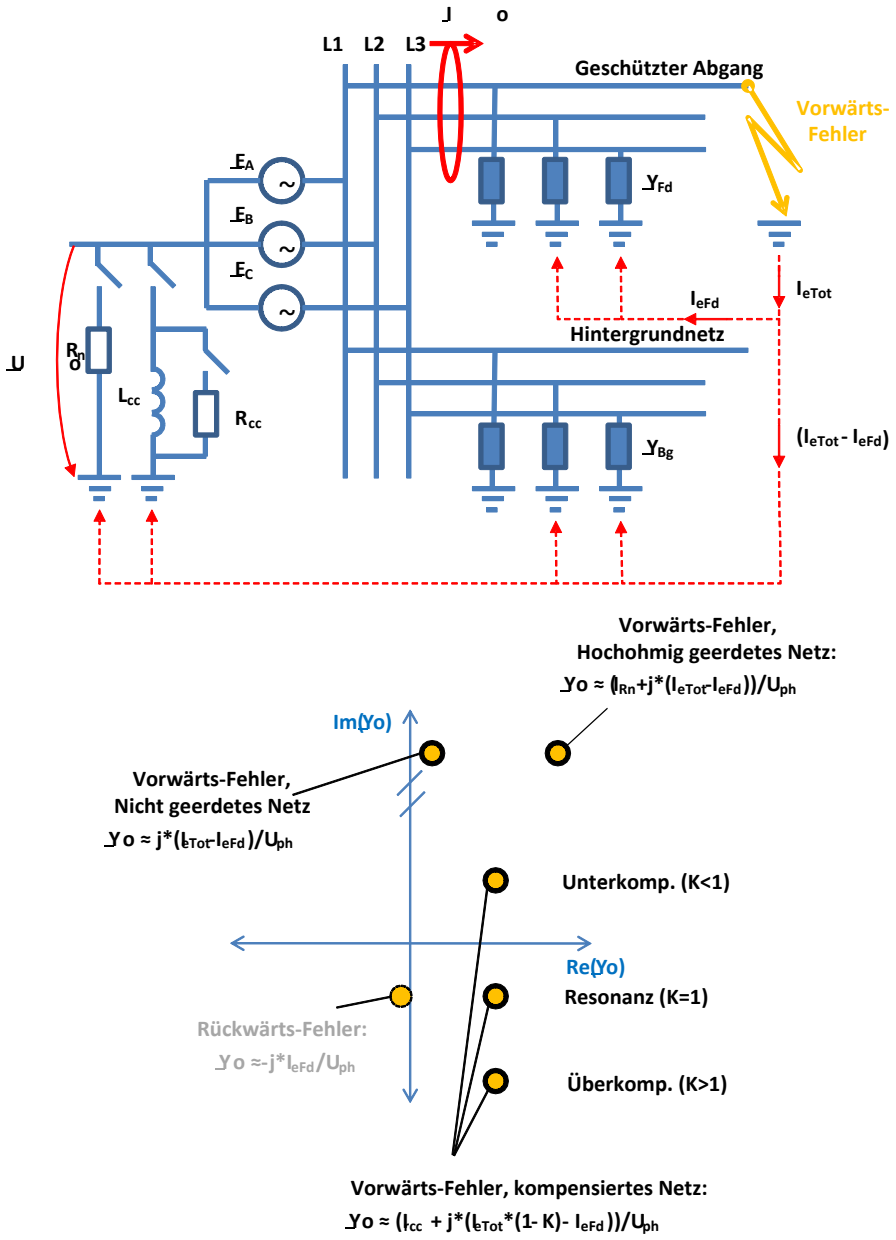


Abb. 175: Admittanzberechnung während eines Vorwärts-Fehlers

Wenn ein Netz in kompensierten Netzen voll kompensiert ist, ist der Imaginärteil der gemessenen Admittanz während eines vorwärts gerichteten Fehlers gleich der Suszeptanz des geschützten Abgangs mit negativem Vorzeichen. Die Unterscheidung zwischen vorwärts- und rückwärts gerichteten Fehlern muss daher auf dem realen Teil der gemessenen Admittanz basieren, d. h. auf der Konduktanz. Daher wird die beste Selektivität erreicht, wenn das kompensierte Netz

entweder im unterkompensierten oder überkompensierten Modus betrieben wird.

In einem kompensierten 15-kV-Netz beträgt z. B. die Größe des Erdfehlerstroms des geschützten Abgangs 10 A (Rf = 0 Ω) und die Größe des Netzes ist 100 A (Rf = 0 Ω). Während eines Erdfehlers ist ein 15 A-Widerstand nach einer Verzögerung von 1 Sekunde parallel mit der Spule verbunden. Der Kompensationsgrad ist überkompensiert, K = 1,1.

Während eines vorwärts gerichteten Erdfehlers, d. h. innerhalb des geschützten Abgangs, kann der theoretische Wert für die gemessene Admittanz nach der Verbindung des parallelen Widerstands berechnet werden.

$$\underline{Yo} \approx \frac{I_{Rcc} + j \cdot \left(I_{eTot} \cdot \left(1 - K\right) - I_{eFd}\right)}{U_{ph}}$$

$$= \frac{15A + j \cdot \left(100A \cdot \left(1 - 1{,}1\right) - 10A\right)}{15kV / \sqrt{3}} \approx \left(1{,}73 - j \cdot 2{,}31\right) \text{ milliSiemens}$$

(Gleichung 35)

Bevor der parallel geschaltete Widerstand angeschlossen ist, beruht der Widerstandsanteil der gemessenen Admittanz auf Ableitverluste im Hintergrundnetz und auf Verluste der Spule. Da diese normalerweise klein sind, wird der Widerstandsanteil nicht groß genug sein, um die Erkennung des Fehlers und seiner Richtung basierend auf dem gemessenen Leitwert sicherzustellen. Dies und die Bewertung sowie die Funktionslogik des parallelen Widerstands sollten berücksichtigt werden, wenn die Admittanzeigenschaft festgelegt wird.

Wenn der Schutz hochempfindlich sein soll, dann sollte der Erdfehlerstrom mit einem Kabelumbau/Ringkern-CT gemessen werden, also mit dem Ferranti CT. Auch die Verwendung des empfindlichen Io-Eingangs sollte in Betracht gezogen werden. Die Verlagerungsspannungsmessung sollte mit einer offenen Deltaverbindung der drei einzelnen polisolierten Spannungswandler erfolgen.

Beim Zeichen der Einstellungen Admittanzkennlinie sollte berücksichtigt werden, dass es auf der Lage der Grenzkennlinie auf der Admittanzebene basiert. Alle Vorwärts-Einstellungen werden durch ein positives Vorzeichen gekennzeichnet, alle Rückwärts-Einstellungen durch ein negatives.

Funktionsmerkmal

Nachdem die Admittanzberechnung freigegeben wurde, wird die berechnete neutrale Admittanz mit den Admittanzeigenschafts-Grenzwerten in der Admittanzebene

verglichen. Wenn sich die berechnete neutrale Admittanz Yo außerhalb der normalen Eigenschaften bewegt, wird das Aktivierungssignal an den Zeitgeber gesendet.

EFPADM unterstützt eine große Anzahl von Eigenschaften, um eine maximale Flexibilität und Empfindlichkeit in verschiedenen Anwendungen zu erreichen. Die grundlegende Eigenschaftsform wird über die Einstellungen *Betriebsmodus* und *Gerichteter Modus* gewählt. Der *Betriebsmodus* legt fest, welches Auslösekriterium oder welche Kriterien aktiviert sind und der *Gerichtete Modus* legt fest, ob die vorwärts-, rückwärts- oder ungerichteten Grenzlinien für den jeweiligen Betriebsmodus aktiviert werden.

Tabelle 376: ***Auslösekriterien***

Betriebsmodus	Beschreibung
Yo	Admittanzkriterium
Bo	Suszeptanzkriterium
Go	Konduktanzkriterium
Yo, Go	Admittanzkriterium kombiniert mit dem Konduktanzkriterium
Yo, Bo	Admittanzkriterium kombiniert mit dem Suszeptanzkriterium
Go, Bo	Konduktanzkriterium kombiniert mit dem Suszeptanzkriterium
Yo, Go, Bo	Admittanzkriterium kombiniert mit dem Konduktanz- und Suszeptanzkriterium

Die Optionen für die Einstellung *Gerichteter Modus* sind "Ungerichtet", "Vorwärts" und "Rückwärts".

Abbildung 176, Abbildung 177 und Abbildung 178 zeigen die von EFPADM unterstützten Admittanzeigenschaften und die Einstellungen, die für die jeweilige Eigenschaft relevant sind. Die typischsten Eigenschaften sind hervorgehoben und detailliert im Kapitel Neutrale Admittanzeigenschaften. Die Funktion wird aktiviert, wenn die berechnete neutrale Admittanz Yo außerhalb der eigentlichen Werte der Eigenschaft liegt (der Funktionsbereich ist grau markiert).

Die Einstellungen, welche die Admittanzeigenschaften definieren, sind in milliSiemens (mS) primär angegeben. Die Umrechnungsgleichung für die Admittanz von der zweiten zur ersten ist:

$$Y_{pri} = Y_{sec} \cdot \frac{ni_{CT}}{nu_{VT}}$$

(Gleichung 36)

ni_{CT} CT-Verhältnis für den Erdfehlerstrom Io

nu_{VT} VT-Verhältnis für den Verlagerungsspannung Uo

Beispiel: Admittanzeinstellung in der zweiten beträgt 5,00 milliSiemens. Das CT-Verhältnis ist 100/1 und das VT-Verhältnis 11547/100 V. Die Admittanzeinstellung in der primären kann berechnet werden.

$$Y_{pri} = 5{,}00\ milliSiemens \cdot \frac{100/1A}{11547/100V} = 4{,}33\ milliSiemens$$

(Gleichung 37)

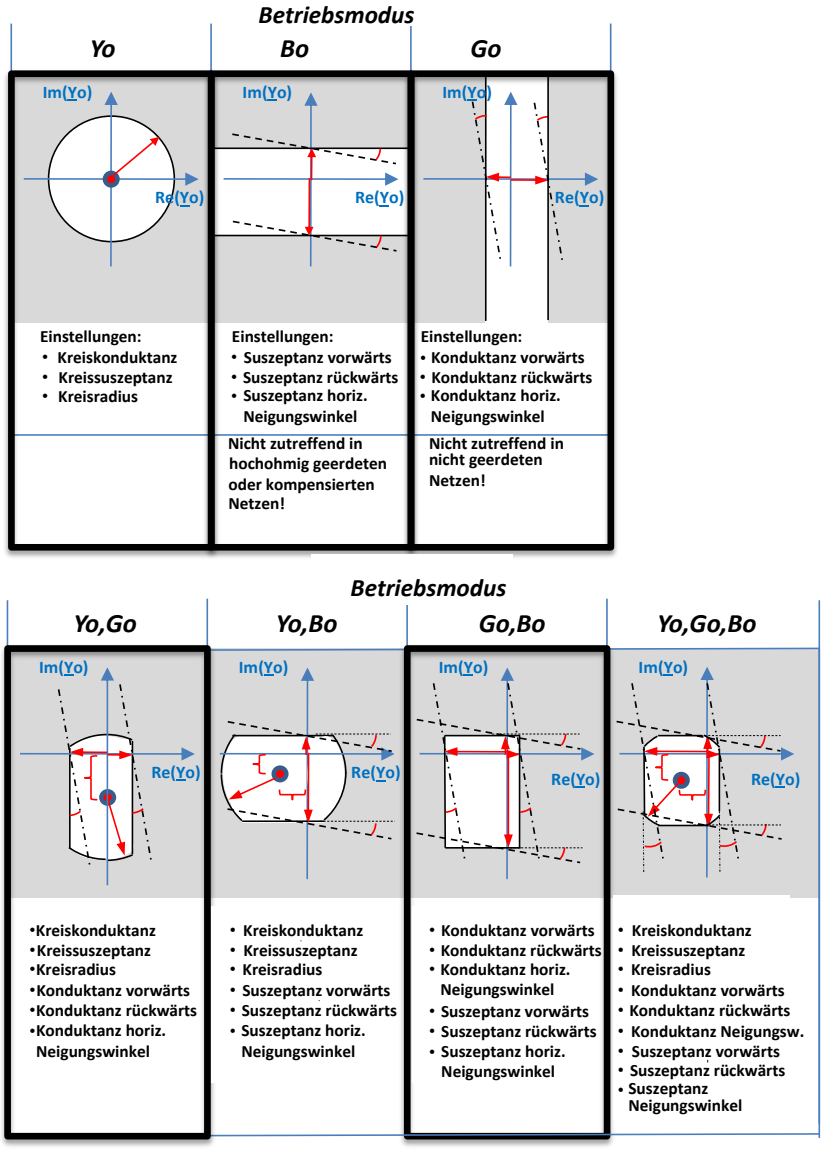


Abb. 176: Admittanzeigenschaften mit verschiedenen Betriebsmodi, wenn der Gerichtete Modus = "Ungerichtet" ist.

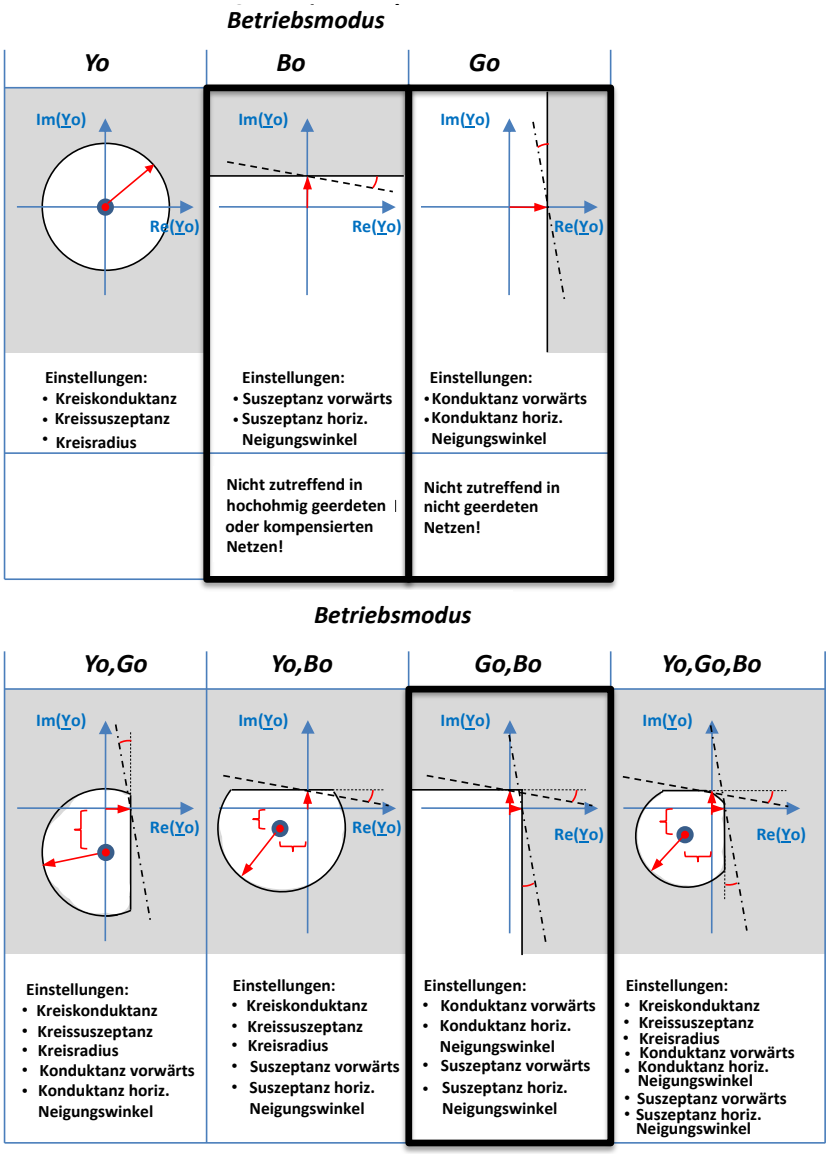


Abb. 177: Admittanzeigenschaften mit verschiedenen Betriebsmodi, wenn der Gerichtete Modus = "Vorwärts" ist.

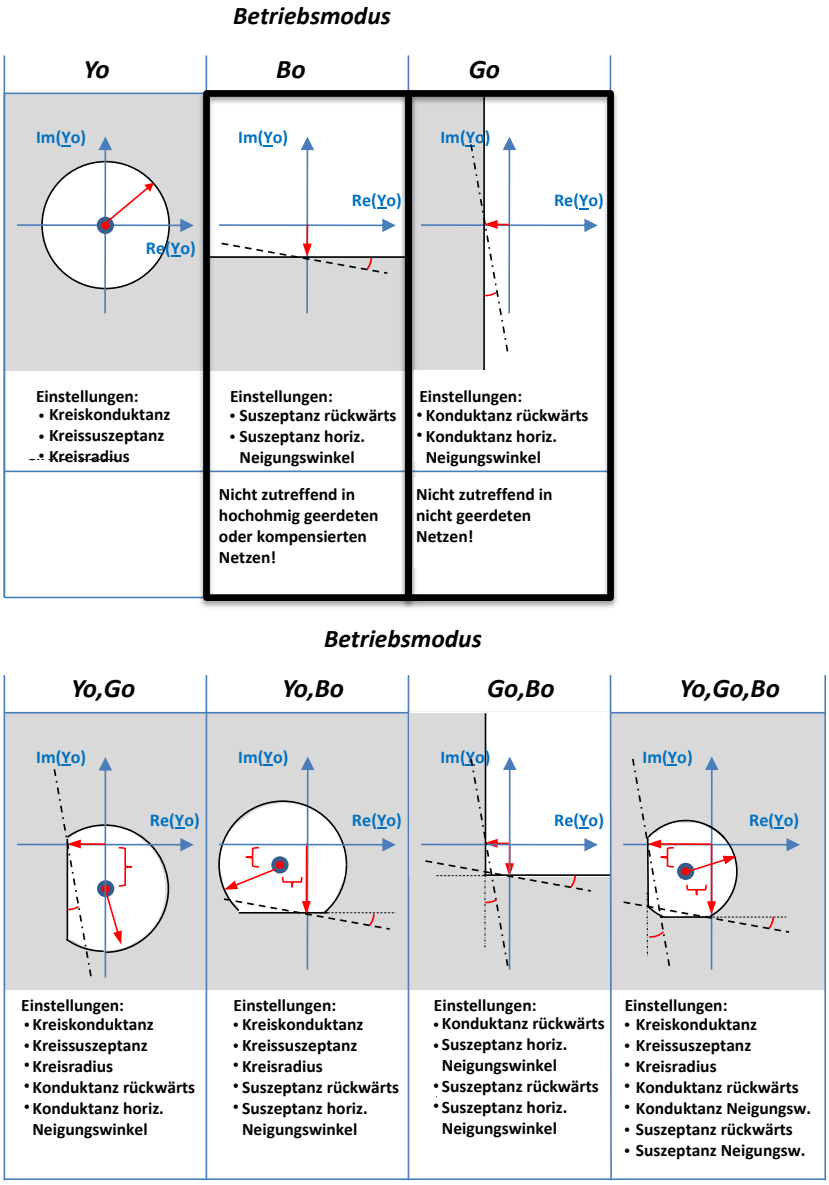


Abb. 178: Admittanzeigenschaften mit verschiedenen Betriebsmodi, wenn der Gerichtete Modus = "Rückwärts" ist.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang `START`. Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Kennlinie. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den über die Einstellung *Auslöseverzögerung* festgelegten Wert erreicht, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert. Wenn der Fehler verschwindet, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Wert erreicht, wird der

Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang START wird deaktiviert. Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden vom Eingang BLOCK und der globalen Einstellung unter **Konfiguration/System/ Blockiermodus** gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Geräte-Programms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren, doch bei aktivierter Blockierung wird der Ausgang AUSLÖSUNG nicht deaktiviert. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Ausgang AUSLÖSUNG blockieren" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang AUSLÖSUNG wird jedoch nicht aktiviert.

4.2.4.5 Sternpunkt-Admittanzeigenschaften

Die angewendeten Eigenschaften sollten immer so eingestellt werden, dass sie die gesamte Admittanz der geschützten Abzweige mit einer angemessenen Toleranz abdecken. Detailliertere Auswahlprinzipien für die Einstellungswerte hängen jedoch von der jeweiligen Eigenschaft ab.

Die Einstellungen, welche die Admittanzeigenschaften definieren, sind in milliSiemens primär angegeben.

Die Einstellungen für vorwärts und rückwärts gerichtete Grenzen sollten so festgelegt werden, dass die Vorwärts-Einstellung immer größer als die Rückwärts-Einstellung ist und so, dass genug Platz zwischen ihnen ist.

Überadmittanzeigenschaft

Das Überadmittanzkriterium wird aktiviert, indem man die Einstellung *Betriebsmodus* auf "Yo" setzt. Die Eigenschaft ist ein Kreis mit einem in der Einstellung *Kreisradius* definierten Radius. Für eine bessere Anwendungsflexibilität kann der Mittelpunkt des Kreises mit den Einstellungen *Kreiskonduktanz* und *Kreissuszeptanz* verschoben werden. Der Standardwert für *Kreiskonduktanz* und *Kreissuszeptanz* ist 0,0 mS, das heißt die Eigenschaft ist ein ursprungszentrierter Kreis.

Die Funktion wird erreicht, wenn sich die gemessene Admittanz aus dem Kreis heraus bewegt.

Das Überadmittanzkriterium wird typischerweise in ungeerdeten Netzen angewendet, aber es kann auch in kompensierten Netzen verwendet werden, speziell wenn der Kreis vom Ursprung entfernt ist.

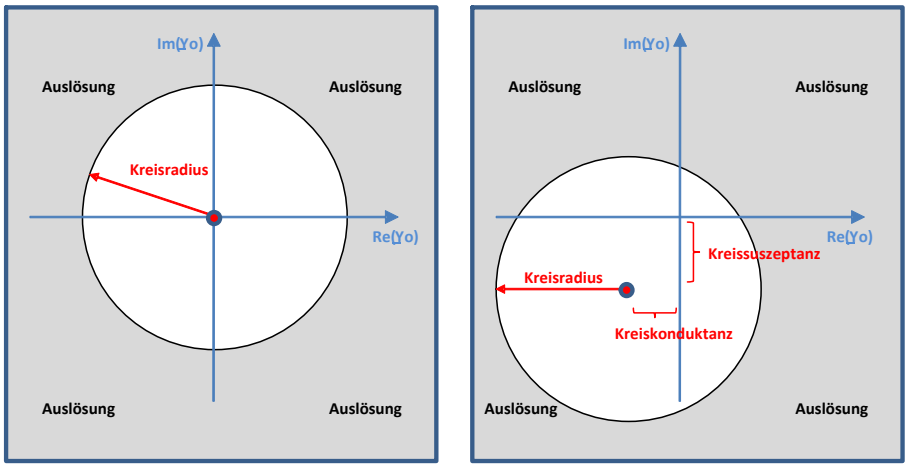


Abb. 179: Überadmittanzeigenschaft. Abbildung links: Klassischer ursprungszentrierter Admittanzkreis. Abbildung rechts: Admittanzkreis ist zum Ursprung versetzt.

Ungerichtete Überkonduktanzeigenschaft

Das ungerichtete Überkonduktanzkriterium wird aktiviert, indem die Einstellung *Betriebsmodus* auf "Go" gesetzt wird und *Gerichteter Modus* auf "Ungerichtet". Die Eigenschaft ist durch zwei Überkonduktanz-Grenzlinien über die Einstellungen *Konduktanz vorwärts* und *Konduktanz rückwärts* definiert, Für eine bessere Anwendungsflexibilität können die Grenzlinien durch die Einstellung *Konduktanz Neigungswinkel* geneigt werden. Standardmäßig beträgt der Neigungswinkel 0 Grad, d.h., die Begrenzungslinie ist eine vertikale Linie auf der Admittanzebene. Ein positiver Neigungswert führt zu einer Drehung der Begrenzungslinie gegen den Uhrzeigersinn von der vertikalen Achse weg.

Im Falle eines ungerichteten Konduktanzkriteriums muss die Einstellung *Wirkleitwert rückwärts* kleiner sein als der Wert von *Wirkleitwert vorwärts*.

Die Funktion wird erreicht, wenn sich die gemessene Admittanz über eine der Grenzlinien hinaus bewegt.

Das ungerichtete Überkonduktanzkriterium kann in hochohmigen geerdeten und kompensierten Netzen verwendet werden. Es darf nicht in nicht geerdeten Netzen angewendet werden.

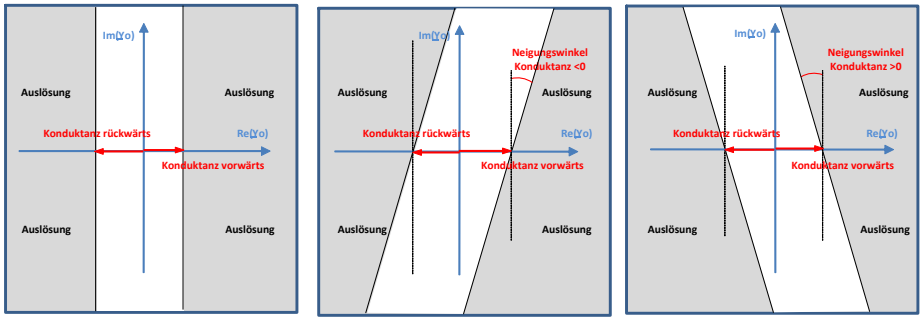


Abb. 180: Ungerichtete Überkonduktanzeigenschaft. Abbildung links: Klassisches ungerichtetes Überkonduktanzkriterium Abbildung Mitte: Kennlinie ist mit negativem Neigungswinkel geneigt. Abbildung rechts: Kennlinie ist mit positivem Neigungswinkel geneigt.

Eigenschaft vorwärts gerichtete Überkonduktanz.

Das vorwärts gerichtete Überkonduktanzkriterium wird aktiviert, indem die Einstellung *Betriebsmodus* auf "Go" gesetzt wird und *Gerichteter Modus* auf "Vorwärts". Die Eigenschaft wird durch eine Überkonduktanz-Grenzlinie mit der Einstellung *Konduktanz vorwärts* definiert. Für eine bessere Anwendungsflexibilität kann die Grenzlinie durch die Einstellung *Konduktanz Neigungswinkel* geneigt werden. Standardmäßig beträgt der Neigungswinkel 0 Grad, d.h., die Begrenzungslinie ist eine vertikale Linie auf der Admittanzebene. Ein positiver Neigungswert führt zu einer Drehung der Begrenzungslinie gegen den Uhrzeigersinn von der vertikalen Achse weg.

Es kommt zu einer Auslösung, wenn die gemessene Admittanz sich über die Begrenzungslinie hinwegbewegt.

Das vorwärts gerichtete Überkonduktanzkriterium kann in hochohmigen geerdeten und kompensierten Netzen verwendet werden. Es darf nicht in nicht geerdeten Netzen angewendet werden.

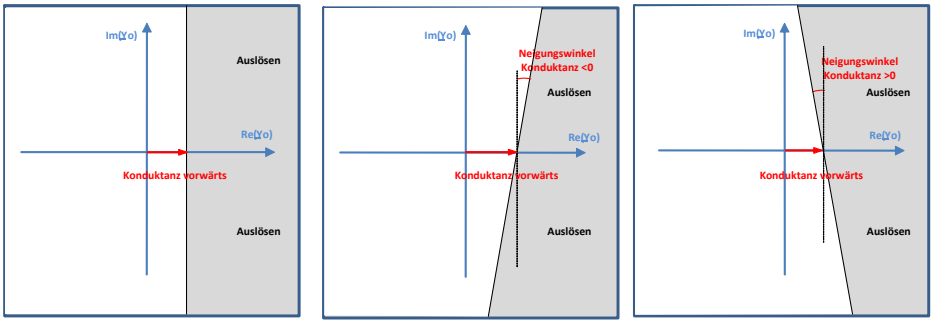


Abb. 181: Eigenschaft vorwärts gerichtete Überkonduktanz. Abbildung links: Klassisches Kriterium vorwärts gerichtete Überkonduktanz Abbildung Mitte: Kennlinie ist mit negativem Neigungswinkel geneigt. Abbildung rechts: Kennlinie ist mit positivem Neigungswinkel geneigt.

Eigenschaft vorwärts gerichtete Übersuszeptanz

Das vorwärts gerichtete Übersuszeptanzkriterium wird aktiviert, indem die Einstellung *Betriebsmodus* auf "Bo" gesetzt wird und *Gerichteter Modus* auf "Vorwärts". Die Eigenschaft wird durch eine Übersuszeptanz-Grenzlinie mit der Einstellung *Blindleitwert vorwärts* definiert. Für eine bessere Anwendungsflexibilität kann die Grenzlinie durch die Einstellung *Neigungswinkel Blindleitwert* geneigt werden. Standardmäßig beträgt der Neigungswinkel Null Grad, die Grenzlinie ist eine horizontale Linie in der Admittanzebene. Ein positiver Neigungswert dreht die Grenzlinie gegen den Uhrzeigersinn aus der horizontalen Achse.

Es kommt zu einer Auslösung, wenn die gemessene Admittanz sich über die Begrenzungslinie hinwegbewegt.

Das vorwärts gerichtete Übersuszeptanzkriterium kann in geerdeten Netzen verwendet werden. Es darf nicht in kompensierten Netzen verwendet werden.

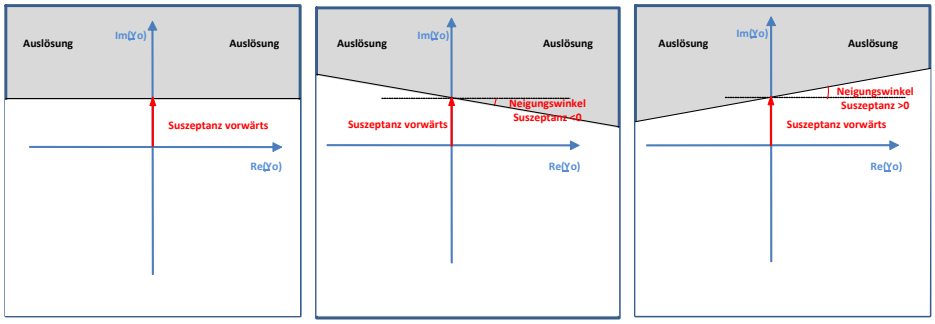


Abb. 182: Eigenschaft vorwärts gerichtete Übersuszeptanz. Abbildung links: Klassisches Kriterium vorwärts gerichtete Übersuszeptanz. Abbildung Mitte: Kennlinie ist mit negativem Neigungswinkel geneigt. Abbildung rechts: Kennlinie ist mit positivem Neigungswinkel geneigt.

Kombinierte Überadmittanz- und Überkonduktanzeigenschaft

Das kombinierte Überadmittanz- und Überkonduktanzkriterium wird aktiviert, indem die Einstellung *Betriebsmodus* auf "Yo, Go" gesetzt wird und *Gerichteter Modus* auf "Ungerichtet". Die Eigenschaft ist eine Kombination aus einem Kreis, dessen Radius mit der Einstellung *Kreisradius* definiert ist und zwei Überkonduktanz-Grenzlinien mit den Einstellungen *Konduktanz vorwärts* und *Konduktanz rückwärts*. Für eine bessere Anwendungsflexibilität kann der Mittelpunkt des Kreises mit den Einstellungen *Kreiskonduktanz* und *Kreissuszeptanz* verschoben werden. Die Grenzlinien können durch die Einstellung *Konduktanz Neigungswinkel* geneigt werden. Standardmäßig betragen *Kreiskonduktanz* und *Kreissuszeptanz* 0,0 mS und der *Konduktanz Neigungswinkel* ist gleich Null, das heißt, die Eigenschaft ist eine Kombination aus einem ursprungszentrierten Kreis mit zwei vertikalen Überkonduktanz-Grenzlinien. Ein positiver Neigungswert für den *Konduktanz Neigungswinkel* dreht die Grenzlinien im Uhrzeigersinn aus der vertikalen Achse.

Im Falle eines ungerichteten Konduktanzkriteriums muss die Einstellung *Wirkleitwert rückwärts* kleiner sein als der Wert von *Wirkleitwert vorwärts*.

Es kommt zu einer Auslösung, wenn die gemessene Admittanz sich aus der Eigenschaft herausbewegt.

Das kombinierte Überadmittanz- und Überkonduktanzkriterium ist anwendbar in nicht geerdeten, hochohmigen und kompensierten Netzen oder in Netzen, in denen sich die Erdung zeitweise während des normalen Betriebs von einem kompensierten in ein nicht geerdetes Netz ändert.

Verglichen mit dem Überadmittanzkriterium verbessert die kombinierte Eigenschaft die Empfindlichkeit in hochohmigen geerdeten und kompensierten Netzen. Verglichen mit dem ungerichteten Überkonduktanzkriterium bietet die kombinierte Eigenschaft auch Schutz für ungeerdete Systeme.

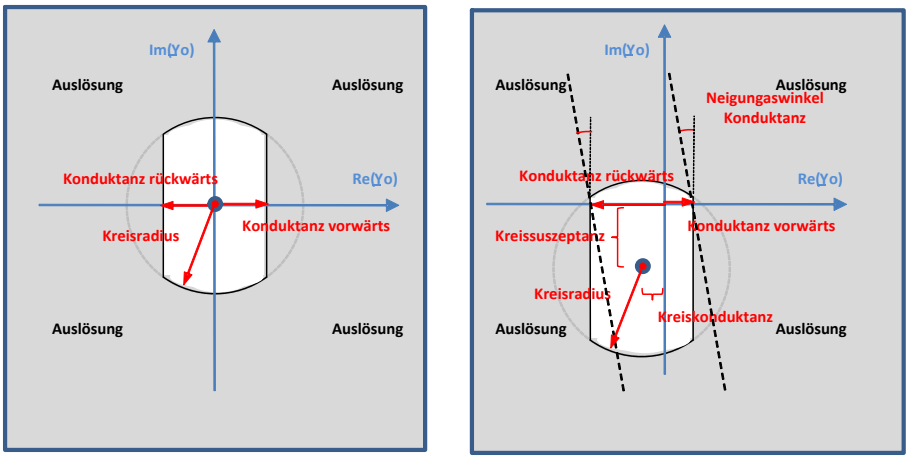


Abb. 183: Kombinierte Überadmittanz- und Überkonduktanzeigenschaft. Abbildung links: Klassischer ursprungszentrierter Kreis kombiniert mit zwei Überkonduktanz-Grenzlinien. Abbildung rechts: Admittanzkreis ist zum Ursprung versetzt.

Kombinierte Überkonduktanz- und Übersuszeptanzeigenschaft

Das kombinierte Überkonduktanz- und Übersuszeptanzkriterium wird aktiviert, indem man die Einstellung *Betriebsmodus* auf "Go, Bo" setzt.

Wenn die Einstellung *Gerichteter Modus* auf "Vorwärts" gesetzt wird, ist die Eigenschaft eine Kombination aus zwei Grenzlinien mit den Einstellungen *Konduktanz vorwärts* und *Suszeptanz vorwärts*. Siehe Abbildung 184.

Wenn die Einstellung *Gerichteter Modus* auf "Ungerichtet" gesetzt wird, ist die Eigenschaft eine Kombination aus vier Grenzlinien mit den Einstellungen *Konduktanz vorwärts*, *Konduktanz rückwärts*, *Suszeptanz vorwärts* und *Suszeptanz rückwärts*. Siehe Abbildung 185.

Für eine bessere Anwendungsflexibilität können die Grenzlinien durch die Einstellungen *Konduktanz Neigungswinkel* und *Suszeptanz Neigungswinkel* geneigt werden. Standardmäßig betragen die Neigungswinkel Null Grad, die Grenzlinien sind gerade Linien in der Admittanzebene. Ein positiver Wert im *Konduktanz Neigungswinkel* dreht die Überkonduktanz-Grenzlinie gegen den Uhrzeigersinn aus der vertikalen Achse. Ein positiver Wert im *Suszeptanz Neigungswinkel* dreht die Übersuszeptanz-Grenzlinie gegen den Uhrzeigersinn aus der horizontalen Achse.

Im Falle der ungerichteten Konduktanz- und Suszeptanz-Eigenschaften muss die Einstellung *Wirkleitwert rückwärts* auf einen kleineren Wert als *Wirkleitwert vorwärts* festgelegt werden und die Einstellung *Blindleitwert rückwärts* muss einen kleineren Wert als *Blindleitwert vorwärts* haben.

Es kommt zu einer Auslösung, wenn die gemessene Admittanz sich aus der Eigenschaft herausbewegt.

Das kombinierte Überkonduktanz- und Übersuszeptanzkriterium ist anwendbar in hochohmigen geerdeten, ungeerdeten und kompensierten Netzen oder in Netzen, in denen sich die Erdung zeitweise während des normalen Betriebs von einem kompensierten in ein ungeerdetes Netz ändert.

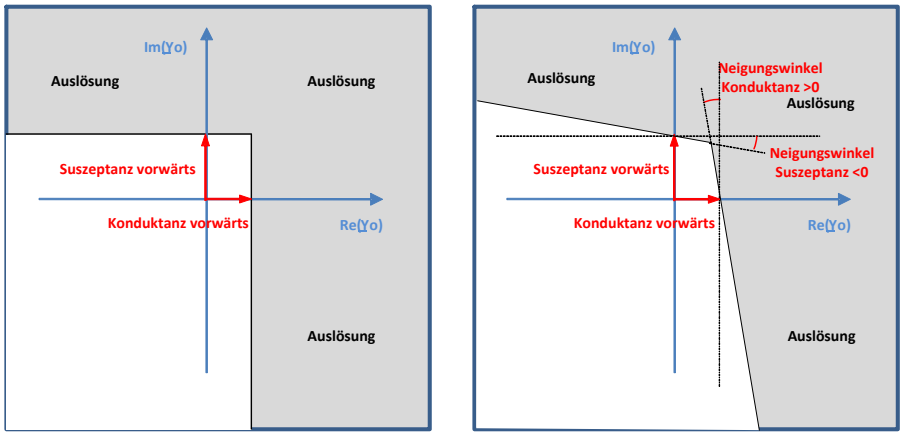


Abb. 184: Kombinierte vorwärts gerichtete Überkonduktanz- und vorwärts gerichtete Übersuszeptanzeigenschaft. Abbildung links: Die Einstellungen Konduktanz Neigungswinkel und Suszeptanz Neigungswinkel entsprechen Null Grad. Abbildung rechts: Die Einstellung Konduktanz Neigungswinkel > 0 Grad und die Einstellung Suszeptanz Neigungswinkel < 0 Grad.

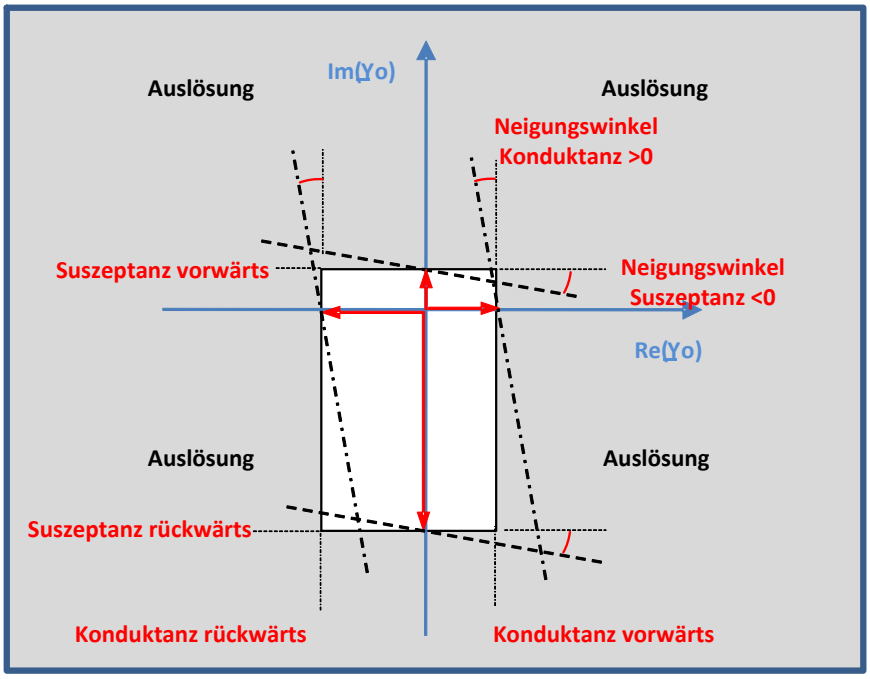


Abb. 185: Kombinierte ungerichtete Überkonduktanz- und ungerichtete Übersuszeptanzeigenschaft

Die ungerichtete Überkonduktanz- und die ungerichtete Übersuszeptanz-Eigenschaft bietet eine gute Empfindlichkeit und Selektivität, wenn die Eigenschaft so gewählt ist, dass die gesamte Admittanz des geschützten Abzweigs mit einer ausreichenden Toleranz eingestellt ist.

Beim Zeichen der Einstellungen Admittanzkennlinie sollte berücksichtigt werden, dass es auf der Lage der Grenzkennlinie auf der Admittanzebene basiert. Alle Vorwärts-Einstellungen werden durch ein positives Vorzeichen gekennzeichnet, alle Rückwärts-Einstellungen durch ein negatives.

4.2.4.6 Verwendung

Der admittanzbasierte Erdfehlerschutz bietet einen selektiven Erdfehlerschutz für hochohmig geerdete, nicht geerdete und kompensierte Netze. Er kann auch zum Schutz von Freileitungen und Erdkabeln verwendet werden. Er kann genutzt werden als eine Alternativlösung zu herkömmlichen summenstrombasierten

Erdfehlerschutzfunktionen, wie z. B. der IoCos-Modus in DEFxPDEF. Die Hauptvorteile des admittanzbasierten Erdfehlerschutzes (EFPADM) sind die vielseitige Anwendbarkeit, die hohe Empfindlichkeit und die einfache Einstellung.

Der Verlagerungsspannungsschutz dient als Startbedingung für den admittanzbasierten Erdfehlerschutz. Wenn die Verlagerungsspannung den voreingestellten Grenzwert *Spannungsstartwert* überschreitet, wird ein Erdfehler erkannt und die Sternpunkt-Admittanzberechnung freigegeben. Um einen hohen Schutzgrad zu erhalten, d. h. falsche Starts zu vermeiden, muss im Normalbetrieb die Einstellung *Spannungsstartwert* mit ausreichendem Sicherheitsfaktor über dem höchstmöglichen Uo-Wert liegen. Es sollten alle möglichen Betriebsbedingungen und Konfigurationsänderungen im Netz berücksichtigt werden. In nicht geerdeten Netzen ist die Uo im Normalzustand zumeist kleiner als 1 %×Uph (Uph = Leiter-Erde-Bemessungsspannung). In kompensierten Netzen kann die Uo im Normalzustand einen Wert von bis zu 30 %×Uph erreichen, wenn das Netz längere Freileitungen ohne Verdrillung einschließt. Generell wird die höchste Uo erreicht, wenn die Kompensationsspule auf volle Resonanz eingestellt und der eigentlich parallel zur Spule geschaltete Widerstand nicht angeschlossen ist.

Die Verlagerungsspannungs-basierte Startbedingung für den Admittanzschutz ermöglicht ein mehrstufiges Schutzprinzip. Eine Instanz von EFPADM könnte z.B. für den Alarm bezüglich Fehler mit einem hohen Fehlerwiderstand unter Verwendung eines relativ niedrigen Wertes für die Einstellung *Spannungs Anregewert* verwendet werden. Eine weitere Instanz von EFPADM könnte dann verwendet werden, um mit einer niedrigeren Empfindlichkeit auszulösen, indem in der Einstellung *Spannungs Anregewert* ein höherer Wert als in der Alarminstanz (Stufe) gewählt wird.

Zur Anwendung des admittanzbasierten Erdfehlerschutzes sind mindestens folgende Daten zum Netz erforderlich:

- Systemerdungsmethode
- Maximalwert für Uo im Normalzustand
- Maximum des Erdfehlerstroms des geschützten Abgangs, wenn der Fehlerwiderstand Null Ohm beträgt.
- Maximaler nicht kompensierter Erdfehlerstrom des Netzes (Rf = 0 Ω)
- Nennstrom im parallelen Widerstand der Spule (Wirkstrom-Zwangsschema) im Falle eines kompensierten Netzes
- Nennstrom des Sternpunkt-Erdungswiderstands im Falle eines hochohmigen geerdeten Systems
- Kenntnis der Größe von Uo als Funktion des Fehlerwiderstands zur Verifizierung der Schutzempfindlichkeit bezüglich des Fehlerwiderstands.

Abbildung 186 zeigt den Einfluss des Fehlerwiderstands auf die Größe der Verlagerungsspannung in ungeerdeten und kompensierten Netzen. Solche Informationen sollten verfügbar sein, damit die Korrektheit der Einstellung *Spannungs Anregewert* verifiziert werden kann. Das hilft, die Anforderungen an die Empfindlichkeit des Schutzes bezüglich des Fehlerwiderstands zu erfüllen.

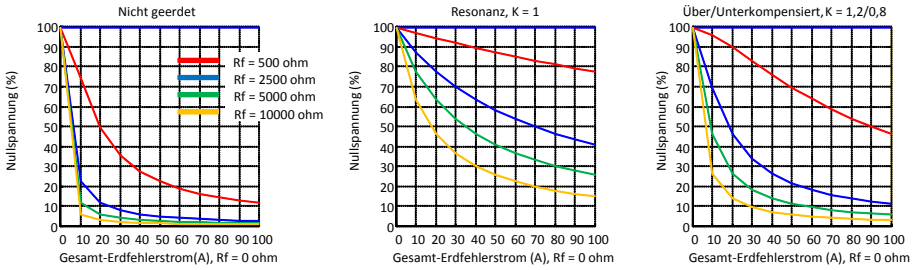


Abb. 186: Einfluss des Fehlerwiderstands auf die Verlagerungsspannung in ungeerdeten und kompensierten 10-kV-Netzen. Als Ableitwiderstand wird der 30-fache Absolutwert der kapazitiven Reaktanz des Netzes angenommen, bei abgetrenntem Parallelwiderstand der Kompensationswicklung.

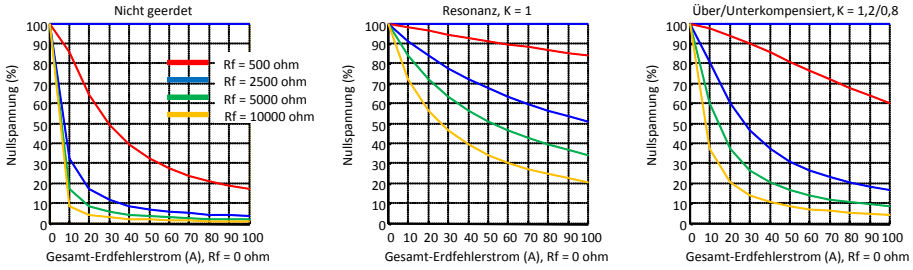


Abb. 187: Einfluss des Fehlerwiderstands auf die Verlagerungsspannung in ungeerdeten und kompensierten 15-kV-Netzen. Als Ableitwiderstand wird der 30-fache Absolutwert der kapazitiven Reaktanz des Netzes angenommen, bei abgetrenntem Parallelwiderstand der Kompensationswicklung.

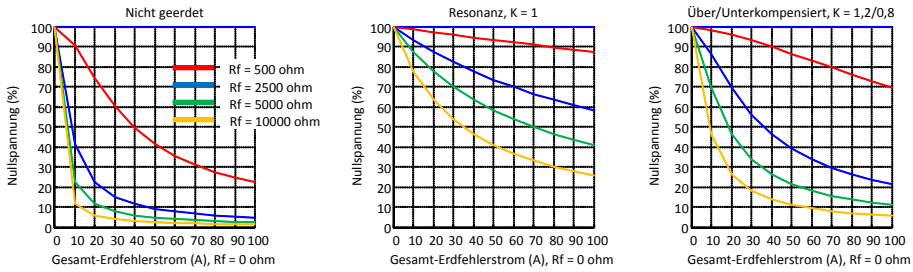


Abb. 188: Einfluss des Fehlerwiderstands auf die Verlagerungsspannung in ungeerdeten und kompensierten 20-kV-Netzen. Als Ableitwiderstand wird der 30-fache Absolutwert der kapazitiven Reaktanz des Netzes angenommen, bei abgetrenntem Parallelwiderstand der Kompensationswicklung.

Beispiel

In einem kompensierten Netz mit 15 kV und 50 Hz ist der maximale Wert für Uo im Normalzustand 10 %×Uph. Der maximale Erdfehlerstrom des Netzes beträgt 100 A. Der maximale Erdfehlerstrom des geschützten Abgangs ist 10 A (Rf = 0 Ω). Das angewendete Wirkstrom-Zwangsschema verwendet einen 15-A-Widerstand (bei 15 kV), der während eines Fehlers nach einer Verzögerung von einer Sekunde parallel zur Spule geschaltet wird.

Lösung: Als Startbedingung für den admittanzbasierten Erdfehlerschutz wird die interne Verlagerungsspannungsschutz-Bedingung von EFPADM verwendet. Der Wert der Einstellung *Spannungsstartwert* muss über dem maximalen Normalwert von Uo von 10 %×Uph liegen, mit einem ausreichenden Sicherheitsfaktor.

Spannungsstartwert = 0,5 × Ur

Nach Abbildung 187 stellt diese Auswahl mindestens eine Empfindlichkeit entsprechend eines 2000 Ohm-Fehlerwiderstands sicher, wenn der Kompensationsgrad zwischen 80 und 120% variiert. Die größte Empfindlichkeit wird erreicht, wenn der Kompensationsgrad nahe an der vollen Resonanz liegt.

Ein Erdschlussstrom von 10 A kann in eine Admittanz umgewandelt werden.

$$\underline{Y}_{Fdtot} = \frac{10A}{15kV/\sqrt{3}} \approx j \cdot 1.15 \text{ mS}$$

(Gleichung 38)

Ein paralleler Widerstandsstrom von 15 A kann in eine Admittanz umgewandelt werden.

$$G_{cc} = \frac{15A}{15kV/\sqrt{3}} \approx 1.73 \text{ mS}$$

(Gleichung 39)

Nach der Gleichung 26 misst EFPADM während eines externen Fehlers die folgende Admittanz:

$$\underline{Yo} = -\underline{Y}_{Fdtot} \approx -j \cdot 1.15 \text{ mS}$$

(Gleichung 40)

Nach der Gleichung 29 misst EFPADM während eines internen Fehlers die Admittanz nach der Verbindung des parallelen Widerstands.

$$\underline{Yo} = \underline{Y}_{Bgtot} + \underline{Y}_{CC} \approx \left(1.73 + j \cdot B\right) \text{ mS}$$

(Gleichung 41)

Wenn der Imaginärteil der Admittanz, B, von der Einstellung der Spule abhängt (Kompensationsgrad).

Die Admittanzeigenschaft wird als kombinierte Überkonduktanz- und Übersuszeptanz-Eigenschaft ("Box"-Kennlinie) mit vier Grenzlinien eingestellt:

Betriebsmodus = "Go, Bo"

Gerichteter Modus = "Ungerichtet"

Die Admittanzeigenschaft wird so eingestellt, dass die gesamte Admittanz des geschützten Abgangs mit einem ausreichenden Sicherheitsfaktor abgedeckt wird, siehe Abbildung 189. Es können verschiedene Einstellungsgruppen verwendet werden, um die Schutzeinstellungen an verschiedene Konfigurationen von Speiseleitungen und Netzen anzupassen.

Wirkleitwert vorwärts

Diese Einstellung sollte in Abhängigkeit des Wertes des Parallelwiderstands der Spule gesetzt werden. Der Wert muss so eingestellt werden, dass er kleiner ist als der Wirkleitwert des Parallelwiderstands, damit ein verlässlicher Betrieb gewährleistet ist. Der gesetzte Wert soll die Grenzlinie vom Ausgangspunkt bewegen und für Stromwandler- und Spannungswandlerfehler einen Sicherheitsfaktor für den Admittanzausführungspunkt hinzufügen, wenn der Fehler außerhalb des Abgangs auftritt.

Wirkleitwert vorwärts 15 A/(15 kV/√3) × 0,2 = +0,35 mS entsprechend 3,0 A (bei 15 kV). Der gesetzte Wert gewährleistet einen Sicherheitsfaktor, der auch die Auswirkungen von Stromwandler- und Spannungswandlerfehlern bei externen Fehlern abdeckt.

Hat der Parallelwiderstand einen kleineren Bemessungswert, z. B. 5 A (bei 15 kV), sollte der Sicherheitsfaktor größer sein, z. B. 0,7. So kann ein ausreichender Sicherheitsfaktor bei Stromwandler- und Spannungswandlerfehlern erreicht werden.

Blindleitwert vorwärts

Diese Einstellung sollte standardmäßig in Abhängigkeit vom minimalen Auslösestrom von 1 A gesetzt werden.

Blindleitwert vorwärts 1 A/(15 kV/√3) = +0,1 mS

Blindleitwert rückwärts

Diese Einstellung sollte in Abhängigkeit vom maximalen Erdfehlerstrom gesetzt werden, der von der Speiseleitung erzeugt wird, plus Sicherheitsfaktor und unter Berücksichtigung möglicher Speiseleitungstopologie-Änderungen. So ist gewährleistet, dass der Admittanzauslösepunkt bei einem externen Fehler innerhalb der "Box"-Kennlinie bleibt. Der empfohlene Sicherheitsfaktor sollte nicht kleiner 1,5 sein.

Blindleitwert rückwärts - (10 A × 1,5) / (15 kV/√3) = -1,73 mS

Wirkleitwert rückwärts

Diese Einstellung wird verwendet, um die ungerichteten Kennlinien durch Schließen der "Box"-Kennlinie zu vervollständigen. Um die Form der Kennlinie vernünftig zu halten und während eines externen Fehlers einen ausreichenden Sicherheitsfaktor für den Admittanzauslösepunkt zu gewährleisten, werden die gleichen Einstellungen wie beim Blindleitwert rückwärts empfohlen.

Wirkleitwert rückwärts = -1,73 mS

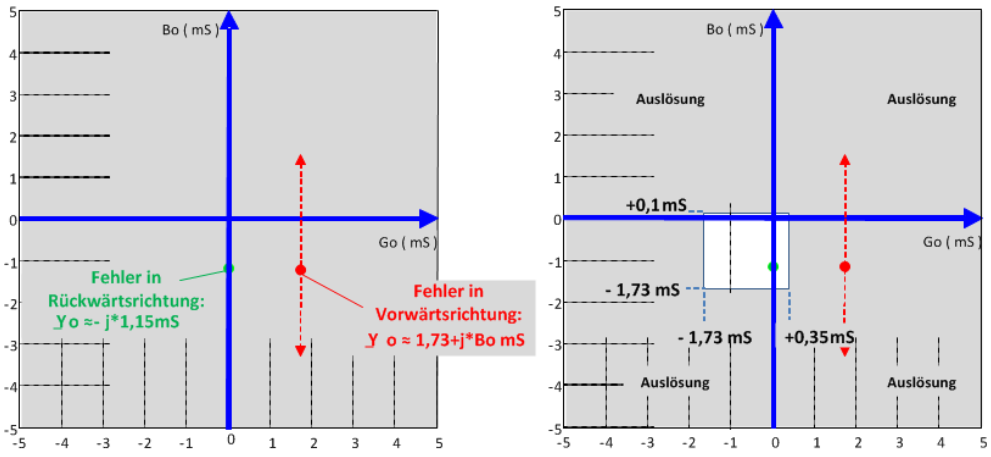


Abb. 189: Admittanz des Beispiels

4.2.4.7 Signale

Tabelle 377: EFPADM – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
Io	SIGNAL	0	Fehlerstrom
Uo	SIGNAL	0	Restspannung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus
Freigabe	BOOLEAN	0=False	Externer Trigger zur Freigabe des Nulladmittanz-schutzes

Tabelle 378: EFPADM – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

4.2.4.8 Einstellungen

Tabelle 379: EFPADM Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Spannungsstartwert	0.01...2.00	xUn	0.01	0.15	Spannungsstartwert
Gerichteter Modus	1=Ungerichtet 2=Vorwärts 3=Rückwärts			2=Vorwärts	Gerichteter Modus
Ausführungsmodus	1=Yo 2=Go 3=Bo 4=Yo, Go 5=Yo, Bo 6=Go, Bo 7=Yo, Go, Bo			1=Yo	Auslösekriterium
Auslöseverzögerung	60...200000	ms	10	60	Auslöseverzögerung
Kreisradius	0.05...500.00	mS	0.01	1.00	Admittanz Kreisradius
Kreiskonduktanz (Wirkleitwert)	-500,00...500,00	mS	0.01	0.00	Admittanzkreismittelpkt., Konduktanz
Kreissuszeptanz (Blindleitwert)	-500,00...500,00	mS	0.01	0.00	Admittanzkreismittelpkt., Suszeptanz
Konduktanz vorwärts	-500,00...500,00	mS	0.01	1.00	Admittance circle midpoint, susceptance
Konduktanz rückwärts	-500,00...500,00	mS	0.01	-1,00	Conductance threshold in reverse direction
Suszeptanz vorwärts (Blindleitwert)	-500,00...500,00	mS	0.01	1.00	Suszeptanz vorwärts (Blindleitwert)
Suszeptanz rückwärts (Blindleitwert)	-500,00...500,00	mS	0.01	-1,00	Suszeptanz rückwärts (Blindleitwert)

Tabelle 380: EFPADM Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Conductance tilt Ang	-30...30	Grad	1	0	Tilt angle of conductance boundary line
Susceptance tilt Ang	-30...30	Grad	1	0	Tilt angle of susceptance boundary line

Tabelle 381: EFPADM Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein

Tabelle 382: EFPADM Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Admittanz-Berechnungmodus Clc mode	1=Normal 2=Delta			1=Normal	Admittanz-Berechnungmodus Clc mode
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit
Phasenumkehr	0=False 1=True			0=False	Rotate polarizing quantity
Min Auslösestrom	0.01...1.00	xIn	0.01	0.01	Minimaler Auslösestrom
Min Auslösespannung	0.01...1.00	xUn	0.01	0.01	Minimale Auslösespannung
I0-Signalauswahl	1=I0 gemessen 2=I0 berechnet			1=I0 gemessen	Auswahl des verwendeten I0-Signals
U0 Signal sel	1=U0 gemessen 2=U0 berechnet			1=U0 gemessen	Auswahl des verwendeten U0-Signals

4.2.4.9 Überwachte Daten

Tabelle 383: EFPADM – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
FEHLER_RICHT	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts 3=Beide		Fehlerrichtung erkannt
COND_RES	FLOAT32	-1000,00...1000,00	mS	Berchn. Realteil Nulladmittanz
SUS_RES	FLOAT32	-1000,00...1000,00	mS	Berechn. Imaginärteil Nulladmittanz
EFPADM	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.2.4.10 Technische Daten

Tabelle 384: EFPADM Technische Daten

Charakteristik	Wert		
Auslösegenauigkeit[1)]	Bei der Frequenz f = f_n		
	±1,0% oder ±0,01 mS (Im Bereich von 0,5...100 mS)		
Anregezeit[2)]	Mindestens	Typisch	Höchstens
	56 ms	60 ms	64 ms
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Charakteristik	Wert
Rückfallzeit	40 ms
Verzögerungsgenauigkeit	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Oberwellenunterdrückung	-50 dB bei f = n × f_n, wobei n = 2, 3, 4, 5,…

1) Uo = 1,0 × Un
2) Enthält die Verzögerung des Signalausgangskontakts, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen

4.2.4.11 Technische Änderungshistorie

Tabelle 385: EFPADM – Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Interne Verbesserung.
C	Einstellbereich und Standard-Eingabewert für *Spannungsstartwert* geändert.
D	Interne Verbesserung.
E	Interne Verbesserung.

4.2.5 Erdfehlerschutz basierend auf Oberschwingungskomponenten (HAEFPTOC)

4.2.5.1 Kennung

Beschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Erdfehlerschutz basierend auf Oberschwingungs-Komponenten	HAEFPTOC	Io>HA	51NHA

4.2.5.2 Funktionsblock

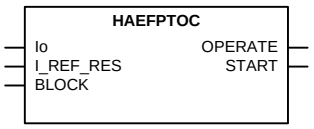


Abb. 190: Funktionsblock

4.2.5.3 Funktion

Die Erdfehlerschutzfunktion HAEFPTOC basiert auf Oberschwingungsgrößen. Sie wird anstelle eines traditionellen Erdfehlerschutzes in Netzen verwendet, in denen die Grundfrequenzkomponente des Erdfehlerstroms aufgrund der Kompensation niedrig ist.

Standardmäßig wird HAEFPTOC im Standalone-Modus verwendet. Eine Anwendung innerhalb der gesamten Schaltanlage ist möglich, wenn eine horizontale Kommunikation verwendet wird, bei der ein fehlerhafter Abgang durch den Vergleich der Messungen der Oberschwingungen des Erdfehlerstroms erkannt wird.

Die Funktion wird gestartet, wenn die Oberschwingung des Erdfehlerstroms den eingestellten Wert übersteigt. Die Auslösezeitkennlinie ist entweder eine unabhängige Kennlinie (DT) oder eine abhängige Kennlinie (IDMT). Wird für den Austausch der Stromwerte zwischen den Geräten die horizontale Kommunikation verwendet, arbeitet die Funktion entsprechend der unabhängigen Kennlinie.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Zeitgeber bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.2.5.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Arbeitsweise der Funktion HAEFPTOC kann mithilfe eines Moduldiagramms beschrieben werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

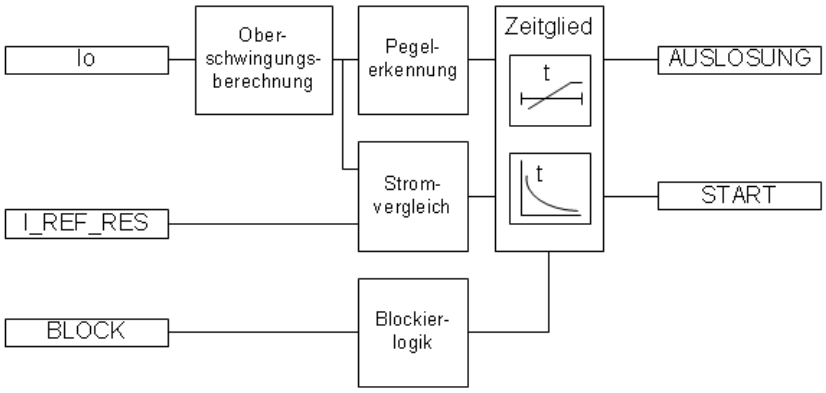


Abb. 191: Logikdiagramm

Berechnungsmodul für Oberschwingungen

Dieses Modul speist den Hochpassfilter mit dem gemessenen Erdfehlerstrom, wo der Frequenzbereich bei der doppelten Grundfrequenz des Netzes beginnt (Beispiel: In einem 50-Hz-Netz liegt die Grenzfrequenz bei 100 Hz.), d. h., die Oberschwingungskomponenten des Netzes werden basierend auf der zweiten Oberschwingung aufsummiert. Der Filterausgang, später als Oberschwingungsstrom bezeichnet, wird an die Module für die Pegelerkennung und den Stromvergleich übertragen.

Der Oberschwingungsstrom I_HARM_RES I_HARM_RES ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar. Der Wert wird außerdem über horizontale

Kommunikation an die anderen Geräte der parallelen Speiseleitungen übertragen, die im Schutzschema konfiguriert sind.

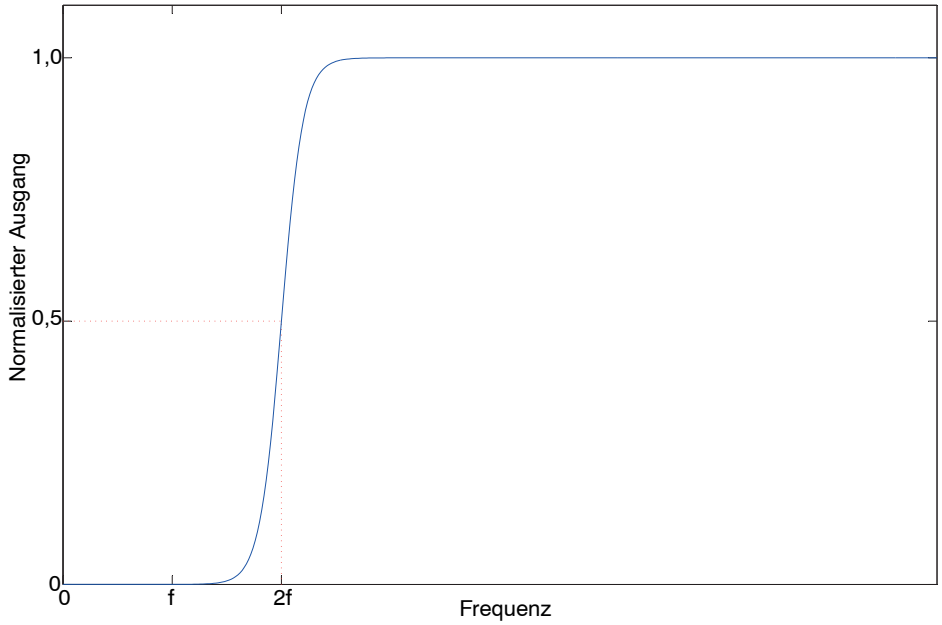


Abb. 192: Hochpassfilter

Pegelerkennung

Die Oberschwingungsstrom wird mit dem eingestellten *Startwert* verglichen. Wenn der Wert den eingestellten *Startwert* übersteigt, sendet die Pegelerkennung ein Aktivierungssignal an das Zeitgeber-Modul.

Stromvergleich

Der Maximalwert der Oberschwingungsströme, der von anderen parallelen Abgängen (d. h. die sich in der gleichen Sammelschiene befinden) der Schaltanlage gemeldet wird, wird über den Eingang `I_REF_RES` an die Funktion übertragen. Ist der lokal gemessene Oberschwingungsstrom größer als `I_REF_RES`, wird das Aktivierungssignal an den Zeitgeber gesendet.

Ist der lokal gemessene Oberschwingungsstrom kleiner als `I_REF_RES`, liegt der Fehler nicht im Abgang. Die erkannte Situation blockiert den Zeitgeber intern. Gleichzeitig wird der Ausgang `BLKD_I_REF` aktiviert.

Das Modul überwacht außerdem die Gültigkeit der Kommunikationskanäle und meldet dies an den Zeitgeber.

Zeitgeber

Der Ausgang START wird aktiviert, wenn die Pegelerkennung das Aktivierungssignal sendet. Die Funktion und die Zeitkennlinie hängen von der Einstellung *Referenzverwendung aktivieren* ab.

Tabelle 386: Werte der Einstellung Referenzverwendung aktivieren

Referenzverwendung aktivieren		Funktion
Standalone		Abhängig vom Wert der Einstellung *Typ Auslösekennlinie* entspricht im Standalone-Modus die Zeitkennlinie entweder unabhängig (DT) oder abhängig (IDMT). Wenn der Auslöse-Zeitgeber den gesetzten Wert aus *Auslöseverzögerung* im unabhängigen Zeitmodus oder den in der abhängigen Zeitkurve definierten Wert erreicht, wird der Ausgang AUSLÖSUNG aktiviert.
Referenzverwendung	Kommunikation gültig	Bei der horizontalen Kommunikation wird die Funktion gezwungen, die unabhängige Kennlinie zu verwenden. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den gesetzten Wert aus *Minimale Auslösezeit* erreicht und gleichzeitig das Aktivierungssignal des Moduls für den Stromvergleich aktiv ist, wird das Signal AUSLÖSUNG aktiviert.
	Kommunikation ungültig	Die Funktion ist im Standalone-Modus.

Die Einstellung *Referenzverwendung aktivieren* zwingt die Funktion dazu, die unabhängigen Zeitkennlinien zu verwenden, in denen die Auslösezeit in der Einstellung *Minimale Auslösezeit* gesetzt wird.

Bei Unterbrechung der Kommunikation verwendet die Funktion die Parameter der Einstellung*Typ Auslösekennlinie*. Wenn unabhängig bzw. DT ausgewählt ist, wird *Auslöseverzögerung* verwendet. Wenn die abhängige Zeitkennlinie ausgewählt wird, entsprechen die Zeitkennlinien der gewählten Kurve und die Einstellung *Minimale Auslösezeit* wird dazu verwendet, eine zu schnelle Auslösezeit zu verhindern.

Bei einem Kommunikationsausfall kann sich die Startdauer in Abhängigkeit der Benutzereinstellungen deutlich verändern.

Wenn die programmierbare abhängige Kurve gewählt wird, werden die Auslösezeit-Kennlinien durch die Parameter *Kurvenparameter A*, *Kurvenparameter B*, *Kurvenparameter C*, *Kurvenparameter D* und *Kurvenparameter E* definiert.

Bei einer Rückfallsituation, d. h. wenn ein Fehler plötzlich verschwindet, bevor die Auslöseverzögerung überschritten ist, wird der Rückfallzustand des Zeitgebers aktiviert. Das Verhalten des Zeitgebers im Rückfallzustand ist abhängig von der Kombination der Einstellungen *Typ Auslösekennlinie*, *Typ Rückfallkurve* und *Rückfallzeitverzögerung*. Wenn die unabhängige Kennlinie ausgewählt wurde, läuft der Rücksetzzeitgeber, bis der festgelegte Wert der Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* überschritten wird. Wenn die abhängigen Kennlinien ausgewählt wurden, kann die Einstellung *Typ Rücksetzkurve* auf einen der Werte "Unverzögert", "Unabh.Rücksetzzeit" oder "Inv. Rücksetzzeit" eingestellt werden. Der Rücksetzkurventyp "Unverzögert" veranlasst ein sofortiges Rücksetzen. Wenn

der Rücksetzkurventyp "Unabh.Rücksetzzeit" ausgewählt wird, hängt die Rücksetzzeit von der Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* ab. Wenn der Rücksetzkurventyp "Inv.Rücksetzzeit" ausgewählt wird, hängt die Rücksetzzeit vom Strom während der Rückfallsituation ab. Wenn die Rückfallsituation andauert, wird der Rückfallzeitgeber rückgesetzt, und der Ausgang START wird deaktiviert.

Die Auswahl "Inv.Rückfallzeit" wird nur von ANSI oder programmierbaren Typen der abhängigen Auslösekurven unterstützt. Wenn ein anderer Auslösekurventyp ausgewählt wird, findet während der Rückfallsituation ein sofortiges Rücksetzen statt.

Die Einstellung *Zeitmultiplikator* wird zur Skalierung der abhängigen Auslöse- und -Rücksetzzeiten verwendet.

Der Einstellungsparameter *Minimale Auslösezeit* legt die gewünschte minimale Auslösezeit für die abhängige Kurve fest. Diese Einstellung ist nur relevant, wenn die abhängigen Zeitkennlinien verwendet werden.

Setzen Sie die Einstellung für *Minimale Auslösezeit* umsichtig ein: die Auslösezeit richtet sich nach der abhängigen Zeitkennlinie, aber sie muss mindestens den Wert der Einstellung *Minimale Auslösezeit* betragen. Weitere Informationen finden Sie im Abschnitt Abhängige Zeitkennlinien für Überstromschutz.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an, entweder als unabhängige (DT) oder abhängige Kennlinie (IDMT). Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Weitere Informationen finden Sie im Kapitel Allgemeine Funktionsblockeigenschaften.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden vom Eingang BLOCK und der globalen Einstellung unter **Konfiguration/System/ Blockiermodus** gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Geräte-Programms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren, doch bei aktivierter Blockierung wird der Ausgang AUSLÖSUNG nicht deaktiviert. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus *Ausgang AUSLÖSUNG blockieren* arbeitet die Funktion normal, der Ausgang AUSLÖSUNG wird jedoch nicht aktiviert.

4.2.5.5 Anwendung

Bei einem Erdfehler berechnet HAEFPTOC den maximalen Oberschwingungsstrom des geschützten Stromabgangs. Dieser Wert wird über analoges GOOSE an andere Geräte der Sammelschiene in der Schaltanlage übertragen. Alle Werte, die über analoges GOOSE empfangen werden, werden über die Funktion MAX verglichen, um den Höchstwert zu bestimmen. Der Höchstwert wird an HAEFPTOC als I_REF_RES-Eingang zurückgeschickt. Die Ausführung von HAEFPTOC ist freigegeben, wenn I_REF_RES kleiner ist als der lokal gemessene Oberschwingungsstrom. Ist I_REF_RES größer als der lokal gemessene Oberschwingungsstrom, ist die Ausführung von HAEFPTOC blockiert.

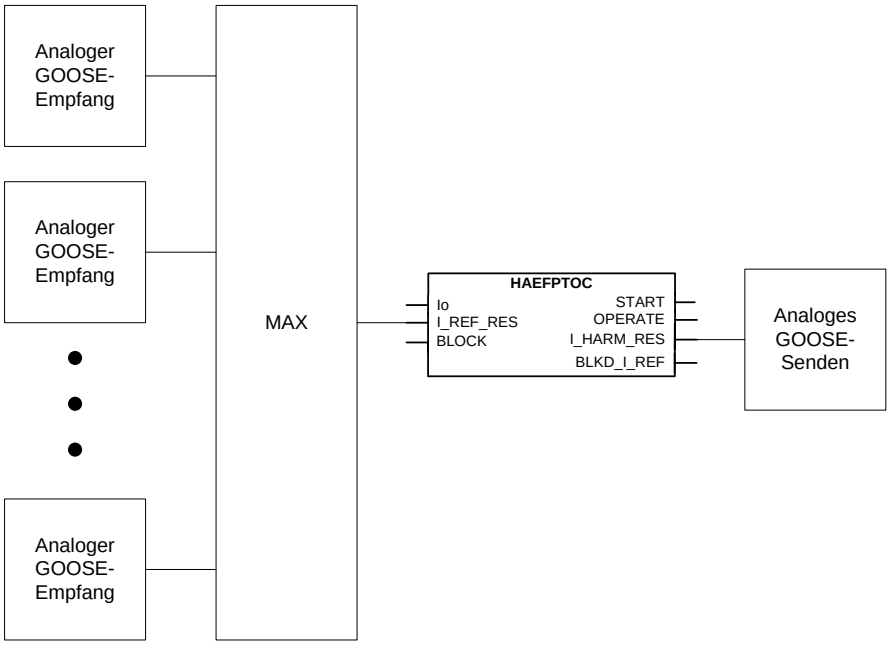


Abb. 193: Schutzschema basierend auf analoger GOOSE-Kommunikation mit drei analogen GOOSE Empfängern

4.2.5.6 Signale

Tabelle 387: HAEFPTOC Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
Io	SIGNAL	0	Summenstrom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus
I_REF_RES	FLOAT32	0,0	Referenzstrom

Tabelle 388: HAEFPTOC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
START	BOOLEAN	Start

4.2.5.7 Einstellungen

Tabelle 389: HAEFPTOC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Startwert	0,05...5,00	xIn	0,01	0,10	Startwert
Zeitmultiplikator	0,05...15,00		0,01	1,00	Zeitmultiplikator in IEC/ANSI IDMT Kurven
Auslöseverzögerung	100...200000	ms	10	600	Auslöseverzögerung
Typ Auslösekennlinie	1=ANSI Ext. invers 2=ANSI stark inv. 3=ANSI norm. inv. 4=ANSI Mod. inv. 5=unabhängige (ANSI) Zeit 6=Langzeit extrem inv. 7=Langzeit stark inv. 8=Langzeit inv. 9=IEC norm. inv. 10=IEC stark inv. 11=IEC inv. 12=IEC extrem inv. 13=IEC kurzzeit inv. 14=IEC langzeit inv 15=unabhängige (IEC) Zeit 17=Programmierbar 18=RI-Typ 19=RD-Typ			15=unabhängige (IEC) Zeit	Auswahl des Zeitverzögerungskurventyps

Tabelle 390: HAEFPTOC Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Minimale Auslösezeit	100...200000	ms	10	500	Minimale Zeitverzögerung für stromabhängige Auslösekennlinien
Typ Rücksetzkurve	1=Unverzögert 2=Unabh. Rücksetzzeit 3=Abh. Rücksetzzeit			1=Unverzögert	Rücksetzauswahl des Kurventyps
Referenzverwendung aktivieren	0=False 1=True			0=False	Verwendung der Stromreferenz von anderen Geräten als dem separaten Gerät aktivieren

Tabelle 391: HAEFPTOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Kurvenparameter A	0,0086...120,0000		1	28,2000	Parameter A für anwenderprogrammierbare Kennlinie
Kurvenparameter B	0,0000...0,7120		1	0,1217	Parameter B für anwenderprogrammierbare Kennlinie
Kurvenparameter C	0,02...2,00		1	2,00	Parameter C für anwenderprogrammierbare Kennlinie
Kurvenparameter D	0,46...30,00		1	29,10	Parameter D für anwenderprogrammierbare Kennlinie
Kurvenparameter E	0,0...1,0		1	1,0	Parameter E für anwenderprogrammierbare Kennlinie

Tabelle 392: HAEFPTOC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Rückfallzeitverzögerung	0...60000	ms	10	20	Rückfallzeitverzögerung

4.2.5.8 Überwachte Daten

Tabelle 393: HAEFPTOC Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
START_DAU	FLOAT32	0,00...100,00	%	Verhältnis von Startzeit / Auslösezeit
I_HARM_RES	FLOAT32	0,0...30000,0	A	Berechneter Oberschwingungsstrom
BLKD_I_REF	BOOLEAN	0=False 1=True		Stromvergleich-Statusanzeiger
HAEFPTOC	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

4.2.5.9 Technische Daten

Tabelle 394: HAEFPTOC Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz
	± 5% des eingestellten Wertes oder ± 0,004 × I_n
Anregezeit[1)2)]	Üblicherweise 77 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Charakteristik	Wert
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Auslösezeitgenauigkeit im IDMT-Modus 3)	±5,0% des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	-50 dB bei f = f_n
	-3 dB bei f = 13 × f_n

1) Grundfrequenzstrom = 1,0 × I_n, Oberschwingungsstrom vor Fehler = 0,0 × I_n, Oberschwingungsfehlerstrom = 2,0 × *Anregewert*, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts
3) Maximaler *Anregewert* = 2,5 × I_n, *Anregewert* wird mit Werten zwischen 2 und 20 multipliziert

4.2.5.10 Technische Änderungshistorie

Tabelle 395: HAEFPTOC – Technische Änderungshistorie

Technische Änderungen	Änderung
B	Interne Verbesserung.
C	Interne Verbesserung.

4.2.6 Wattmetrischer Erdfehlerschutz (WPWDE)

4.2.6.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Wattmetrischer Erdfehlerschutz	WPWDE	Po> ->	32N

4.2.6.2 Funktionsblock

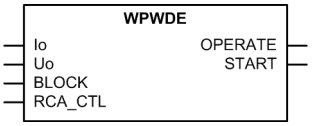


Abb. 194: Funktionsblock

4.2.6.3 Funktion

Der wattmetrische Erdfehlerschutz WPWDE kann zur Erkennung von Erdfehlern in nicht geerdeten Netzen, kompensierten Netzen (mit Petersen-Spule geerdeten Netzen) oder hochimpedanz-geerdete Netze verwendet werden. Er kann genutzt werden als eine Alternativlösung zu herkömmlichen summenstrombasierten Erdfehlerschutzfunktionen, wie z. B. der IoCos-Modus im Erdfehlerrichtungsschutz DEFxPDEF.

WPWDE misst die Nullsystemleistung 3UoIoCosφ und gibt ein Auslösesignal aus, wenn der Summenstrom Io, die Verlagerungsspannung Uo und die Nullsystemleistung die eingestellten Grenzwerte überschreiten und der Winkel (φ) zwischen dem Summenstrom und der Verlagerungsspannung innerhalb des eingestellten Auslösebereichs (vorwärts oder rückwärts) liegt. Die Auslösezeitkennlinie kann entweder als unabhängige Kennlinie (DT, "Definite Time") oder als spezielle wattmetrische abhängige Kennlinie (IDMT, "Inverse Definite Minimum Time") angelegt werden.

Der wattmetrische Erdfehlerschutz reagiert sehr empfindlich auf Stromwandlerfehler. Es wird daher empfohlen, zur Messung des Summenstroms einen Summenstromwandler zu verwenden.

WPWDE enthält eine Blockierfunktion. Falls gewünscht, können die Ausgänge der Funktion, Zeitgeber oder die Funktion selbst gesperrt werden.

4.2.6.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Für WPWDE werden bestimmte Notationen und Definitionen verwendet.
Verlagerungsspannung Uo = (UA+UB+UC)/3 = U_0, wobei U_0 = Verlagerungsspannung
Summenstrom Io = -(IA+IB+IC) = 3×- I_0, wobei I_0 = Summenstrom
Das Minuszeichen (-) wird zum Abgleich der Polarität des berechneten und gemessenen Summenstroms benötigt.

Die Funktionsweise von WPWDE wird mithilfe eines Logikdiagramms beschrieben. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

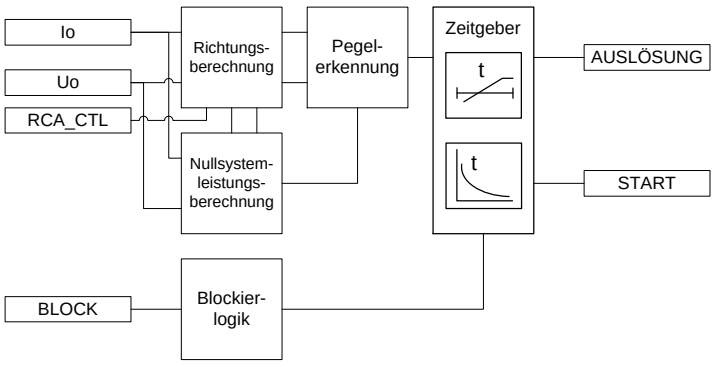


Abb. 195: Funktionsdiagramm

Richtungsbestimmung

Das Modul zur Richtungsbestimmung überwacht den Winkel zwischen der Auslösegröße (Summenstrom Io) und Polarisationsgröße (Verlagerungsspannung Uo). Die Auslösegröße kann über die Einstellung *Io signal Sel* festgelegt werden. Es stehen jeweils die Optionen "Gemessener Io" und "Berechneter Io" zur Auswahl. Die Polarisationsgröße kann über die Einstellung *Pol signal Sel* festgelegt werden. Es stehen die Optionen "Gemessener Uo" und "Berechneter Uo" zur Auswahl. Wenn unter Berücksichtigung der Einstellung *Charakteristischer Winkel* der Winkel zwischen der Auslösegröße und der Polarisationsgröße innerhalb des Auslösebereichs liegt, sendet das Modul ein Aktivierungssignal an die Pegelerkennung. Die Auswahl der gerichteten Funktion erfolgt über die Einstellung *Gerichteter Modus*. Es kann entweder der Betriebsmodus "Vorwärts" oder "Rückwärts" gewählt werden. Die Fehlerrichtung wird auf Grundlage der Phasenwinkeldifferenz zwischen der Auslösegröße Io und der Polarisationsgröße Uo berechnet. Der Wert (WINKEL) ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

In den Zeigerdiagrammen, welche die Funktion WPWDE darstellen, wird die Polarität der Polarisationsgröße (Verlagerungsspannung Uo) umgekehrt. Das Umkehren wird durch das Tauschen der Polarität des Summenstrom-Messkanals umgesetzt (siehe Verbindungsdiagramm im Anwendungshandbuch).

Wenn die Winkeldifferenz zwischen -90° und 0° oder 0° und +90° liegt, wird ein Erdfehler in Vorwärtsrichtung erachtet. Wenn die Winkeldifferenz zwischen -90° und -180° oder +90° und +180° liegt, wird ein Erdfehler in Vorwärtsrichtung erachtet. Die normale Größe eines Bereichs beträgt 180°.

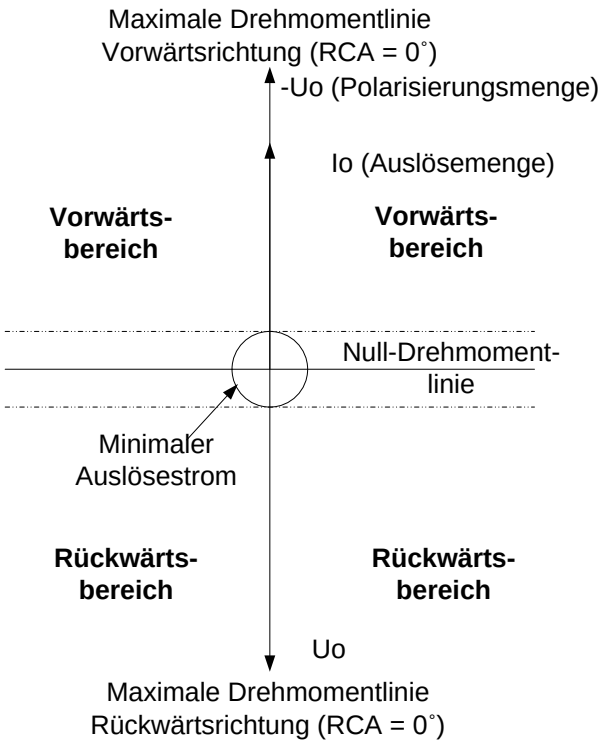


Abb. 196: Definition des charakteristischen Winkels des Relais

Die Phasenwinkeldifferenz wird auf Grundlage der Einstellung *Charakteristischer Winkel* (auch als charakteristischer Relaiswinkel (RCA), Relais-Bezugswinkel (RBA) oder maximaler Drehmomentwinkel (MTA) bezeichnet) berechnet. Die Einstellung *Charakteristischer Winkel* erfolgt basierend auf der im Netz verwendeten Erdungsmethode. Beispielsweise wird im Fall eines nicht geerdeten Netzes für die Einstellung *Charakteristischer Winkel* der Wert -90° gewählt; im Fall eines kompensierten Netzes wird für die Einstellung *Charakteristischer Winkel* der Wert 0° gewählt. Generell wird die Einstellung *Charakteristischer Winkel* so gewählt, dass sie möglichst dem erwarteten Fehlerwinkelwert entspricht, was zu einer maximalen Empfindlichkeit führt. Für *Charakteristischer Winkel* kann ein beliebiger Wert zwischen -179° und +180° gewählt werden. Somit kann der effektive Phasenwinkel (ϕ) für die Berechnung der Nullsystemleistung unter Berücksichtigung des charakteristischen Winkels anhand der Gleichung berechnet werden.

$$\phi = \left(\angle(-Uo) - \angle Io - Charakteristischer\ Winkel\right)$$

(Gleichung 42)

Zudem kann der charakteristische Winkel über das Steuersignal RCA_CTL geändert werden. Der Eingang RCA_CTL wird in kompensierten Netzen eingesetzt, in denen die Kompensationsspule vorübergehend nicht angeschlossen ist. Ist die Spule getrennt, wird das kompensierte Netz isoliert und die Einstellung *Charakteristischer Winkel* muss geändert werden. Dies kann automatisch mit dem Eingang RCA_CTL erfolgen, wodurch -90° zur Einstellung *Charakteristischer Winkel* hinzugefügt werden.

Der Wert (WINKEL_RCA) ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

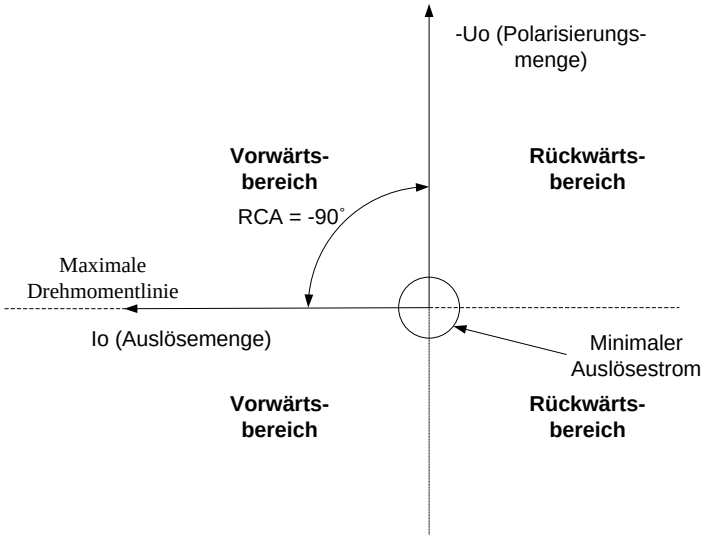


Abb. 197: Definition des charakteristischen Winkels des Geräts, RCA= -90° in einem isolierten Netz

Für die Einstellung *Charakteristischer Winkel* sollte ein positiver Wert gewählt werden, wenn das Auslösesignal dem Polarisationssignal nacheilt. Ein negativer Wert ist zu wählen, wenn das Auslösesignal dem Polarisationssignal vorauseilt.

Art des Netzes	Empfohlener charakteristischer Winkel
Kompensiertes Netz	0°
Nicht geerdetes Netz	-90°

In nicht geerdeten Netzen handelt es sich bei einem charakteristischen Winkel von -90° bei der gemessenen Nullsystemleistung um eine Blindleistung (Leistung in Var).

Die Richtung des Erdfehlers wird zudem unter `FAULT_DIR` angezeigt (verfügbar über das Menüpunkt "Überwachte Daten"). Der Ausgang zeigt "0", wenn kein Fehler erkannt wurde, "1" für vorwärts gerichtete Fehler und "2" für rückwärts gerichtete Fehler.

Die Richtung des Erdfehlers kann nur bei einer ordnungsgemäßen Winkelberechnung ermittelt werden. Wenn die Auslösegröße oder Polarisationsgröße nicht hoch genug ist, ist die Richtungsberechnung nicht zuverlässig. Daher wird die Höhe der Auslösegröße mit der Einstellung *Min Auslösestrom* und die Höhe der Polarisationsgröße mit der Einstellung *Min Auslösespannung* verglichen. Wenn beide

Größen höher sind als der jeweilige Grenzwert, werden ein gültiger Winkel berechnet und das Modul zur Nullsystemleistungsbestimmung aktiviert.

Die Einstellung *Winkelkorrektur* kann eingesetzt werden, um die Selektivität zu verbessern, falls aufgrund von Messwandlern Ungenauigkeiten auftreten. Die Einstellung verkleinert den Auslösesektor. Die Einstellung *Winkelkorrektur* sollte sorgsam gewählt werden, da der Phasenwinkelfehler des Messwandlers mit der angeschlossenen Bürde und mit der Höhe des tatsächlichen gemessenen Primärstroms variiert. Das folgende Beispiel zeigt, wie die *Winkelkorrektur* den Auslösebereich verändert:

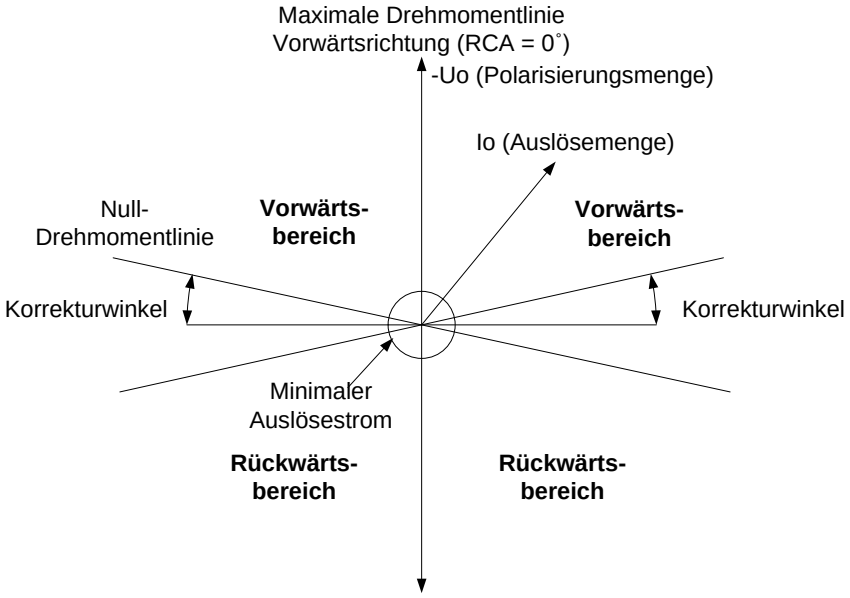


Abb. 198: Definition der Winkelkorrektur

Die Polarität der Polarisationsgröße kann geändert (um 180° gedreht) werden, indem der Parameter *Polarität vertauschen* auf "Wahr" eingestellt oder die Polarität der Zuleitungen für die Verlagerungsspannungsmessung vertauscht wird.

Nullsystemleistungsbestimmung

Das Modul zur Nullsystemleistungsbestimmung berechnet die Höhe der Erdfehler- bzw. Nullsystemleistung 3UoIoCosφ. Der Winkel φ ist der Winkel zwischen der Auslösegröße und der Polarisationsgröße, der mit einem charakteristischen Winkel kompensiert wird. Der Winkelwert stammt vom Modul zur Richtungsbestimmung. Das Modul zur Richtungsbestimmung erlaubt nur eine Nullsystemleistungsbestimmung, wenn die Signalmindestpegel für die Auslöse- und Polarisationsgröße überschritten werden. Bei einer ungültigen Winkelberechnung ist

die ermittelte Nullsystemleistung gleich null. Die Nullsystemleistung (RES_POWER) wird fortlaufend berechnet und über den Menüpunkt "Überwachte Daten" bereitgestellt. Die Leistung wird in Bezug auf die Bemessungsleistung angegeben, die wie folgt berechnet wird: Pr = Ur × Ir. Dabei werden Ur und Ir aus dem eingegebenen Verhältnis zwischen dem eingegebenen Spannungs- und Stromwandler ermittelt. Sie sind außerdem von den Einstellungen *Io signal Sel* und *Uo signal Sel* abhängig.

Pegelerkennung

Die Pegelerkennung vergleicht die Höhe der gemessenen Auslösegröße (Summenstrom Io) und Polarisationsgröße (Verlagerungsspannung Uo) sowie die berechnete Nullsystemleistung mit dem eingestellten *Stromstartwert (×Ir)*, *Spannungsstartwert (×Ur)* bzw. *Leistungsstartwert (×Pr)*. Wenn alle drei Größen die Grenzwerte überschreiten, aktiviert die Pegelerkennung das Zeitgebermodul.

Bei der Berechnung der Einstellwerte für die Pegelerkennung ist zu beachten, dass die Bemessungswerte für Stromstärke, Spannung und Leistung davon abhängen, ob die Erdfehlermessgrößen über einen eigenen Messkanal gemessen oder aus den Leiterstromgrößen berechnet wurden, wie in den Einstellungen *Io signal Sel* und *Uo signal Sel* festgelegt.

Bei Auswahl "Gemessener Io" werden die Bemessungswerte für den primären und sekundären Summenstrom Io aus dem eingegebenen Stromwandlerverhältnis für den Summenstromkanal ermittelt, **Konfiguration/Analogeingänge/Strom (Io,CT)**. Bei Auswahl "Berechneter Io" werden die Bemessungswerte für primär und sekundär aus dem eingegebenen Stromwandlerverhältnis für die Leiterstromkanäle ermittelt, **Konfiguration/Analogeingänge/Strom (3I,CT)**.

Bei Auswahl "Gemessener Uo" werden die Bemessungswerte für die primäre und sekundäre Verlagerungsspannung Uo aus dem eingegebenen Spannungswandlerverhältnis für den Verlagerungsspannungskanal ermittelt, **Konfiguration/Analogeingänge/Spannung (Uo,VT)**. Bei Auswahl "Berechneter Uo" werden die Bemessungswerte für primär und sekundär aus dem eingegebenen Spannungswandlerverhältnis für die Leiterspannungskanäle ermittelt, **Konfiguration/Analogeingänge/Spannung (3U, VT)**.

Bei "Berechneter Uo" müssen alle drei Leiter-Erde-Spannungen am Gerät angeschlossen sein. Uo kann nicht aus den Leiter-Leiter-Spannungen berechnet werden.

Da die Bemessungsleistung das Ergebnis der Multiplikation der Bemessungsstromstärke mit der Bemessungsspannung Pr = Ur × Ir, hängt die Berechnung des Einstellwerts für den Leistungsstartwert (×Pr) davon ab, ob Io und Uo gemessen oder aus den Leiterstromgrößen berechnet wurden.

Tabelle 396: Gemessener und berechneter Io und Uo

	Gemessener Io	Berechneter Io
Gemessener Uo	Pr = (Uo, VT) × (Io, CT)	Pr = (Uo, VT) × (3I, CT)
Berechneter Uo	Pr = (3U, VT) × (Io, CT)	Pr = (3U, VT) × (3I, CT)

Beispiel 1. Io wird mit einem Kabelkern-Stromwandler (100/1 A) gemessen, Uo wird von Spannungswandlern in einer offenen Dreieckschaltung gemessen (20/√3 kV:100/√3 V:100/3 V). In diesem Fall werden "Gemessener IO" und "Gemessener Uo" ausgewählt. Die Bemessungswerte für Summenstrom und Verlagerungsspannung werden aus dem Strom- und Spannungswandlerverhältnis ermittelt.

Summenstrom Io: **Konfiguration/Analogeingänge/Strom (Io, CT)**: 100 A:1 A

Verlagerungsspannung Uo: **Konfiguration/Analogeingänge/Spannung (Uo, VT)**: 11.547 kV:100 V

Summenstromstartwert 1,0 × Ir entspricht dann 1,0 × 100 A = 100 A Primärstrom

Verlagerungsspannungsstartwert 1.0 × Ur entspricht dann 1,0 × 11.547 kV = 11.547 kV Primärspannung

Nullsystemleistungsstartwert 1,0 × Pr entspricht dann 1,0 × 11.547 kV × 100 A = 1154.7 kW Primärleistung

Beispiel 2. Io und Uo werden beide aus Leiterstromgrößen berechnet. Das Stromwandlerverhältnis des Leiters beträgt 100:1 A, das Spannungswandlerverhältnis des Leiters 20/√3 kV:100/√3 V. In diesem Fall werden "Berechneter Io" und "Berechneter Uo" ausgewählt. Die Bemessungswerte für Summenstrom und Verlagerungsspannung werden aus dem Stromwandler- und Spannungswandlerverhältnis ermittelt, das wie folgt eingegeben wird:

Summenstrom Io: **Konfiguration/Analogeingänge/Strom (3I, CT)**: 100 A:1 A

Verlagerungsspannung Uo: **Konfiguration/Analogeingänge/Spannung (3U, VT)**: 20.000 kV:100 V

Summenstromstartwert 1,0 × Ir entspricht dann 1,0 × 100 A = 100 A Primärstrom

Verlagerungsspannungsstartwert 1,0 × Ur entspricht dann 1,0 × 20.000 kV = 20.000 kV Primärspannung

Nullsystemleistungsstartwert 1,0 × Pr entspricht dann 1,0 × 20.000 kV × 100 A = 2000 kW Primärleistung

Wird für die Einstellung *Uo signal Sel* "Berechneter Uo" ausgewählt, ist der Bemessungswert der Verlagerungsspannung Ur immer eine Leiter-Leiter-Spannung. Die maximal gültige Einstellung für den *Verlagerungsspannungsstartwert* beträgt damit 0,577 × Ur, was der vollen Leiter-Erde-Spannung im Primärkreis entspricht.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang `START`. Abhängig vom Wert der Einstellung *Typ Auslösekennlinie* entspricht die Zeitkennlinie unabhängiger Kurve oder wattmetrischer abhängiger Kurve. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den Wert

Auslösezeit in der unabhängigen Zeitkurve oder den in der abhängigen Zeitkurve definierten Maximalwert erreicht, wird der Ausgang AUS (Auslösung) aktiviert. Wenn eine Rückfallsituation auftritt, d. h. ein Fehler plötzlich verschwindet, bevor die Auslöseverzögerung überschritten ist, wird der Rücksetzzustand des Zeitgebers aktiviert. Die Rücksetzzeit ist identisch für beide unabhängige oder Wattmeter abhängige Kurve. Die Rücksetzzeit wird ausschließlich durch die Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* definiert.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden vom Eingang BLOCK und der globalen Einstellung unter **Konfiguration/System/ Blockiermodus** gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Geräte-Programms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren, doch bei aktivierter Blockierung wird der Ausgang AUSLÖSUNG nicht deaktiviert. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Ausgang AUSLÖSUNG blockieren" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang AUSLÖSUNG wird jedoch nicht aktiviert.

4.2.6.5 Zeitkennlinien

Im wattmetrischen abhängigen Zeitmodus wird der Ausgang "AUS (Auslösung)" auf Grundlage der Zeitkennlinien aktiviert:

$$t[s] = \frac{k * P_{ref}}{P_{cal}}$$

(Gleichung 43)

t [s]	Auslösezeit in Sekunden
k	der eingestellte *Zeitmultiplikator*
P_{ref}	die eingestellte *Referenzleistung*
P_{cal}	berechnete Nullsystemleistung

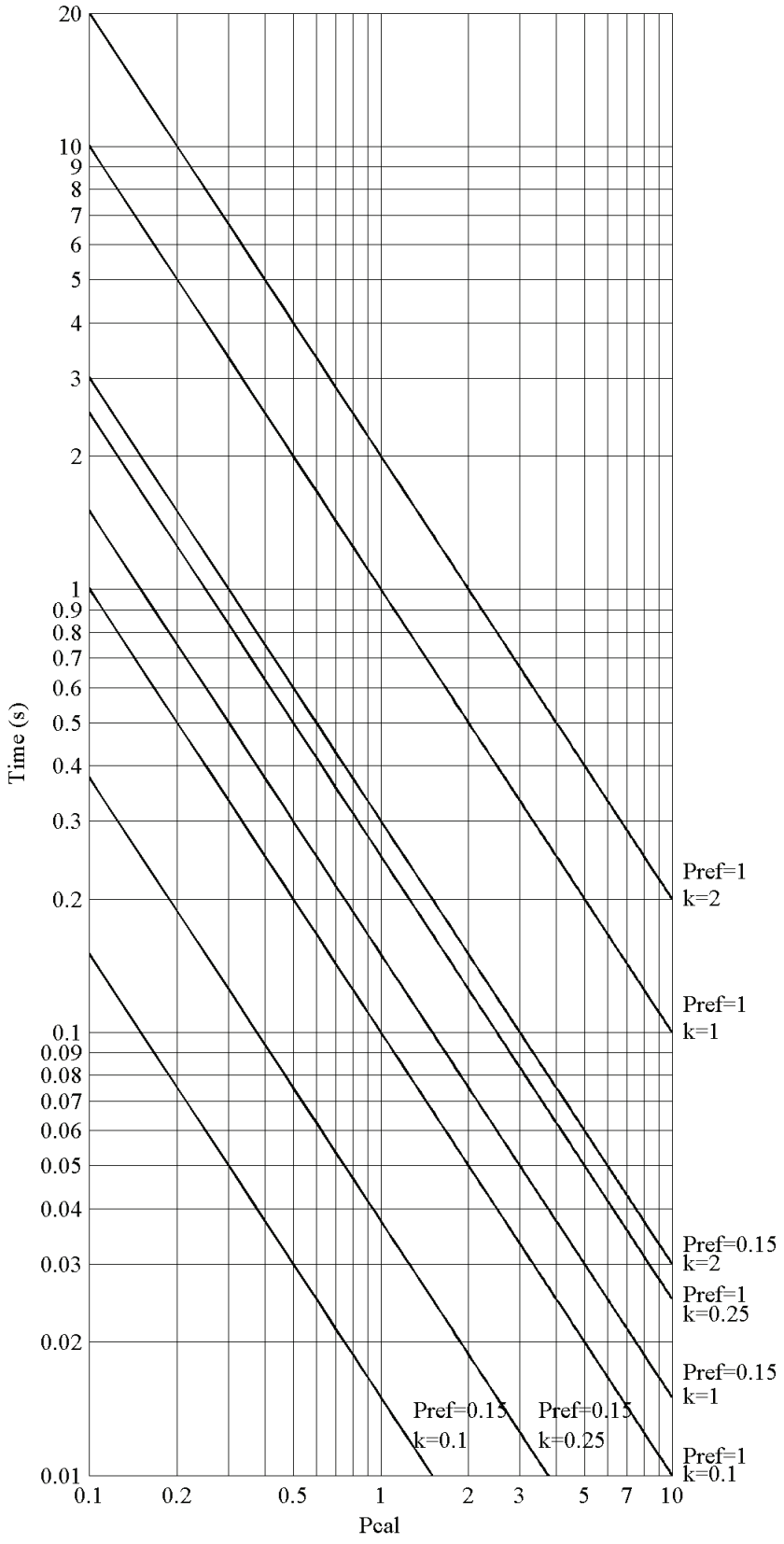

Time (s)
Pcal
20
10
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0.9
0.8
0.7
0.6
0.5
0.4
0.3
0.2
0.1
0.09
0.08
0.07
0.06
0.05
0.04
0.03
0.02
0.01
0.1
0.2
0.5
1
2
3
5
7
10
Pref=1
k=2
Pref=1
k=1
Pref=0.15
k=2
Pref=1
k=0.25
Pref=0.15
k=1
Pref=1
k=0.1
Pref=0.15
k=0.1
Pref=0.15
k=0.25

Abb. 199: Auslösezeitkurven für wattmetrische abhängige Kurve für S_{ref} eingestellt auf 0,15 xPr

4.2.6.6 Messmodi

Die Funktion löst nach drei alternativen Messmodi aus: "RMS", "DFT" und "Spitze-Spitze". Der Messmodus wird über die Einstellung *Messmodus* ausgewählt.

4.2.6.7 Anwendung

Die wattmetrische Methode ist eine der am häufigsten eingesetzten gerichteten Methoden zur Erdfehlererkennung insbesondere in kompensierten Netzen. Die Schutzfunktion nutzt die Nullsystemleistungskomponente 3UoIoCosφ (φ ist der Winkel zwischen der Auslösegröße und der Polarisationsgröße, der mit einem charakteristischen Winkel kompensiert wird).

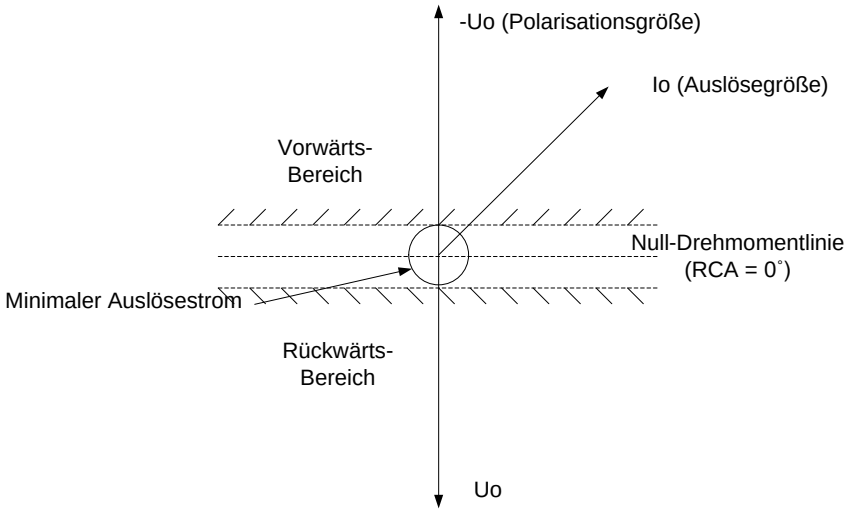


Abb. 200: Charakteristik des wattmetrischen Schutzes

In einem vollständig kompensierten Radialnetz mit zwei Abgängen hängen die Erdfehlerströme vor allem von den Leiter-Erde-Kapazitäten (C_0) der Leitungen im Netz und der Kompensationsspule (L) ab. Wenn die Spule exakt auf die Leiter-Erde-Kapazitäten im Netz abgestimmt ist, besitzt der Fehlerstrom nur eine resistive Komponente. Diese ergibt sich aus dem Widerstand der Spule und der Verteilerleitungen sowie dem System-Ableitwiderstand (R_0). Zur Verstärkung des Fehlerstroms wird oftmals ein Widerstand (R_L) parallel zur Spule geschaltet.

Wenn ein Erdfehler auftritt, wird die Kapazität des fehlerhaften Leiters überbrückt und das Netz ist nicht mehr symmetrisch. Der Fehlerstrom setzt sich aus den Strömen zusammen, die durch die Erdkapazitäten der beiden korrekten Leiter fließen. Das Schutzrelais in der funktionierenden Einspeisung erfasst nur den kapazitiven Strom, der durch seine Erdkapazitäten fließt. Der kapazitive Strom des gesamten Netzes (Summe aller Einspeisungen) wird mit der Spule kompensiert.

Ein typisches Netz mit wattmetrischem Schutz ist ein nicht kompensiertes Netz, in dem der Spulenstrom $I_L = I_{Ctot} - I_{Cfd}$ ist (I_{Ctot} ist der Erdfehlergesamtstrom des Netzes und I_{Cfd} ist der Erdfehlerstrom der funktionierenden Einspeisung).

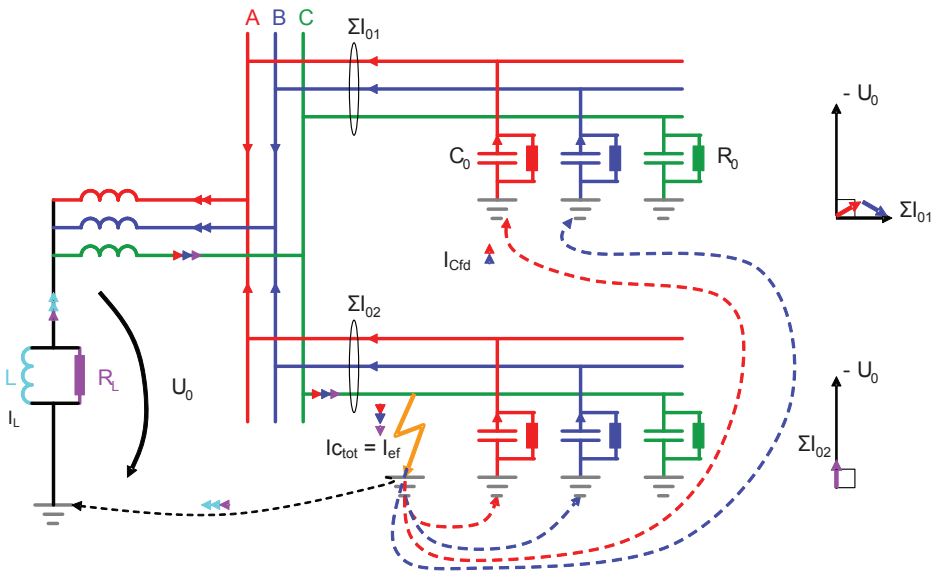


Abb. 201: Typisches kompensiertes Radialnetz mit wattmetrischem Schutz

Die wattmetrische Schutzfunktion wird aktiviert, wenn die Erdfehler-Wirkleistungskomponente den eingestellten Grenzwert überschreitet. Um eine selektive Auslösung sicherzustellen, ist es zudem erforderlich, dass auch der Summenstrom und die Verlagerungsspannung den jeweiligen Grenzwert überschreiten.

Es empfiehlt sich, bei Einsatz der wattmetrischen Methode Kabelumbauwandler/ Ringkernwandler für die Io-Messung zu verwenden. Bei einem niedrigen Übersetzungsverhältnis können beim Stromwandler Genauigkeitsprobleme und selbst eine Verzerrung der Sekundärstromkurve bei einigen Kabelumbauwandlern/ Ringkernwandlern auftreten. Um bei der Fehlerstrommessung eine ausreichende Genauigkeit und letztendlich eine bessere Selektivität des Netzes zu gewährleisten, sollte der Summenstromwandler daher über ein Übersetzungsverhältnis von mindestens 70:1 verfügen. Niedrigere Übersetzungsverhältnisse wie 50:1 oder 50:5 sollten nur gewählt werden, wenn zuvor Phasenverschiebungsfehler und die Stromwandler-Amplitude überprüft werden.

Bei einem ringförmigen oder vernetzten Netz ist der Einsatz des gerichteten wattmetrischen Schutzes nicht ratsam, da die wattmetrische Methode für die Auslösung einen radialen Leistungsfluss erforderlich macht.

Der charakteristische Relaiswinkel muss basierend auf der Sternpunkterdung im Netz gewählt werden. In einem nicht geerdeten Netz, d. h. in einem Netz, das nur über Kapazitäten zwischen den Leitern und der Erde mit der Erde verbunden ist, wird für den charakteristischen Winkel der Wert -90º gewählt.

In kompensierten Netzen kompensieren der kapazitive Fehlerstrom und der induktive Resonanzspulenstrom einander, d. h., der Fehlerstrom ist hauptsächlich resistiv und weist keine Phasenverschiebung gegenüber der Verlagerungsspannung auf. In solchen Netzen wird ein charakteristischer Winkel von 0º gewählt. Der Pegel einer aktiven Komponente ist oft niedrig und muss über einen parallel zur Kompensationsspule geschalteten Widerstand erhöht werden. In Netzen mit einer niederohmigen Erdung des Sternpunktes ist der charakteristische Winkel ebenfalls stets 0°.

Da die Amplitude des Summenstroms unabhängig vom Fehlerort ist, wird die Selektivität des Erdfehlerschutzes mittels Zeitkoordinierung erreicht.

Ein wattmetrischer Schutz bietet die Möglichkeit zur Nutzung der dedizierten AMZ-Charakteristiken. Diese sind anwendbar in großen hochohmig geerdeten Netzen mit einem großen kapazitiven Erdfehlerstrom.

In einem Netz mit einer niederohmigen Erdung wird ein mittelgroßer Sternpunkt-Widerstand verwendet. Ein solcher Widerstand sorgt für eine resistive Erdfehlerstromkomponente von 200 bis 400 A bei einem gravierenden Erdfehler. In einem derartigen Netz bietet der Nullsystemleistungsrichtungsschutz bessere Möglichkeiten zur Selektivität mittels stromabhängiger Leistungs-Charakteristiken.

4.2.6.8 Signale

Tabelle 397: WPWDE Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
Io	SIGNAL	0	Summenstrom
Uo	SIGNAL	0	Verlagerungsspannung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus
RCA_CTL	BOOLEAN	0=False	Gerätecharakteristische Winkelkontrolle

Tabelle 398: WPWDE Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
START	BOOLEAN	Start

4.2.6.9 Einstellungen

Tabelle 399: WPWDE Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Gerichteter Modus	2=Vorwärts 3=Rückwärts			2=Vorwärts	Gerichteter Modus
Stromstartwert	0,010...5,000	xIr	0,001	0,010	Min Auslöse-Summenstrom für Fehlerrichtungsentscheidung
Spannungs-Startwert	0,010...1,000	xUr	0,001	0,010	Startwert für Verlagerungsspannung
Aufstart-Wert	0,003...1,000	xPr	0,001	0,003	Start value for residual active power
Referenzleistung	0,050...1,000	xPr	0,001	0,150	Referenzwert der Nullsystemleistung der wattmetrischen abhängigen Kennlinien
Charakt. Winkel	-179...180	Grad	1	-90	Charakt. Winkel
Zeitmultiplikator	0,05...2,00		0,01	1,00	Zeitmultiplikator der wattmetrischen abhängigen Kennlinien
Typ Auslösekennlinie	5=unabhängige (ANSI) Zeit 15=unabhängige (IEC) Zeit 20=WattMetr. IDMT			15=unabhängige (IEC) Zeit	Auswahl des Zeitverzögerungskurventyps
Auslöseverzögerung	60...200000	ms	10	60	Auslöseverzögerung für unabhängige

Tabelle 400: WPWDE Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein

Tabelle 401: WPWDE Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Messmodus	1=RMS 2=DFT 3=Spitzenwert			2=DFT	Wähle verwendeten Messmodus für Strom
Korrekturwinkel	0,0...10,0	Grad	0,1	2,0	Winkelkorrektur
Min Auslösestrom	0,010...1,000	xIr	0,001	0,010	Minimaler Auslösestrom
Min Auslösespannung	0,01...1,00	xUr	0,01	0,01	Minimale Auslösespannung
Rückfallzeitverzögerung	0...60000	ms	1	20	Rückfallzeitverzögerung
Polarität vertauschen	0=False 1=True			0=False	Drehende Polarisationsgröße
Io signal Sel	1=Gemessen Io 2=Berechnet Io			1=Gemessen Io	Auswahl für das verwendete Io Signal
Uo signal Sel	1=Gemessen Uo 2=Berechnet Uo			1=Gemessen Uo	Auswahl für das verwendete Polarisationssignal

4.2.6.10 Überwachte Daten

Tabelle 402: WPWDE Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
FAULT_DIR	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts 3=Beides		Erkannte Fehlerrichtung
START_DAU	FLOAT32	0,00...100,00	%	Verhältnis von Startzeit / Auslösezeit
RICHTUNG	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts 3=Beides		Richtungsinformation
WINKEL	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Winkel zwischen Polarisations- und Betriebsmenge
WINKEL_RCA	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Winkel zwischen Betriebs- und charakteristischem Winkel
RES_POWER	FLOAT32	-160,000...160,000	xPr	Berechnete Null-Wirkleistung
WPWDE	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

4.2.6.11 Technische Daten

Tabelle 403: WPWDE Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz
	Strom- und Spannung: ±1,5% des eingestellten Wertes oder ±0,002 × I_n Leistung: ±3% des eingestellten Wertes oder ±0,002 × P_n
Anregezeit [1)2)]	Üblicherweise 63 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Ansprechzeitgenauigkeit im IDMT-Modus	±5,0% des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	-50 dB bei f = n × f_n, wenn n = 2,3,4,5,..

1) Io während des Tests variiert, Uo = 1,0 × U_n = Leiter-Erde-Spannung während eines Erdfehlers in kompensiert oder nicht-geerdeten Netzen, der Wert der Blindleistung vor dem Fehler = 0,0 pu, f_n = 50 Hz, Ergebnisse basierend auf der statistischen Verteilung bei 1000 Messungen
2) Berücksichtigt die Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.2.6.12 Technische Änderungshistorie

Tabelle 404: DARREC Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Die Gleichung für die Nullsystemleistungsbestimmung wurde aktualisiert: Po = 3UoIoCosϕ. Bisherige Gleichung: Po = UoIoCosϕ. Diese Änderung wirkt sich auf die Definition des Leistungsstartwerts aus. Die frühere Gleichung wird in 615 Ver. 4.0 mit SW-Revision 4.0 und 615 Ver.4.0 FP1 mit SW-Revision 4.1 verwendet. Alle neueren Versionen der 615 Serie enthalten die aktualisierte Gleichung.
C	Interne Verbesserung.

4.2.7 Stator-Erdfehlerschutz basierend auf 3. Oberschwingung (H3EFPSEF)

4.2.7.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Stator-Erdfehlerschutz, basierend auf 3. Oberschwingung	H3EFPSEF	dUo>/Uo3H	27/59THD

4.2.7.2 Funktionsblock

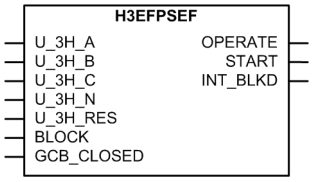


Abb. 202: Funktionsblock

4.2.7.3 Funktion

Der Stator-Erdfehlerschutz basierend auf der 3. Oberschwingung (H3EFPSEF) wird zur Erkennung eines Stator-Erdfehlers direkt am Sternpunkt und bis zu 15...20 % vom Sternpunkt entfernt in der Statorwicklung verwendet. H3EFPSEF vergleicht die Spannungen der 3. Oberschwingung, die vom Generator erzeugt werden, auf der Sternpunkt- und Anschlussseite des Generators, um Erdfehler zu erkennen.

H3EFPSEF bietet zwei alternative Schutzmethoden:

- Differenz der 3. Oberschwingungs-Komponente, gemessen auf der Sternpunkt- und Anschlussseite
- Unterspannung der 3. Oberschwingung auf der Sternpunktseite

H3EFPSEF löst gemäß der unabhängigen Zeitcharakteristik (DT) aus.

H3EFPSEF enthält eine Blockierfunktion. Beim Blockieren werden alle Ausgänge deaktiviert und die Zeitgeber zurückgesetzt.

4.2.7.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion des Stator-Erdfehlerschutzes basierend auf der 3. Oberschwingung kann im nachfolgenden Logikdiagramm erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

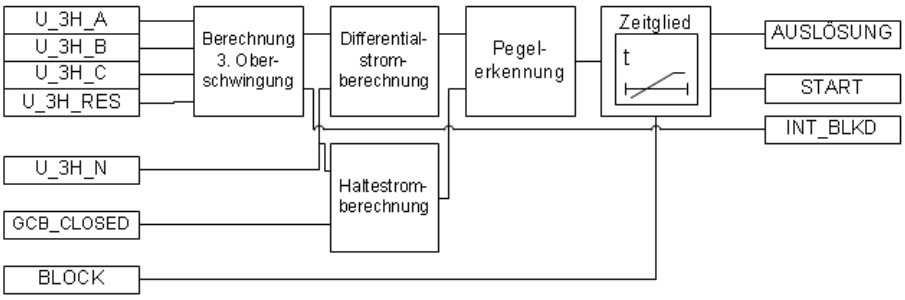


Abb. 203: Logikdiagramm

Berechnung der 3. Oberschwingung (Anschlussseite)

Bei der Berechnung der 3. Oberschwingung werden die Höhe und der Phasenwinkel der Spannung der 3. Oberschwingung an der Generatorklemme $\bar{U}_{3H_T}$ berechnet. Die Berechnung der Spannung der 3. Oberschwingung hängt vom Vorhandensein der angeschlossenen Spannung ab und wird durch die Einstellung *Spannungsauswahl* spezifiziert.

- Für die Einstellung *Spannungsauswahl* wird "Keine Spannung" gewählt, wenn auf der Anschlussseite keine Leiter-Erde-Spannungen verfügbar sind. Selbst wenn nur Leiter-Leiter-Spannungen verfügbar sind, wird für die Einstellung *Spannungsauswahl* die Option "Keine Spannung" gewählt, da Leiter-Leiter-Spannungen keine 3. Oberschwingungs der Nullsystemkomponente enthalten. Bei *Spannungsauswahl* auf "Keine Spannung" erfolgt der Erdfehlerschutz basierend auf der 3. Oberschwingung als sternpunktseitiger Unterspannungsschutz für die 3. Oberschwingung.
- Für die Einstellung *Spannungsauswahl* wird "Gemessene ResU" gewählt, wenn die anschlussseitige Spannung von einer offenen Dreieckschaltung des Spannungswandlers eingespeist wird. In diesem Fall ist die anschlussseitige

Spannung der 3. Oberschwingung $\bar{U}_{3H_T}$ identisch mit der gemessenen Spannung der offenen Dreieckschaltung $\bar{U}_{3H_RES}$. Dies ist die empfohlene Option zur Berechnung der anschlussseitigen Spannung der 3. Oberschwingung.

$$\overline{U}_{3H_T} = \overline{U}_{3H_RES}$$

(Gleichung 44)

- Für die Einstellung *Spannungsauswahl* wird die Option "Berechnete ResU" gewählt, wenn alle drei Leiter-Erde-Spannungen verfügbar sind. In diesem Fall wird die anschlussseitige Spannung der 3. Oberschwingung als ein Zeigerdurchschnitt der Spannung der 3. Oberschwingung an allen drei Leiter berechnet.

$$\overline{U}_{3H_T} = \frac{1}{3} \times (\overline{U}_{3H_A} + \overline{U}_{3H_B} + \overline{U}_{3H_C})$$

(Gleichung 45)

- Wenn nur eine Leiter-Erde-Spannung verfügbar ist, wird für *Spannungsauswahl* die entsprechend verfügbaren Leiter gewählt ("Leiter L1", "Leiter L2" oder "Leiter L3"). In diesem Fall wird angenommen, dass die Höhe der anschlussseitigen Spannung der 3. Oberschwingung gleich der Spannung der 3. Oberschwingung an dem verfügbaren Leiter ist.

$$\overline{U}_{3H_T} = \overline{U}_{3H_A} \text{ or } \overline{U}_{3H_B} \text{ or } \overline{U}_{3H_C}$$

(Gleichung 46)

Die Funktion ist intern blockiert, wenn die Höhe der berechneten $\bar{U}_{3H_T}$ kleiner ist als der eingestellte *Wert für Spgs.-block*. Dies aktiviert auch den Ausgang `INT_BLKD`.

Differenzialberechnung

Die Amplitude der Differenzspannung der 3. Oberschwingung kann anhand folgender Gleichung berechnet werden:

$$UD_{3H} = \left| \overline{U}_{3H_T} + \overline{U}_{3H_N} \right|$$

(Gleichung 47)

UD_{3H} Höhe der Differenzspannung der 3. Oberschwingung

$\bar{U}_{3H_T}$ Zeiger der Spannung der 3. Oberschwingung auf der Anschlussseite

$\bar{U}_{3H_N}$ Zeiger der Spannung der 3. Oberschwingung auf der Sternpunktseite

Die Höhe der Differenzspannung der 3. Oberschwingung `UD_3H` und die Phasenwinkeldifferenz zwischen der anschlussseitigen und sternpunktseitigen Spannung der 3. Oberschwingung `U_3HANGL_T_N` sind über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Berechnung der Vorspannung

Die Amplitude der Stabilisierungsspannung der 3. Oberschwingung kann anhand folgender Gleichung berechnet werden:

$$UB_{3H} = Beta \times \left| \overline{U}_{3H_N} \right|$$

(Gleichung 48)

UB_{3H} Höhe der Vorspannung der 3. Oberschwingung

Beta Einstellwert zur Erlangung des erforderlichen Schutzgrads im Normalzustand

$\bar{U}_{3H_N}$ Zeiger der Spannung der 3. Oberschwingung auf der Sternpunktseite

Die Formel zur Berechnung der Vorspannung der 3. Oberschwingung in Gleichung 48 gilt unter allen Betriebsbedingungen, wenn kein Generatorschalter zwischen Generator und Transformator vorhanden ist. Wird hingegen ein Generatorschalter verwendet, muss die Empfindlichkeit der Schutzfunktion reduziert werden, wenn er geöffnet ist. Der Einsatz des Generatorschalters wird durch Setzen der Einstellung *Generator-LS verwendet* auf "Ja" festgelegt. Die geöffnete Stellung des LS wird ermittelt, wenn der Binäreingang `LS_GESCHLOSSEN` auf FALSCH gesetzt ist.

Mit dem Generatorschalter in geöffneter Stellung desensibilisiert die Funktion den Schutz durch Multiplikation des *Beta*-Einstellwertes mit dem konstant eingestellten *Faktor CB offen*.

$$UB_{3H} = CB\ open\ factor \times Beta \times \left| \overline{U}_{3H_N} \right|$$

(Gleichung 49)

Die sternpunktseitige Spannung der 3. Oberschwingung wird mithilfe eines Spannungswandlers zwischen Generatorsternpunkt und Erde gemessen. Die Höhe der Vorspannung der 3. Oberschwingung `UB_3H` ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Pegelerkennung

Bei der Differentialschutzmethode basierend auf der 3. Oberschwingung vergleicht die Pegelerkennung die Differenzspannung der 3. Oberschwingung mit der Vorspannung der 3. Oberschwingung. Wenn die Differenzspannung die Vorspannung übersteigt, sendet das Modul ein Aktivierungssignal zum Start des Zeitgebers.

Wenn die Klemmenspannung nicht verfügbar ist, d. h. *Spannungsauswahl* ist auf "Keine Spannung" eingestellt, vergleicht das Modul die sternpunktseitige Spannung der 3. Oberschwingung `U_3H_N` mit der eingestellten *Spannung N 3.H Lim*.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang `START`. Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den über *Auslöseverzögerung* festgelegten Wert erreicht, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert. Wenn der Fehler verschwindet, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Wert erreicht, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang `START` wird deaktiviert.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Der binäre Eingang BLOCK kann zum Blockieren der Funktion verwendet werden. Durch das Aktivieren des Eingangs BLOCK werden alle Ausgänge deaktiviert und die internen Zeitgeber rückgesetzt.

4.2.7.5 Anwendung

Mechanische und thermische Belastungen beeinflussen die Isolierung der Statorwicklung negativ, was es zu einem Erdfehler zwischen Wicklung und Statorkern führen kann.

Die Fehlerstromstärke im Fall eines Stator-Erdfehlers hängt von der Art der Erdung ab. In den meisten Ländern ist es üblich, Generatoren am Sternpunkt über einen Widerstand zu erden. Der Widerstand wird so gewählt, dass er den Erdfehlerstrom auf 5 bis 10 A begrenzt. Zu diesem Zweck kann auch ein einpoliger Spannungswandler zwischen Sternpunkt und Erde und ein entsprechender Widerstand an der Sekundärseite des Transformators angeschlossen werden.

Unter normalen Betriebsbedingungen, d. h. ohne Erdfehler beträgt die Verlagerungsspannung annähernd Null und es fließt kein Nullsystemstrom im Generator. Bei einem Leiter-Erde-Fehler steigt die Verlagerungsspannung an und der Strom fließt durch den Sternpunkt. Der einfachste Weg, um die Statorwicklung vor einem Erdfehler zu schützen, ist der Einsatz eines Erdfehler-Überspannungsschutzes (oder Erdfehler-/Sternpunkt-Überstromschutzes). Bestenfalls können diese Systeme jedoch nur 95 % der Statorwicklung schützen. 5 % des Sternpunktes bleiben ungeschützt. Der Grund hierfür ist, dass die in der fehlerhaften Wicklung erzeugte Spannung abnimmt, je näher die Fehlerstelle am Sternpunkt liegt. Ab einem bestimmten Punkt reicht die Spannung dann nicht mehr zur Auslösung der Schutzfunktion aus. Im ungünstigsten Fall erstreckt sich diese Blindzone bis zu 20 % vom Sternpunkt.

Ein Erdfehler nahe des Sternpunktes ist nicht gefährlich, aber ein unerkannter Fehler kann zu einem Wicklungsfehler oder Leiter-Leiter-Fehler führen. Zudem überbrückt ein unerkannter Erdfehler nahe des Sternpunktes die hochohmige Erdung, sodass ein weiterer Erdfehler auf der Anschlussseite zu einer katastrophalen Situation führen würde.

Daher ist es wichtig, dass der Schutz 100 % der Wicklung umfasst. Der Schutz basierend auf der Spannung der 3. Oberschwingung ist eine effektive Funktion zum Schutz vor einem Erdfehler direkt am Sternpunkt und bis zu 15...20 % vom Sternpunkt entfernt in der Statorwicklung.

Für einen vollständigen Stator-Erdfehlerschutz sollten immer zwei Schutzfunktionen parallel eingesetzt werden.

- Grundfrequenzbasierter Verlagerungsspannungs-Überspannungsschutz ROVPTOV
- Schutz basierend auf der Spannung der 3. Oberschwingung H3EFPSEF

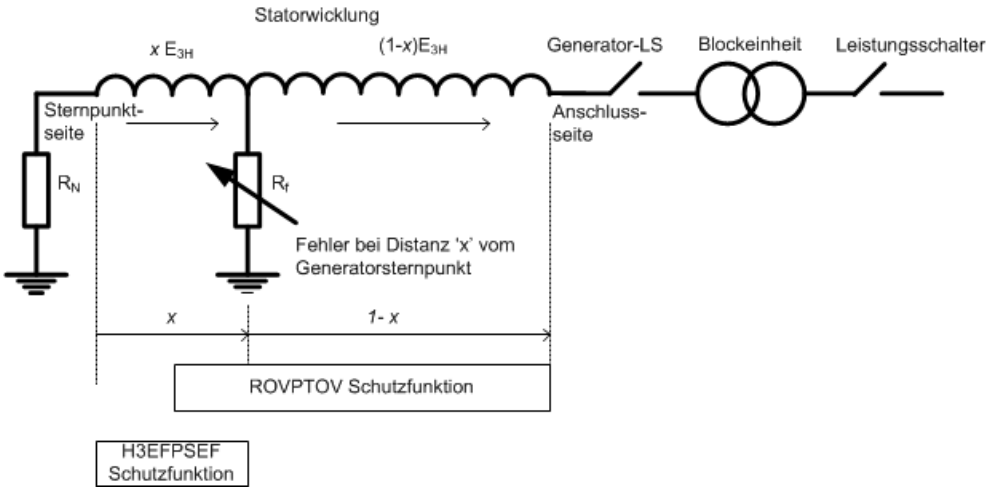


Abb. 204: Vollständiger Stator-Erdfehlerschutz

Differentialschutz basierend auf der Spannung der 3. Oberschwingung

Die von einem Generator erzeugte Spannung ist nicht perfekt sinusförmig, sondern enthält Oberschwingungsspannungen (Triple-N Harmonics). Diese Oberschwingungsspannungen (Triple-N Harmonics) treten in jedem Leiter mit derselben Höhe und demselben Winkel auf, weswegen sie sich nicht zu Null addieren und auf der Sternpunktseite des Generators als eine Nullsystemgröße auftreten. Von all den erzeugten Oberschwingungsspannungen (Triple-N Harmonics) hat die Spannung der 3. Oberschwingung den höchste Wert mit 1-10 % der Klemmenspannung, je nach Generatorbauweise. Die Höhe der 3. Oberschwingung auf der Sternpunktseite und Anschlussseite hängt bei einem Generator aber auch von der erzeugten Wirkleistung ab.

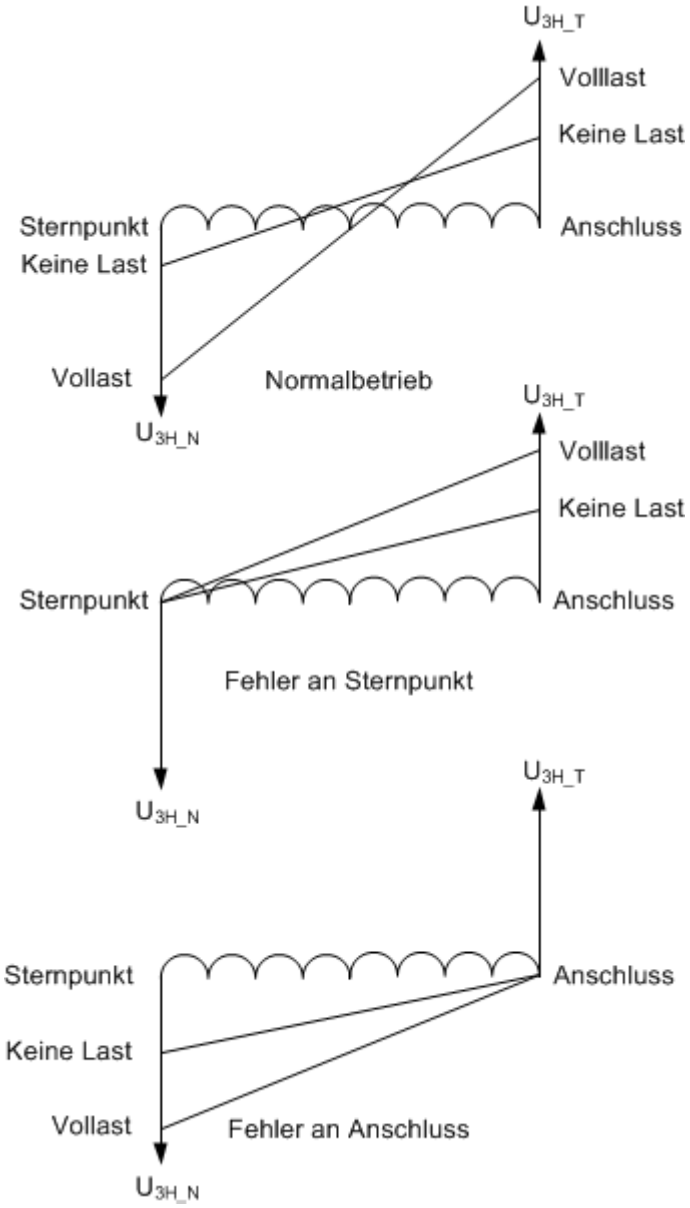


Abb. 205: Typisches Beispiel einer Spannung der 3. Oberschwingung gemessen am Generatorsternpunkt und an den Klemmen bei unterschiedlichen Bedingungen

Die Schutzfunktion wird durch folgende Gleichung beschrieben.

$$\left|\bar{U}_{3H_T} + \bar{U}_{3H_N}\right| - Beta \times \left|\bar{U}_{3H_N}\right| = 0$$

(Gleichung 50)

Die Spannungen der 3. Oberschwingung $\bar{U}_{3H_T}$ und $\bar{U}_{3H_N}$ sind Zeiger mit Real- und Imaginärteil. $\bar{U}_{3H_T}$ geht fast in die entgegengesetzte Richtung wie $\bar{U}_{3H_N}$, jedoch hängt der tatsächliche Winkel im Normalzustand (kein Fehler) zwischen den beiden

Zeigern von der Art der Generatorerdung ab. Beispielsweise beträgt der Winkel bei einem hochohmig geerdeten Generator ca. 145°.

Die Gleichung legt den "Auslöse"- und "Rückhalte"-Bereich der Schutzfunktion fest. Der Differentialschutz basierend auf der 3. Oberschwingung arbeitet nach folgender Gleichung:

$$\left|\bar{U}_{3H_T} + \bar{U}_{3H_N}\right| \geq Beta \times \left|\bar{U}_{3H_N}\right|$$

(Gleichung 51)

$\bar{U}_{3H_N}$	Zeiger der Spannung der 3. Oberschwingung auf der Sternpunktseite
$\bar{U}_{3H_T}$	Zeiger der Spannung der 3. Oberschwingung auf der Anschlussseite
Beta	Einstellwert zur Erlangung des erforderlichen Schutzgrads im Normalzustand
$\lvert\bar{U}_{3H_T}+\bar{U}_{3H_N}\rvert$	Höhe der Differenzspannung der 3. Oberschwingung
$Beta \cdot \lvert\bar{U}_{3H_N}\rvert$	Höhe der (Rückhalte-)/Vorspannung der 3. Oberschwingung

Der Faktor *Beta*, der ein Einstellwert ist, kann anhand der Betriebsbedingung bestimmt werden.

$$\frac{Beta \times \left|\bar{U}_{3H_N}\right|}{\left|\bar{U}_{3H_T} + \bar{U}_{3H_N}\right|} = K$$

(Gleichung 52)

K ist der Sicherheitsfaktor, z. B. K = 1,5. Gleichung 52 muss im Normalzustand ohne Fehler des geschützten Generators erfüllt sein, wobei der Wert für K hoch genug sein muss, damit keine unerwartete Auslösung zu erwarten ist, unabhängig von der Generatorlast.

Um einen zuverlässigen Schutz sicherzustellen, ist es notwendig, dass der Generator eine Spannung der 3. Oberschwingung erzeugt, die mindestens 1 % der Bemessungsspannung des Generators beträgt.

Da Leiter-Leiter-Spannungen keine 3. Oberschwingung aufweisen, funktioniert der Differentialschutz in Gleichung 52 nicht, wenn die Spannungswandler auf der Anschlussseite zwischen Leiter und Leiter verbunden sind. In einem solchen Fall ist für die Einstellung *Spannungsauswahl* die Option "Keine Spannung" gewählt, und H3EFPSEF arbeitet als ein einfacher sternpunktseitiger Unterspannungsschutz basierend auf der 3. Oberschwingung.

Wenn H3EFPSEF nur als ein sternpunktseitiger Unterspannungsschutz fungiert, ist es erforderlich, die Funktion während des Anlaufens und Abschaltens des Generators sowie bei ungenügender Spannung zu blockieren.

Berechnung des Beta-Werts

Die Einstellung *Beta* bestimmt den als Vorspannungsgröße verwendeten Anteil der Spannung der 3. Oberschwingung am Generatorsternpunkt. *Beta* muss so gewählt sein, dass kein Risiko einer Auslösung im normalen, fehlerfreien Betrieb des Generators besteht. Wenn *Beta* hoch eingestellt ist, begrenzt dies den vom Schutz erfassten Bereich der Statorwicklung. In den meisten Fällen sorgt die Standardeinstellung "3,00" für eine angemessene Empfindlichkeit für Erdfehler nahe des Sternpunktes in der Statorwicklung. Um eine bestmögliche Schutzfunktion zu erhalten, sind während der Inbetriebnahme Messungen im Normalbetrieb des Generators durchzuführen.

1. Der Wert für *Beta* muss auf "1,00" eingestellt werden.
2. Die Lastaufnahme des Generators erfolgt in 5 bis 10 verschiedenen Laststufen, bei denen die Differenzspannung der 3. Oberschwingung sowie die Vorspannung gemessen werden. Beide Größen können über den Menüpunkt "Überwachte Daten" der Funktion abgerufen werden.
3. Ein Diagramm mit der Differenz- und Vorspannung als Lastfunktionen muss erstellt werden.
4. Auf Grundlage dieses Diagramms muss ein *Beta*-Einstellwert gewählt werden, bei dem die Vorspannung selbst unter ungünstigsten Bedingungen mindestens 30 bis 50 % über der Differenzspannung liegt.

Der Winkel zwischen den Zeigern der Spannung der 3. Oberschwingung $\bar{U}_{3H_T}$ und $\bar{U}_{3H_N}$ beträgt 150°, und mit dem *Beta*-Einstellwert "1,0" sorgt die Schutzfunktion für eine Stabilitätstoleranz von 25 %. Der Wert für *Beta* muss erhöht werden, wenn die Stabilität des Schutzes vergrößert werden soll. Der empfohlene Wert für *Beta* ist mindestens "1,2".

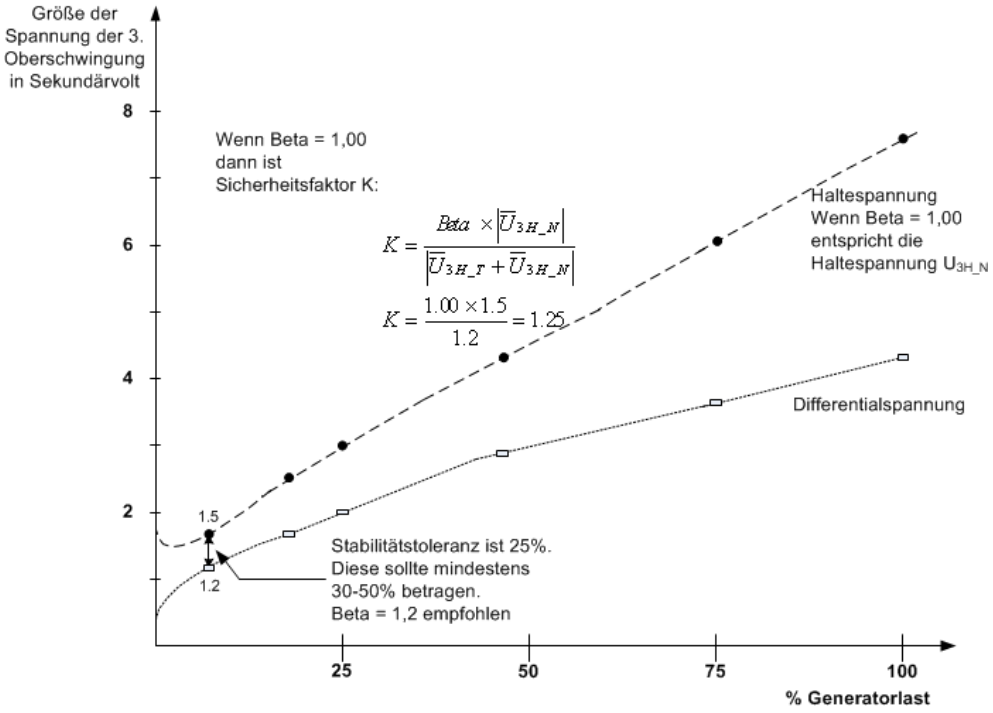


Abb. 206: Typisches Beispiel für den Verlauf von Vorspannung und Differenzspannung bei einer Änderung der aktiv erzeugten Last (der Winkel zwischen der anschlussseitigen und sternpunktseitigen Spannung der 3. Oberschwingung beträgt 150°)

Berechnung des Faktors CB offen

Einer der weniger relevanten Faktoren zur Festlegung der Höhe der erzeugten Spannung der 3. Oberschwingung ist die Generatorklemmen-Kapazität. Wenn kein Generatorschalter vorhanden ist, ist die kapazitive Kopplung zur Erde unter allen Betriebsbedingungen gleich. Normalerweise existiert jedoch zwischen dem geschützten Generator und seinem Transformator ein Generatorschalter.

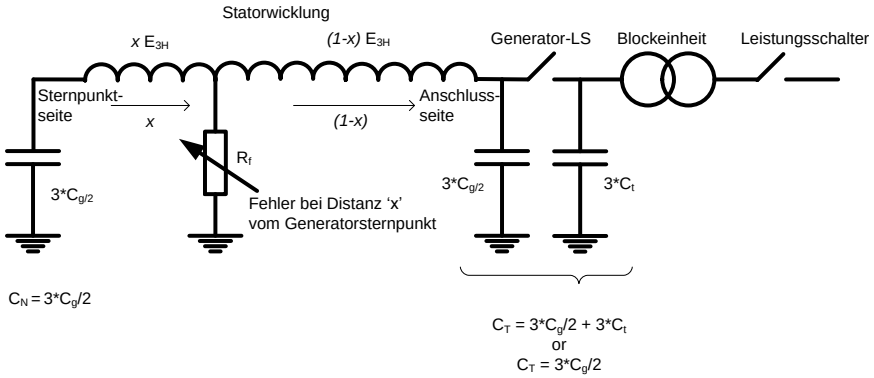


Abb. 207: Kapazitäten auf der Anschlussseite und Sternpunktseite des Generators

C_g Leiterkapazität der Statorwicklungen des Generators

C_t Gesamte externe Leiterkapazität des Systems, vom Generator aus gesehen

C_N Konzentrierte Leiter-Erde-Kapazität der Statorwicklungen des Generators, zwischen dem Punkt des Erdfehlers und dem Generatorsternpunkt

C_T Konzentrierte Leiter-Erde-Kapazität der Statorwicklungen des Generators, zwischen der Anschlussseite des Generators und dem Punkt des Erdfehlers

Wenn ein Generatorschalter vorhanden ist, variiert die kapazitive Kopplung zur Erde je nach Betriebsbedingung, wenn der Generator mit geöffnetem Generatorschalter (vor der Synchronisierung) und geschlossenem Generatorschalter betrieben wird.

Bei geöffnetem Generatorschalter ist die Gesamtkapazität kleiner als unter normalen Betriebsbedingungen. Das heißt, dass die sternpunktseitige Spannung der 3. Oberschwingung gegenüber der normalen Betriebsbedingung geringer ist. Daher ist es notwendig, die Empfindlichkeit der Schutzfunktion zu verringern. Mit dem Generatorschalter in geöffneter Stellung desensibilisiert H3EFPSEF den Schutz durch Multiplikation des *Beta*-Einstellwertes mit dem konstant eingestellten *Faktor CB offen*.

$$\left|\overline{U}_{3H_T} + \overline{U}_{3H_N}\right| \geq \text{CB open factor} \times \text{Beta} \times \left|\overline{U}_{3H_N}\right|$$

(Gleichung 53)

Die Einstellung *Faktor CB offen* wird während der Inbetriebnahme bezogen.

1. Für einen bestimmten Wert von *Beta* wird die sternpunktseitige Spannung der 3. Oberschwingung mit dem Generator ohne Last bei geschlossenem Generatorschalter gemessen.
2. Unter derselben Bedingung wird die sternpunktseitige Spannung der 3. Oberschwingung bei offenem Leistungsschalter gemessen.
3. *Faktor CB offen* sollte gleich dem Verhältnis der sternpunktseitigen Spannung der 3. Oberschwingung bei geschlossenem und geöffnetem Leistungsschalter eingestellt werden.

4.2.7.6 Signale

Tabelle 405: H3EFPSEF Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
U_3H_L1	SIGNAL	0	3. Oberschwingung von Leiter L1 Spannung
U_3H_L2	SIGNAL	0	3. Oberschwingung von Leiter L2 Spannung
U_3H_L3	SIGNAL	0	3. Oberschwingung von Leiter L3 Spannung
U_3H_N	SIGNAL	0	3. Oberschwingung der Sternpunktspannung
U_3H_RES	SIGNAL	0	3. Oberschwingung der Verlagerungsspannung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus
GLS_GESCHLOSSEN	BOOLEAN	0=False	Generator-LS in Stellung geschlossen

Tabelle 406: H3EFPSEF Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
START	BOOLEAN	Start
INT_BLKD	BOOLEAN	Intern blockierter Schutz

4.2.7.7 Einstellungen

Tabelle 407: H3EFPSEF Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Beta	0,50...10,00		0,01	3,00	Anteil der sternpunktseitigen 3. Oberschwingung, der als Stabilisierung verwendet wird
Spannung N 3.H Lim	0,005...0,200	xUn	0,001	0,010	Startwert für 3. Oberschwingung Verlagerungsüberspannungsschutz
Auslöseverzögerung	20...300000	ms	10	20	Auslöseverzögerung

Tabelle 408: H3EFPSEF Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Spannungsauswahl	1=Keine Spannung 2=Gemessen Uo 3=Berechnet Uo 4=Leiter L1 5=Leiter L2 6=Leiter L3			2=Gemessen Uo	Typ der verfügbaren Spannungsverbindung am Generatorterminal
LS-Aus-Faktor	1,00...10,00		0,01	1,00	Multiplikationsfaktor für Beta, wenn LS im Zustand "Aus" ist

Tabelle 409: H3EFPSEF Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein

Tabelle 410: H3EFPSEF Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Wert für Spgs.-block	0,010...0,100	xUn	0,001	0,010	Untere Grenze für Blockierung für 3. Oberschwingung Differentialschutz
Verwendeter Generator-LS	0=Nein 1=Ja			0=Nein	Gibt an, ob der Generator-Leistungsschalter vorhanden ist
Rückfallzeitverzögerung	0...60000	ms	1	20	Rückfallzeitverzögerung

4.2.7.8 Überwachte Daten

Tabelle 411: H3EFPSEF Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
START_DAU	FLOAT32	0,00...100,00	%	Verhältnis von Startzeit / Auslösezeit
UD_3H	FLOAT32	0,00...40,00	xUn	3. Oberschwingung Differentialspannungsamplitude
UB_3H	FLOAT32	0,00...40,00	xUn	3. Oberschwingung Haltespannungsamplitude
U_3H_T	FLOAT32	0,00...40,00	xUn	Klemmenseitige 3. Oberschwingung Spannungsamplitude
U_3H_N	FLOAT32	0,00...40,00	xUn	Sternpunktseitige 3. Oberschwingung Spannungsamplitude

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
U_3H_N	FLOAT32	0,00...40,00	xUn	Sternpunktseitige 3. Oberschwingung Spannungsamplitude
U_3HANGL_T_N	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Phasenwinkel zwischen Terminal 3. Oberschwingung und Neutralspannung
H3EFPSEF	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

4.2.7.9 Technische Daten

Tabelle 412: Stator-Erdfehlerschutz basierend auf der 3. Oberschwingung (H3EFPSEF)

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung: f_r ±2 Hz
	±5% des eingestellten Wertes oder ±0,004 × U_r
Anregezeit [1)2)]	Üblicherweise 35 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 35 ms
Rückfallverhältnis	Normalerweise 0,96 (Differentialmodus) Normalerweise 1,04 (Unterspannungsmodus)
Verzögerungsgenauigkeit	±1,0 % des eingestellten Wertes von ±20 ms

1) f_r = 50 Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.2.8 Multifrequenz admittanzbasierter Erdfehlerschutz (MFADPSDE)

4.2.8.1 Kennung

Beschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Multifrequenz admittanzbasierter Erdfehlerschutz	MFADPSDE	Io> ->Y	67YN

4.2.8.2 Funktionsblock

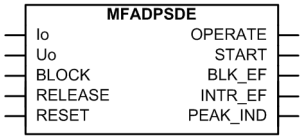


Abb. 208: Funktionsblock

4.2.8.3 Funktion

Der multifrequente admittanzbasierte Erdfehlerschutz MFADPSDE bietet einen selektiven Erdfehlerrichtungsschutz für hochimpedanz-geerdete Netze, d. h. für kompensierte, nicht geerdete und hochohmig geerdete Systeme. Auch die Verwendung als Erdfehlerschutz für Freileitungen und Erdkabel ist möglich.

Die Arbeitsweise des MFADPSDE basiert auf einer multifrequenten Nulladmittanz-Messung. Dabei wird die kumulative Zeiger-Aufsummierung angewendet. So entsteht ein extrem sicherer, verlässlicher und selektiver Erdfehlerschutz, auch in Fällen, in denen die Erdfehlermessgrößen stark verzerrt sind und Nicht-Grundfrequenzkomponenten enthalten.

Die erreichbare Empfindlichkeit ist vergleichbar mit der der traditionellen grundfrequenzbasierten Methoden, wie IoCos/IoSin (DEFxPTOC), Watt/Varmetric (WPWDE) und Nulladmittanz (EFPADM).

MFADPSDE kann neben Fehlern mit vorwiegendem Grundfrequenz-Inhalt auch transiente, intermittierende und wiederzündende Erdfehler erkennen. MFADPSDE kann als Alternative zur transienten oder intermittierenden Funktion INTRPTEF verwendet werden.

MFADPSDE unterstützt die Fehleranzeige in Auslöserichtung und der Gegenrichtung, was während der Fehlerortung sinnvoll sein kann. Das eingebaute Transientenerkennungsmodul dient der Erkennung von wiederzündenden oder intermittierenden Erdfehlern. Es kann diese von permanenten und kontinuierlichen Erdfehlern unterscheiden.

Die Betriebsmerkmale sind durch einen geneigten Auslösesektor definiert, der für nicht geerdete und kompensierte Netze allgemeingültig ist.

Die Auslösezeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitcharakteristik (DT).

MFADPSDE verfügt über eine Blockfunktion, über die Funktionsausgänge, Zeitgeber oder die Funktion selbst blockiert werden können.

4.2.8.4 Funktionsweise

Die Einstellung *Auslösung* wird verwendet, um die Funktion zu aktivieren oder zu deaktivieren. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Arbeitsweise der Funktion MFADPSDE kann mithilfe eines Moduldiagramms beschrieben werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

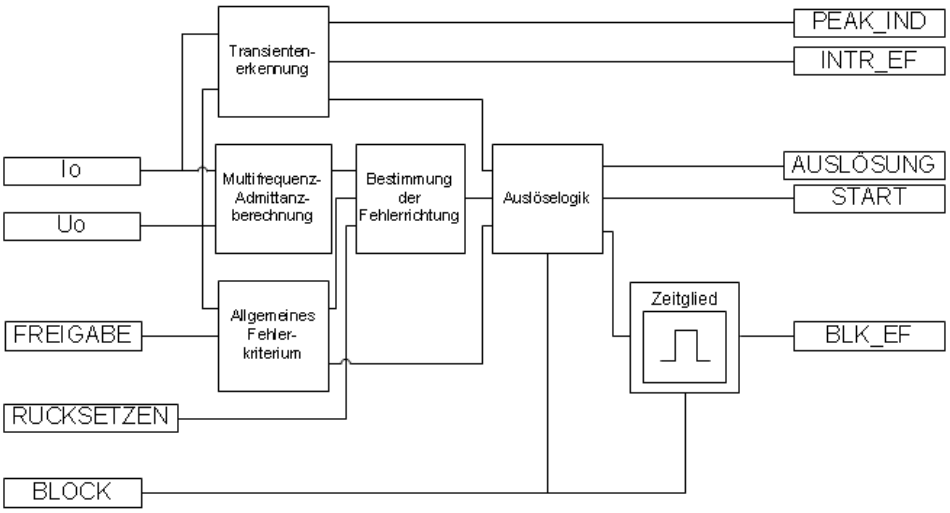


Abb. 209: Logikdiagramm

Allgemeines Fehlerkriterium

Das allgemeine Fehlerkriteriummodul (GFC) dient der Erkennung von Erdfehlern im Netz und basiert auf dem Wert der Grundfrequenz-Nullsystemspannung definiert als Summe der Zeiger der Grundfrequenz-Leiterspannungszeiger geteilt durch drei.

$$\overline{U_0^1} = \left(\overline{U_A^1} + \overline{U_B^1} + \overline{U_C^1}\right) / 3$$

(Gleichung 54)

Ist der Wert von $\underline{U}_o^1$ größer als der *Spannungsstartwert*, wird ein Erdfehler erkannt. Das GFC-Modul leitet den überschrittenen Wert an das Fehlerrichtungserkennungsmodul und die Funktionslogik weiter. Dieser Berichtsvorgang wird als allgemeines Fehlerkriterium Freigabe referenziert.

Die Einstellung *Spannungsstartwert* definiert die grundlegende Empfindlichkeit der Funktion MFADPSDE. Um einen unselektiven Start oder Auslösung zu verhindern, muss *Spannungsstartwert* immer auf einen Wert gesetzt werden, der den maximalen Normalwert der Nullsystemspannung übersteigt und mögliche Änderung von Netztopologie, Schaltstatus der Parallelwiderstände und Kompensationsspulen und Kompensationsgrad berücksichtigt.

Als Alternative zur internen Nullsystem-Verlagerungsspannungs-basierten Startbedingung kann die Funktion MFADPSDE auch durch Nutzung des Eingangs `FREIGABE` extern freigegeben werden. Ist das der Fall, überschreibt das externe Freigabesignal die Einstellung *Spannungsstartwert* und stellt den internen Grenzwert auf den Minimalwert ein.

Multifrequente Admittanzberechnung

Das Modul für die multifrequente Admittanzberechnung berechnet die Nullsystemadmittanz über die Grundfrequenz und die 2., 3., 5., 7. und 9. Oberschwingungskomponente von Erdfehlerstrom und Nullsystemspannung. Wenn der Wert einer bestimmten Oberschwingung eines Erdfehlerstroms oder einer Nullsystemspannung durch das Gerät gemessen werden kann, werden die folgenden Admittanzen berechnet.

Grundfrequenzadmittanz (Wirkleitwert und Blindleitwert)

$$\overline{Y_0^1} = \frac{3 \cdot \overline{I_0^1}}{-\overline{U_0^1}} = G_o^1 + j \cdot B_o^1$$

(Gleichung 55)

$\overline{Y_0^1}$ Der Grundfrequenz-Nulladmittanzzeiger.

$\overline{I_0^1}$ Der Grundfrequenz-Nullsystemstromzeiger. $(= (\overline{I_A^1} + \overline{I_B^1} + \overline{I_C^1}) / 3)$

$\overline{U_0^1}$ Der Grundfrequenz-Nullsystemspannungszeiger. $(= (\overline{U_A^1} + \overline{U_B^1} + \overline{U_C^1}) / 3)$

G_o^1 Der Grundfrequenzwirkleitwert, $\mathrm{Re}\left(\overline{Y_0^1}\right)$

B_o^1 Der Grundfrequenzblindleitwert, $\mathrm{Im}\left(\overline{Y_0^1}\right)$

Oberschwingungsblindleitwert

$$\mathrm{Im}\left[\overline{Y_0^n}\right] = \mathrm{Im}\left[\frac{3 \cdot \overline{I_0^n}}{-\overline{U_0^n}}\right] = j \cdot B_o^n$$

(Gleichung 56)

wobei n = 2, 3, 5, 7 und 9

$\overline{Y_0^n}$ Der n-te Oberschwingungsfrequenz-Nulladmittanzzeiger.

$\overline{I_0^n}$ Der n-te Oberschwingungsfrequenz-Nullsystemstromzeiger.

$\overline{U_0^n}$ Der n-te Oberschwingungsfrequenz-Nullsystemspannungszeiger.

B_o^n Der n-te Oberschwingungsblindleitwert, $\mathrm{Im}\left(\overline{Y_0^n}\right)$

Für die Fehlerrichtungserkennung werden die Grundfrequenzadmittanz und die Oberschwingungsblindleitwerte geometrisch summiert. Das Ergebnis ist der Summenadmittanzzeiger, wie unten definiert.

$$\overline{Y}_{osum} = \mathrm{Re}\left[\overline{Y_0^1}\right] + j \cdot \mathrm{Im}\left[\overline{Y_0^1} + \sum_{n=2}^{9} \overline{Y_0^n}\right] = G_o^1 + j \cdot B_{osum}$$

(Gleichung 57)

Die Polarität der Polarisationsgröße (Verlagerungsspannung) kann geändert, d. h. um 180 Grad gedreht werden, indem der Parameter *Polarität vertauschen* auf "Wahr" gesetzt wird oder indem die Polarität der Verlagerungsspannungsmessungs-Kabel umgekehrt wird.

Fehlerrichtungserkennung

Erkennt das GFC-Modul einen Erdfehler, wird die Fehlerrichtung anhand des berechneten Summenadmittanzzeigers $\overline{Y}_{osum}$ berechnet, der vom Modul für die multifrequente Admittanzberechnung ausgelesen wird. Um eine verlässliche und sichere Fehlerrichtungserkennung zu erhalten, die unabhängig vom Fehlertyp ist (transient, wiederzündend, permanent, hoch- oder niederohmig), wird die Fehlerrichtungsberechnung mit einem speziellen Filteralgorithmus, der kumulativen Zeiger-Aufsummierung (CPS) durchgeführt. Diese Filtermethode ist für transiente, intermittierende und wiederzündende Erdfehler mit vorwiegend nicht-sinusförmigem oder transientem Inhalt vorteilhaft. Dies gilt auch bei kontinuierlichen (stabilen) Erdfehlern.

Abbildung 210 zeigt das CPS-Konzept. Es ist das Ergebnis der Addition der Werte des gemessenen Summenadmittanzzeigers im Zeigerformat in chronologischer Reihenfolge während des Fehlers. Mit den einzelnen Summenadmittanzzeiger $\overline{Y}_{osum}$ zu unterschiedlichen Zeitpunkten ($t_1 ... t_5$) wird der entsprechende gesamte Summenadmittanzzeiger $\overline{Y}_{osum_CPS}$ berechnet. Dieser Zeiger wird als Richtungszeiger für die Fehlerrichtungserkennung verwendet.

$$\overline{Y}_{osum_CPS}(t_1) = \overline{Y}_{osum}(t_1)$$

(Gleichung 58)

$$\overline{Y}_{osum_CPS}(t_2) = \overline{Y}_{osum}(t_1) + \overline{Y}_{osum}(t_2)$$

(Gleichung 59)

$$\overline{Y}_{osum_CPS}(t_3) = \overline{Y}_{osum}(t_1) + \overline{Y}_{osum}(t_2) + \overline{Y}_{osum}(t_3)$$

(Gleichung 60)

$$\overline{Y}_{osum_CPS}(t_4) = \overline{Y}_{osum}(t_1) + \overline{Y}_{osum}(t_2) + \overline{Y}_{osum}(t_3) + \overline{Y}_{osum}(t_4)$$

(Gleichung 61)

$$\overline{Y}_{osum_CPS}(t_5) = \overline{Y}_{osum}(t_1) + \overline{Y}_{osum}(t_2) + \overline{Y}_{osum}(t_3) + \overline{Y}_{osum}(t_4) + \overline{Y}_{osum}(t_5)$$

(Gleichung 62)

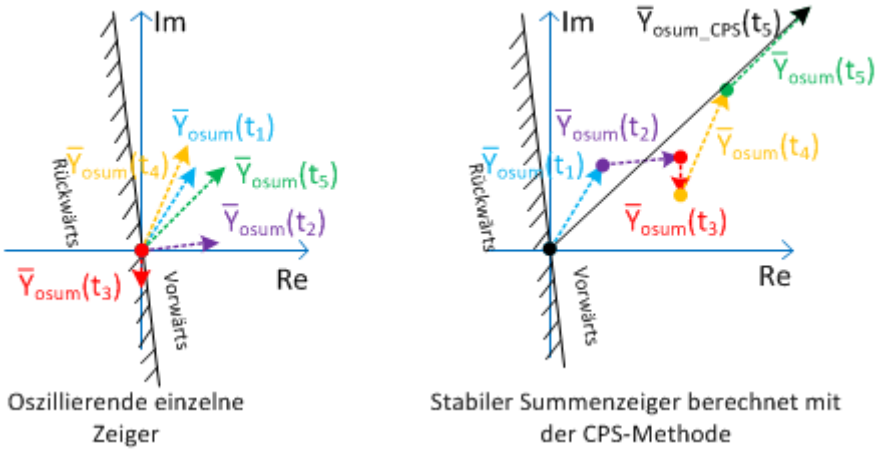


Abb. 210: Prinzip der kumulativen Zeiger-Aufsummierung (CPS)

Die CPS-Methode stellt stabile Richtungszeigerwerte zur Verfügung, auch wenn sich einzelne Zeigerwerte und Phasenwinkel durch instabile Fehlertypen wie z. B. wiederzündende oder intermittierende Erdfehler innerhalb eines Zeitraums verändern. Das Gleiche gilt für Oberschwingungskomponenten im Summenadmittanzzeiger. Oberschwingungen fluktuieren normalerweise sehr stark.

Oberschwingungskomponenten ergeben in kompensierten Netzen markantere Richtungserkennungsergebnisse als Grundfrequenzkomponenten. Bei höheren Frequenzen erscheint die Kompensationsspule als sehr hohe Impedanz und die Oberschwingungen werden nicht von der Kompensationsspule und dem Kompensationsgrad beeinflusst. Sind Oberschwingungen vorhanden, können sie dazu führen, dass sich der Summenadmittanzzeiger wie in einem nicht geerdeten Netz verhält, in dem Richtungszeiger in exakt entgegengesetzte Richtungen in der fehlerhaften und der nicht fehlerhaften Speiseleitung zeigen.

Die Richtung der Funktion MFADPSDE wird durch die Einstellung *Gerichteter Modus* auf "Vorwärts" oder "Rückwärts" gesetzt. Die Betriebsmerkmale werden durch einen geneigten Auslösesektor definiert, wie in Abbildung 211 zu sehen. Dadurch ist eine universelle Anwendung möglich, d. h., in kompensierten und nicht geerdeten Netzen, aber auch, wenn die Kompensationsspule kurzfristig ausgeschaltet wird. Der Neigungswinkel des Auslösesektors wird über die Einstellung *Neigungswinkel* bestimmt, um Messfehler des Erdfehlerstroms und der Verlagerungsspannung zu kompensieren. Der empfohlene Wert liegt bei 5 Grad, sollte aber immer in Abhängigkeit der tatsächlichen erwarteten Messfehler definiert werden.

Bei einem nicht geerdeten Netzbetrieb muss ein passender Neigungswinkel gesetzt werden, damit die Funktion MFADPSDE verlässliche Ergebnisse bringt.

In Abbildung 212 zeigen die Zeiger 1...4 das Verhalten des Richtungszeigers in verschiedenen Fehlerszenarien im Netz.

- Zeiger 1 zeigt die Richtung des gesamten Summenadmittanzzeigers im Falle eines Erdfehlers außerhalb des geschützten Abgangs (davon ausgehend, dass die Admittanz des geschützten Abgangs vorwiegend kapazitiv ist). Das Ergebnis ist gültig und vom Fehlertyp unabhängig (niederohmig, hochohmig, höherohmig, permanent, intermittierend oder wiederzündend). Sind in den Fehlergrößen Oberschwingungskomponenten vorhanden, würde dies dazu führen, dass der Zeiger sich entlang der negativen $\mathrm{Im}(\overline{Yo})$ Achse ausrichtet.
- Zeiger 2 zeigt die Richtung des gesamten Summenadmittanzzeigers im Falle eines Erdfehlers innerhalb des geschützten Abgangs (bei nicht geerdetem Netz). Das Ergebnis ist auch in kompensierten Netzen gültig, wenn sich in den Fehlergrößen Oberschwingungskomponenten wiederfinden (typischer niederohmiger permanenter oder intermittierender oder wiederzündender Fehler). In diesem Fall ist das Ergebnis gültig, unabhängig vom tatsächlichen Kompensationsgrad des Netzes. Oberschwingungen würden dazu führen, dass der Zeiger sich entlang der positiven $\mathrm{Im}(\overline{Yo})$ Achse ausrichtet.
- Die Zeiger 3 und 4 zeigen die Richtung des gesamten Summenadmittanzzeigers im Falle eines hochohmigen Erdfehlers innerhalb des geschützten Abgangs ohne Oberschwingungen in den Fehlergrößen (bei kompensiertem Netz). Da keine Oberschwingungskomponenten vorhanden sind, wird der Phasenwinkel des gesamten Zeigers durch den Kompensationsgrad des Netzes bestimmt. Bei einem hohen Überkompensationsgrad dreht sich der Zeiger in Richtung der negativen $\mathrm{Im}(\overline{Yo})$ Achse (als Zeiger 4).

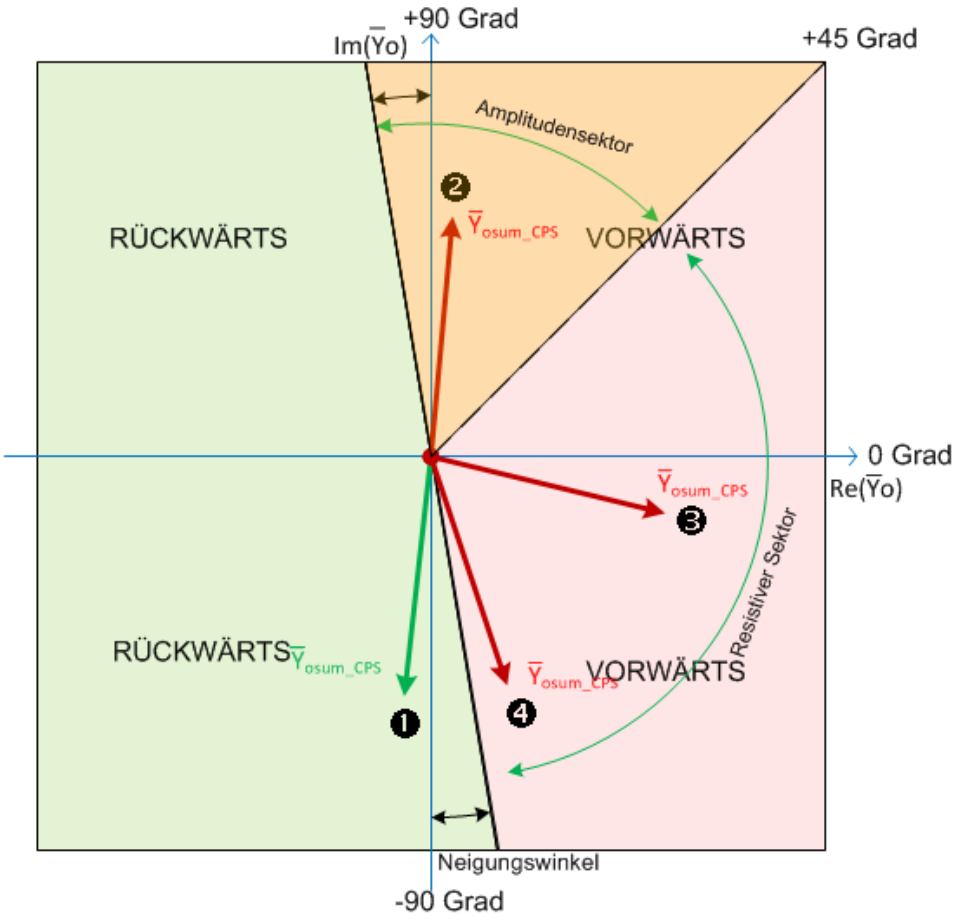


Abb. 211: Gerichtete Eigenschaft von MFADPSDE

Der Erdfehlerstrom sollte mit exakten Kabelumbauwandlern/ Ringwandlern gemessen werden, um Messfehler, speziell eine Phasenverschiebung, zu minimieren. Dies ist besonders dann wichtig, wenn ein hochempfindlicher Schutz angestrebt wird.

Ein typischer *Neigungswinkel* sollte in Abhängigkeit der Messfehler ausgewählt werden, d. h. je größer der Messfehler, desto größer sollte der *Neigungswinkel* eingestellt werden. Als typischer Wert wird 5 Grad empfohlen.

Die ermittelte Fehlerrichtung ist über den Menüpunkt als Parameter *DIRECTION* verfügbar.

Um die Fehlerrichtungserkennung an potenzielle Fehlerrichtungsänderung anzupassen (z. B. während einer manueller Fehlersuche), wird eine zyklische

Kumulierung der Summenadmittanzzeiger durchgeführt. Die Dauer dieses Zyklus zur Richtungserkennung ist 1,2 · *Rückfallzeitverzögerung* (Minimum: 600 ms). Ist die Fehlerrichtung basierend auf der zyklischen Zeigerkumulierung für die *Rückfallzeitverzögerung* entgegengesetzt dem Funktionsrichtungsausgang oder beträgt sie 500 ms (Minimum: 500 ms), wird die Funktion rückgesetzt und die Fehlerrichtungsberechnung MFADPSDE wird neu gestartet.

Für den Fall eines Alarms des Erdfehlerschutzes hat die Funktion MFADPSDE einen Eingang RÜCKSETZUNG. Mit diesem Eingang kann die Fehlerrichtungserkennung von außen neu getriggert werden, wenn eine Neubestimmung der Fehlerrichtung während eines andauernden Fehlers notwendig ist. Es ist empfehlenswert, das Startsignal des Erdfehlerschutzes (EFxPTOC) so anzuschließen, dass es ausgeführt wird, wenn ein Doppelerdfehler auftritt, sowie den MFADPSDE-Eingang RÜCKSETZUNG anzusteuern, um die Zeigerkumulierung während eines Doppelerdfehlers zurückzusetzen. Dann ist MFADPSDE in der Lage, sich schneller an potenzielle Fehlerrichtungswechsel anzupassen, wenn im Netz einpolige Erdfehler nicht durch das Auslösen des anderen fehlerhaften Abgangs beseitigt wurden (Der Doppelerdfehler wurde zu einem einpoligen Erdfehler zurücktransformiert.)

Die Richtung der Funktion MFADPSDE wird über eine einstellbare Stromgrößenschwelle überwacht. Der Auslösestrom, der in der Größenüberwachung verwendet wird, wird mit einer speziellen Filtermethode gemessen, die sehr stabile Erdfehlerstromschätzungen unabhängig vom Fehlertyp liefert. Diese Schätzung des Stabilisierungsstroms ist das Ergebnis der Grundfrequenzadmittanzberechnung mit der CPS-Methode. Den Wert des Stabilisierungsstroms erhält man (nach der Konvertierung) aus dem entsprechenden Admittanzwert durch Multiplikation mit der Leiter-Erde-Spannung des Systems, die als Basiswert für die Verlagerungsspannung eingegeben wird ($U_{baseres}$). Die Gleichungen für die Berechnung der stabilisierten Wert der Grundfrequenzadmittanz und der entsprechenden Ströme sind unten abgebildet.

$$\overline{Y^1_{o\ stab}} = \frac{3 \cdot \overline{I^1_{0\,CPS}}}{-\overline{U^1_{0\,CPS}}} = \mathrm{Re}\left[\overline{Y^1_{o\ stab}}\right] + j \cdot \mathrm{Im}\left[\overline{Y^1_{o\ stab}}\right] = G^1_{ostab} + j \cdot B^1_{ostab}$$

(Gleichung 63)

$\overline{Y^1_{o\ stab}}$ Die stabilisierte Grundfrequenzadmittanzschätzung, die sich aus der Grundfrequenzadmittanzberechnung mit der Methode kumulative Zeiger-Aufsummierung (CPS) ergibt.

$\overline{I^1_{0\,CPS}}$ Der Grundfrequenz-Nullsystemstromzeiger, berechnet mit der Methode kumulative Zeiger-Aufsummierung (CPS).

$\overline{U^1_{0\,CPS}}$ Der Grundfrequenz-Nullsystemspannungszeiger, berechnet mit der Methode kumulative Zeiger-Aufsummierung (CPS).

$G^1_{o\,stab}$ Der Realteil der stabilisierten Grundfrequenzwirkleitwertschätzung.

$B^1_{o\,stab}$ Der Imaginärteil der stabilisierten Grundfrequenzblindleitwertschätzung.

$$\overline{I}^{1}_{o\,stab} = (G^{1}_{ostab} + j \cdot B^{1}_{ostab}) \cdot U_{baseres} = I^{1}_{oCosstab} + j \cdot I^{1}_{oSinstab}$$

(Gleichung 64)

$\overline{I}^{1}_{o\,stab}$ Die stabilisierte Grundfrequenzsummenstromschätzung. Diesen Wert erhält man (nach der Konvertierung) aus dem entsprechenden Admittanzwert durch Multiplikation mit der Leiter-Erde-Spannung des Systems.

$\overline{I}^{1}_{o\,Cosstab}$ Der Realteil der stabilisierten Grundfrequenzsummenstromschätzung.

$\overline{I}^{1}_{o\,Sinstab}$ Der Imaginärteil der stabilisierten Grundfrequenzsummenstromschätzung.

Der Hauptvorteil der Filtermethode liegt darin, dass aufgrund der Admittanzberechnung der berechnete Stromwert nicht vom Wert der Fehlerimpedanz abhängt, d. h., die geschätzte Stromgröße entspricht dem Wert, der während eines soliden Erdfehlers gemessen würde ($R_f = 0\ \Omega$). Ein weiterer Vorteil der Methode ist, dass damit eine Schätzung der korrekten Stromgröße auch während intermittierender oder wiederzündender Fehler möglich ist.

Die Einstellung *Min Auslösestrom* definiert den minimalen Auslösestrom.

Die Einstellung *Auslösemessgröße* legt fest, ob die Überwachung der Stromgröße auf der Methode "Adaptiv" oder auf der Methode "Amplitude" basiert.

Ist "Adaptiv" ausgewählt, adaptiert die Methode das Prinzip der Überwachung der Stromgröße automatisch an den Erdungszustand des Systems. Ist der Phasenwinkel des gesamten Summenadmittanzzeigers größer als 45 Grad, wird die eingestellte minimale Auslösestromschwelle mit der Amplitude von $\overline{I}^{1}_{o\,stab}$ verglichen (siehe Abbildung 212). Ist der Phasenwinkel des gesamten Summenadmittanzzeigers kleiner als 45 Grad, wird die eingestellte minimale Auslösestromschwelle mit der resistiven Komponente von $\overline{I}^{1}_{o\,stab}$ verglichen. Durch diese automatische Adaption der Überwachung der Stromgröße ist es möglich, in kompensierten Netzen eine sichere und verlässliche Richtungserkennung zu erhalten, die auch gültig ist, wenn das Netz nicht geerdet ist (Kompensationsspule ausgeschaltet).

Ist die Auslöserichtung auf "Rückwärts" gesetzt, werden die resistiven und Amplitudensektoren in den Betriebsmerkmalen gespiegelt.

Wenn "Amplitude" ausgewählt wird, wird die eingestellte minimale Auslösestromschwelle mit der Amplitude von $\overline{I}^{1}_{o\,stab}$ verglichen. Diese Auswahl kann für nicht geerdete Netze verwendet werden.

In kompensierten Netzen sollte die Einstellung *Auslösemessgröße* auf "Adaptiv" gesetzt werden. So wird in kompensierten Netzen eine sichere und verlässliche Richtungserkennung erreicht, die auch gültig

ist, wenn das Netz durch Abschalten der Kompensationsspule nicht mehr geerdet ist.

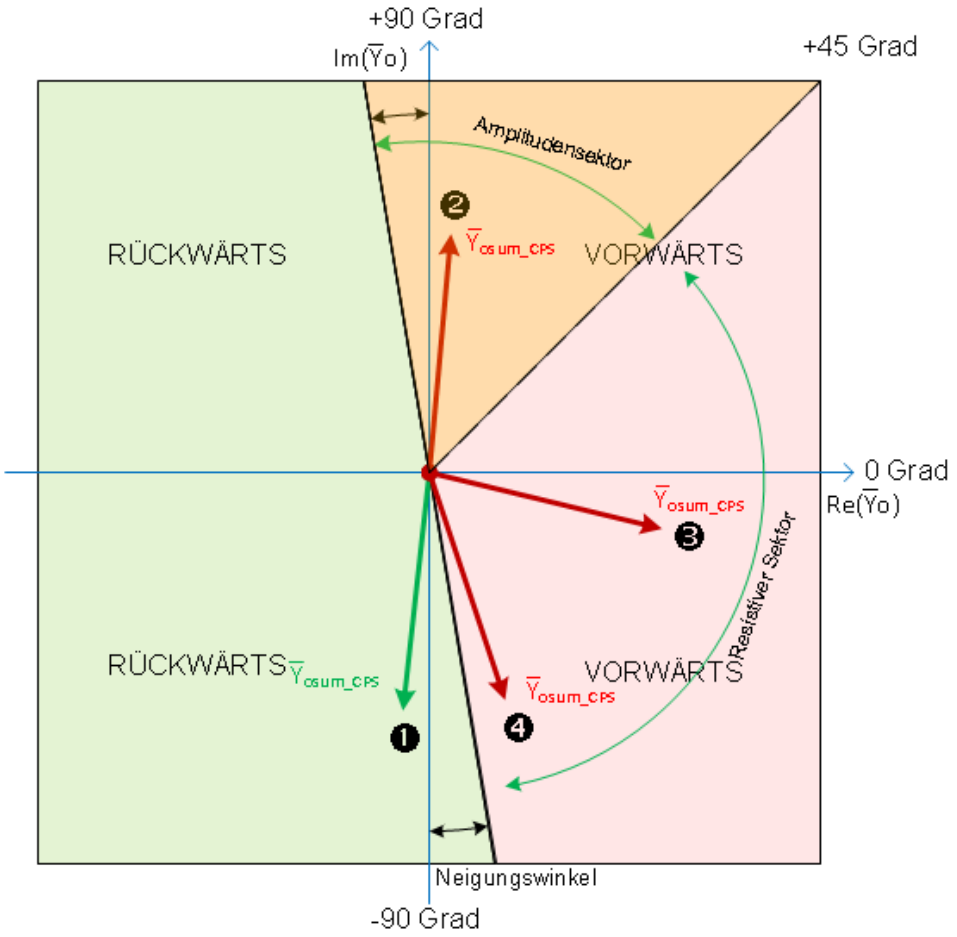


Abb. 212: Darstellung der Amplitude und der resistiven Stromsektoren, wenn Auslösemessgröße auf "Adaptiv" und Gerichteter Modus auf "Vorwärts" gesetzt sind.

Die Einstellungsregeln für die Stromschwellen werden unten aufgeführt.

Wird die Auslösemessgröße "Adaptiv" ausgewählt, sollten die Einstellungen *Min Auslösestrom* wie folgt gesetzt werden:

$$[pu] < p \cdot IRtot$$

(Gleichung 65)

IRtot Der gesamte resistive Erdfehlerstrom des Netzes. Er korrespondiert mit dem resistiven Strom des Parallelwiderstands der Spule und den natürlichen Verlusten des Systems (1...5 % des gesamten kapazitiven Erdfehlerstroms des Netzes).

p Sicherheitsfaktor = 0,5…0,7

Diese Einstellung sollte sich nach dem gesamten resistiven Erdfehlerstrom des Netzes richten, inklusive des Parallelwiderstands der Spule und den Netzverlusten. Der Wert sollte so eingestellt werden, dass er kleiner ist als der gesamte resistive Erdfehlerstrom, damit ein verlässlicher Betrieb gewährleistet ist.

Beispiel: Ist der resistive Strom des Parallelwiderstands 10 A (Primärspannungspegel), dann könnte ein Wert von 0,5 · 10 A = 5 A verwendet werden. Dies gilt auch, wenn die Spule getrennt wird und damit das Netz nicht mehr geerdet ist. (In diesem Fall wird die Einstellung mit der Amplitude von $\overline{I^{1}}_{o\ stab}$ verglichen.) Der gewählte Einstellungswert darf niemals den Ampèrewert des Parallelwiderstands überschreiten. Nur so ist ein Betrieb in der fehlerhaften Speiseleitung möglich. Hat der Parallelwiderstand einen kleineren Ampèrewert, z. B. 5 A, sollte der Sicherheitsfaktor größer sein, z. B. 0,7. So kann eine ausreichende Sicherheit bei Stromwandler- und Spannungswandlerfehlern erreicht werden.

Wird die Auslösemessgröße "Amplitude" ausgewählt, sollten die Einstellungen basierend auf den kapazitiven Erdfehlerstromwerten (mit ausreichendem Sicherheitsfaktor) gesetzt werden, die vom Hintergrundnetz im Falle eines soliden Erdfehlers erzeugt werden.

Die Hauptaufgabe des Moduls für die Überwachung der Stromgröße ist, die korrekte Fehlerrichtung eines Erdfehlers zu bestimmen, sodass nur der fehlerhafte Abgang getrennt oder durch einen Alarm angezeigt wird. Deshalb sollten die Schwellenwerte sorgfältig ausgewählt und keinesfalls zu hoch gesetzt werden, da dies die Trennung der fehlerhaften Speiseleitung verhindern kann.

Der Erdfehlerstrom sollte mit exakten Kabelumbauwandlern/ Ringwandlern gemessen werden, um Messfehler, speziell eine Phasenverschiebung, zu minimieren.

Transientenerkennungsmodul

Das Transientenerkennungsmodul wird eingesetzt, um Transienten in den Erdfehlerstrom- und Nullsystemspannungssignalen zu ermitteln. Wenn eine Transiente erkannt wird, wird dies mit dem Ausgang `PEAK_IND` angezeigt. Wenn die Anzahl der erkannten Transienten gleich oder größer der Einstellung *Limit Spitzenzähler* ist (ohne dass die Funktion rückgesetzt wurde, abhängig von der in der Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* gesetzten Rückfallzeit), wird der Ausgang `INTR_EF` aktiviert. Dies zeigt an, dass ein wiederzündender oder intermittierender Erdfehler im Netz erkannt wurde. Das Transientenerkennungsmodul beeinflusst den Betrieb von MFADPSDE (Ausgänge `START` und `AUSLÖSUNG`), wenn der Betriebsmodus auf "Intermittent EF" eingestellt ist. Bei anderen Betriebsmodi ("General EF", "Alarming EF"), können die Ausgänge `PEAK_IND` und `INTR_EF` zur Überwachung verwendet werden. Der Betrieb des Transientenerkennungsmoduls wird in Abbildung 213 gezeigt.

Die Intensität und Frequenz dieser fehlerhaften Transienten wird durch mehrere Faktoren beeinflusst, z. B. Fehlereintritt auf der Sinuswelle der Spannung, Fehlerort, Fehlerimpedanz sowie Parameter der Speiseleitungen und Netztransformatoren. Ist der Fehler permanent (nicht transient), kann die ursprüngliche fehlerhafte Transiente in Strom und Spannung gemessen werden. Im Gegensatz dazu erzeugt ein intermittierender Fehler repetitive Transienten. Die Empfindlichkeit der Transientenerkennung ist in der Praxis auf ca. einige hundert Ohm Fehlerimpedanz begrenzt. Deshalb ist die Anwendung der Transientenerkennung auf niederohmige Erdfehler beschränkt.

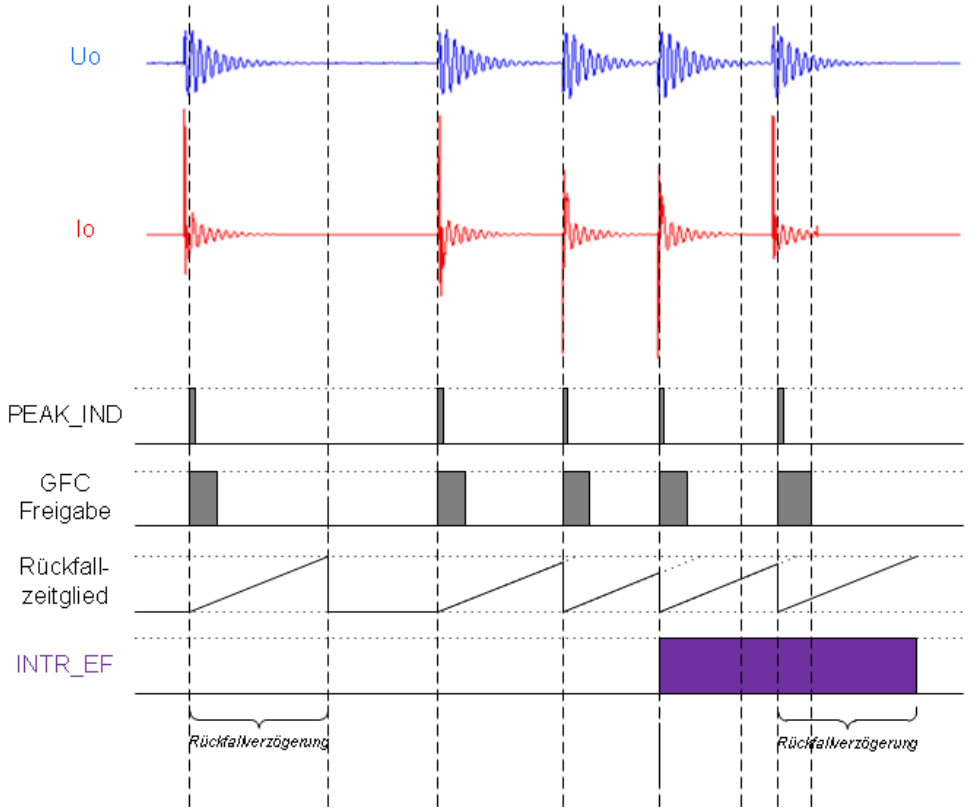


Abb. 213: Betrieb des Transientenerkennungsmoduls, Beispiel: Anzeige einer erkannten Transienten durch den Ausgang `PEAK_IND` und Erkennung eines wiederzündenden oder intermittierenden Erdfehlers durch den Ausgang `INTR_EF` (Einstellung Limit Spitzenzähler = 3)

Funktionslogik

Die Funktion MFADPSDE unterstützt drei Betriebsmodi, die in der Einstellung Funktionslogik ausgewählt werden können: "General EF", "Alarming EF" und "Intermittent EF".

Der Betriebsmodus "General EF" kann bei allen Erdfehlerarten in nicht geerdeten und kompensierten Netzen angewendet werden. Er dient der Erkennung aller Erdfehlerarten, unabhängig von ihrem Typ (transient, intermittierend oder wiederzündend, permanent, hoch- oder niederohmig). Die Einstellung *Spannungsstartwert* definiert die grundlegende Empfindlichkeit der Funktion MFADPSDE.

Im Modus "General EF" wird der Zeitgeber unter den folgenden Bedingungen gestartet.

- Das allgemeine Fehlerkriterium (GFC) erkennt einen Erdfehler.
- Die Fehlerrichtung entspricht der Einstellung *Gerichteter Modus*.
- Der geschätzte stabilisierte Grundfrequenzsummenstrom ist größer als der eingestellte *Min Auslösestrom*.

Der Ausgang START wird nach Ablauf der *Startverzögerung* aktiviert. Der Ausgang AUSLÖSUNG wird nach Ablauf der *Auslöseverzögerung* unter der Bedingung aktiviert, dass die oben genannten Bedingungen gültig sind. Der Rückfallzeitgeber wird gestartet, wenn eine oder mehrere der oben genannten drei Bedingungen nicht gültig sind. Ist der Fehler transient und löscht sich selbst, bleibt der Ausgang START bis zum Ablauf des Rückfallzeitgebers aktiviert (Einstellung Rückfallzeitverzögerung). Nach der Aktivierung des Ausgangs AUSLÖSUNG werden die Ausgänge START und AUSLÖSUNG sofort rückgesetzt, wenn eine oder mehrere der oben genannten drei Bedingungen nicht gültig sind. Der Startdauerwert START_DAU, sichtbar im Menüpunkt "Überwachte Daten", zeigt das prozentuale Verhältnis der Startsituation und der eingestellten Auslösezeit an.

Ist die Erkennung von temporären Erdfehlern unerwünscht, kann die Aktivierung des Ausgangs START mit der Einstellung *Startverzögerung* verzögert werden. Die gleiche Einstellung kann verwendet werden, um einen Neustart der Funktion während lang anhaltender Oszillationen nach einem Fehler zu vermeiden, wenn die Zeitkonstante von Oszillationen nach einem Fehler sehr lang ist (Netzverluste oder geringe Dämpfung).

Damit der Zeitgeber zwischen Stromspitzen während intermittierender oder wiederzündender Erdfehler aktiviert bleibt, sollte die *Rückfallzeitverzögerung* auf einen Wert gesetzt werden, der größer ist als das maximale erwartete Intervall zwischen zwei Störungsspitzen (bei voller Resonanz). Der empfohlene Wert ist mindestens 300 ms.

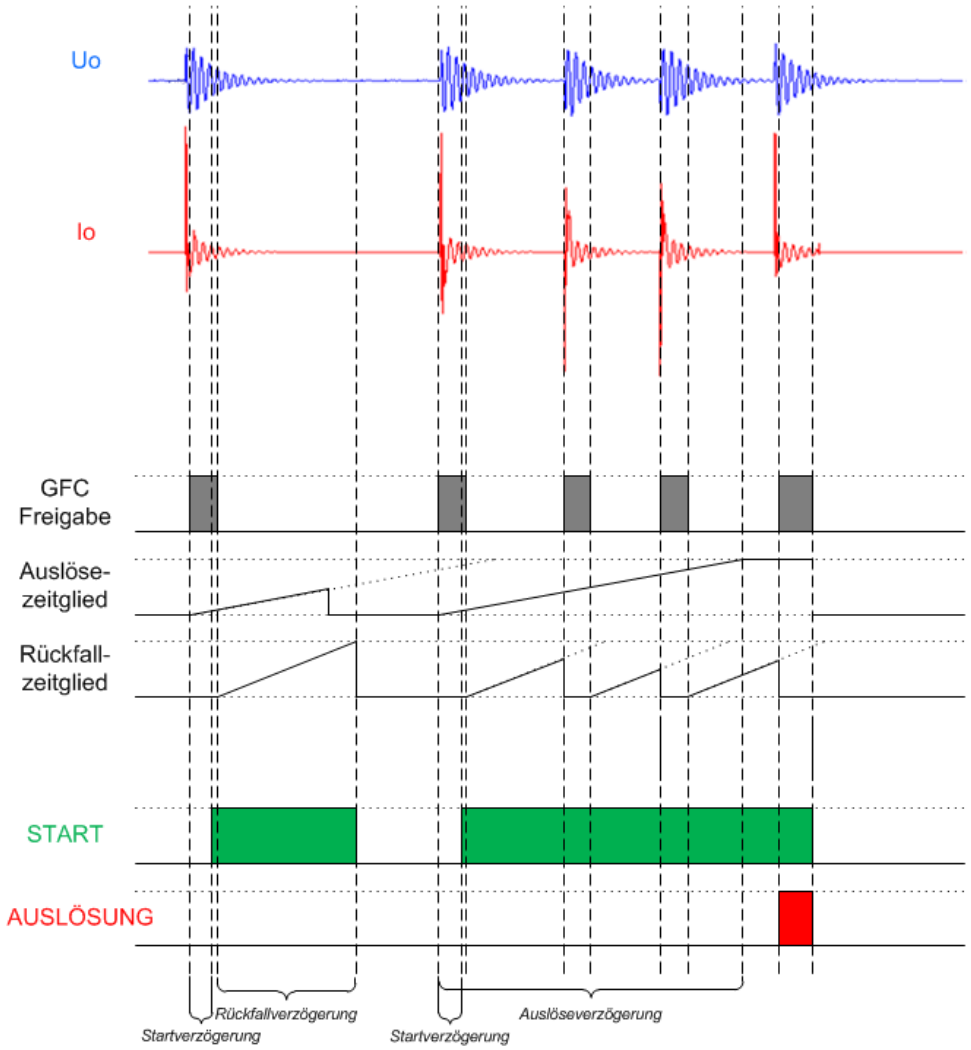


Abb. 214: Betrieb im Modus "General EF"

Der Betriebsmodus "Alarming EF" kann bei allen Erdfehlerarten in nicht geerdeten und kompensierten Netzen angewendet werden, wenn die Fehlererkennung lediglich einen Alarm auslöst. Er dient der Erkennung von Erdfehlern, unabhängig von ihrem Typ (transient, intermittierend oder wiederzündend, permanent, hoch- oder niederohmig). Die Einstellung *Spannungsstartwert* definiert die grundlegende Empfindlichkeit der Funktion MFADPSDE. Im Modus "Alarming EF" wird der Zeitgeber unter den folgenden Bedingungen gestartet.

- Das GFC erkennt einen Erdfehler.
- Die Fehlerrichtung entspricht der Einstellung *Gerichteter Modus*.
- Der geschätzte stabilisierte Grundfrequenzerdfehlerstrom ist größer als der eingestellte *Min Auslösestrom*.

Der Ausgang `START` wird nach Ablauf der *Startverzögerung* aktiviert. Der Ausgang `AUSLÖSUNG` ist im Modus "Alarming EF" nicht gültig. Der Rücksetzzeitgeber wird

gestartet, wenn eine oder mehrere der oben genannten drei Bedingungen nicht gültig sind. Ist der Fehler transient und löscht sich selbst, bleibt der Ausgang START bis zum Ablauf des Rücksetzzeitgebers aktiviert (Einstellung *Rückfallzeitverzögerung*).

Ist die Erkennung von temporären Erdfehlern unerwünscht, kann die Aktivierung des Ausgangs START mit der Einstellung *Startverzögerung* verzögert werden.

Damit der Zeitgeber zwischen Stromspitzen während intermittierender oder wiederzündender Erdfehler aktiviert bleibt, sollte die *Rückfallzeitverzögerung* auf einen Wert gesetzt werden, der größer ist als das maximale erwartete Intervall zwischen zwei Störungsspitzen (bei voller Resonanz). Der empfohlene Wert ist mindestens 300 ms.

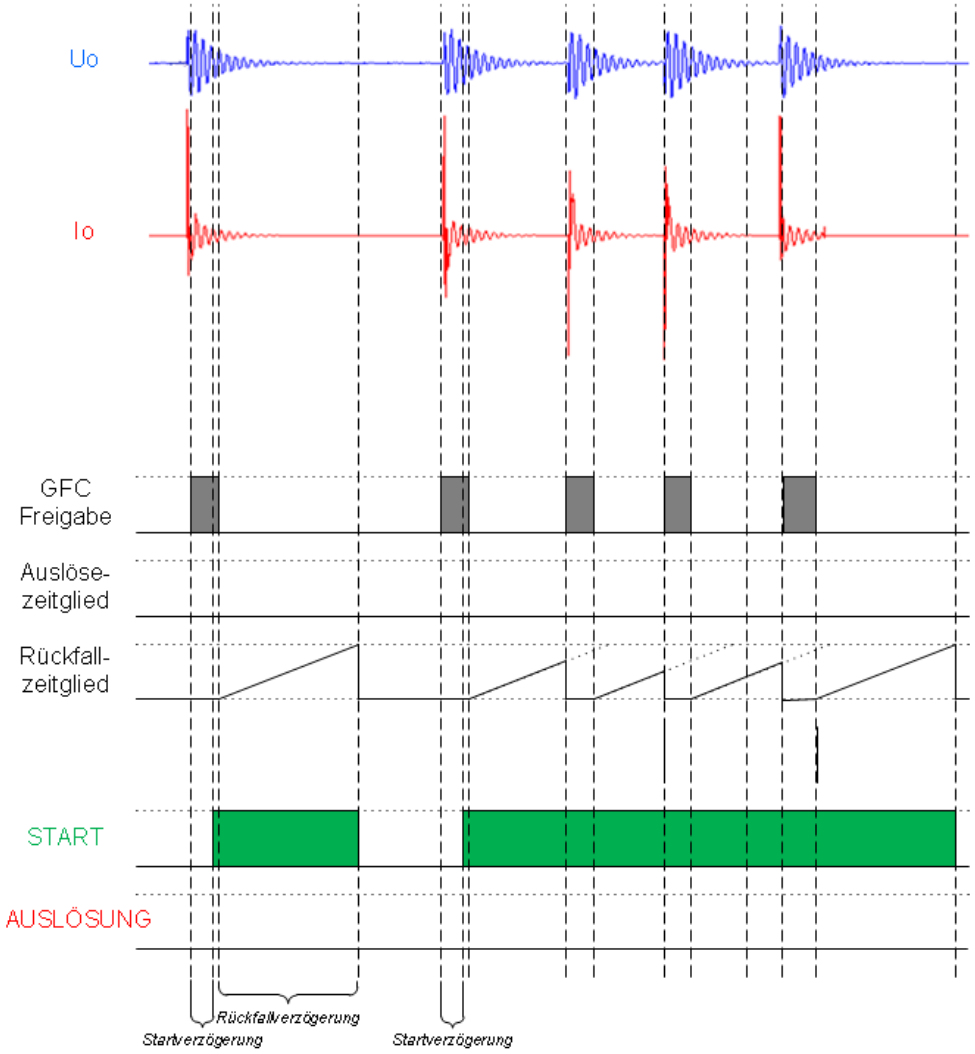


Abb. 215: Betrieb im Modus "Alarming EF"

Der Betriebsmodus "Intermittierender Erdfehlerschutz" dient der Erkennung von wiederzündenden oder intermittierenden Erdfehlern. Für die Auslösung muss eine bestimmte Anzahl (Einstellung *Limit Spitzenzähler*) von intermittierenden Erdfehlertransienten erkannt werden. Deshalb werden transiente oder permanente Fehler mit lediglich Anfangszündung im Modus "Intermittent EF" nicht erkannt. Der Modus "Intermittierender Erdfehlerschutz" ist beschränkt auf die Verwendung mit niederohmigen intermittierenden oder wiederzündenden Erdfehlern.

Im Modus "Intermittierender Erdfehlerschutz" wird der Zeitgeber unter den folgenden Bedingungen gestartet.

- Das Transientenerkennungsmodul erkennt eine Transiente (angezeigt durch Ausgang PEAK_IND)
- Das GFC erkennt einen Erdfehler während der Transiente.
- Die Fehlerrichtung entspricht der Einstellung *Gerichteter Modus*.
- Der geschätzte stabilisierte Grundfrequenzerdfehlerstrom ist größer als der eingestellte *Min Auslösestrom*.

Wenn eine erforderliche Anzahl eingestellter intermittierender Erdfehlertransienten in der Einstellung *Limit Impulszähler* ohne ein Rücksetzen der Funktion erkannt werden (abhängig von der in der Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* gesetzten Rückfallzeit), wird der Ausgang START aktiviert. Der Ausgang INTR_EF wird aktiviert und zeigt an, dass der Fehlertyp entweder intermittierender oder wiederzündender Erdfehler ist. Der Zeitgeber bleibt so lange aktiviert, wie die Transienten während der Rückfallzeit auftreten, die in der Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* gesetzt ist.

Der Ausgang AUSLÖSUNG wird aktiviert, wenn die *Auslöseverzögerung* abgelaufen ist, die erforderliche Anzahl von Transienten erkannt wurde, das GFC einen Erdfehler erkannt hat, die Fehlerrichtung zur Einstellung *Gerichteter Modus* passt und der geschätzte stabilisierte Grundfrequenzsummenstrom den eingestellten Wert *Minimaler Auslösestrom* überschreitet.

Die *Rückfallzeitverzögerung* läuft für jede erkannte Transiente ab. Die Funktion wird rückgesetzt, wenn die Zeit zwischen Stromspitzen länger ist als die *Rückfallzeitverzögerung* oder wenn die Freigabe des GFC rückgesetzt wird. Nach der Aktivierung des Ausgangs AUSLÖSUNG werden die Ausgänge START und AUSLÖSUNG sofort an der abfallenden Flanke der Freigabe des GFC rückgesetzt, nämlich dann, wenn die Nullsystemspannung unter den Wert *Spannungsstartwert* fällt. Dies sollte bei der Anwendung des Modus "Intermittierender Erdfehlerschutz" in Betracht gezogen werden, wenn Erdfehler nur durch einen Alarm angezeigt werden, um wiederholte Auslöse- und Startvorgänge zu verhindern.

Damit der Auslöse-Zeitgeber zwischen Stromspitzen während intermittierender oder wiederzündender Erdfehler aktiviert bleibt, sollte die *Rückfallzeitverzögerung* auf einen Wert gesetzt werden, der größer ist als das maximale erwartete Intervall zwischen zwei Störungsspitzen (bei voller Resonanz). Der empfohlene Wert ist mindestens 300 ms.

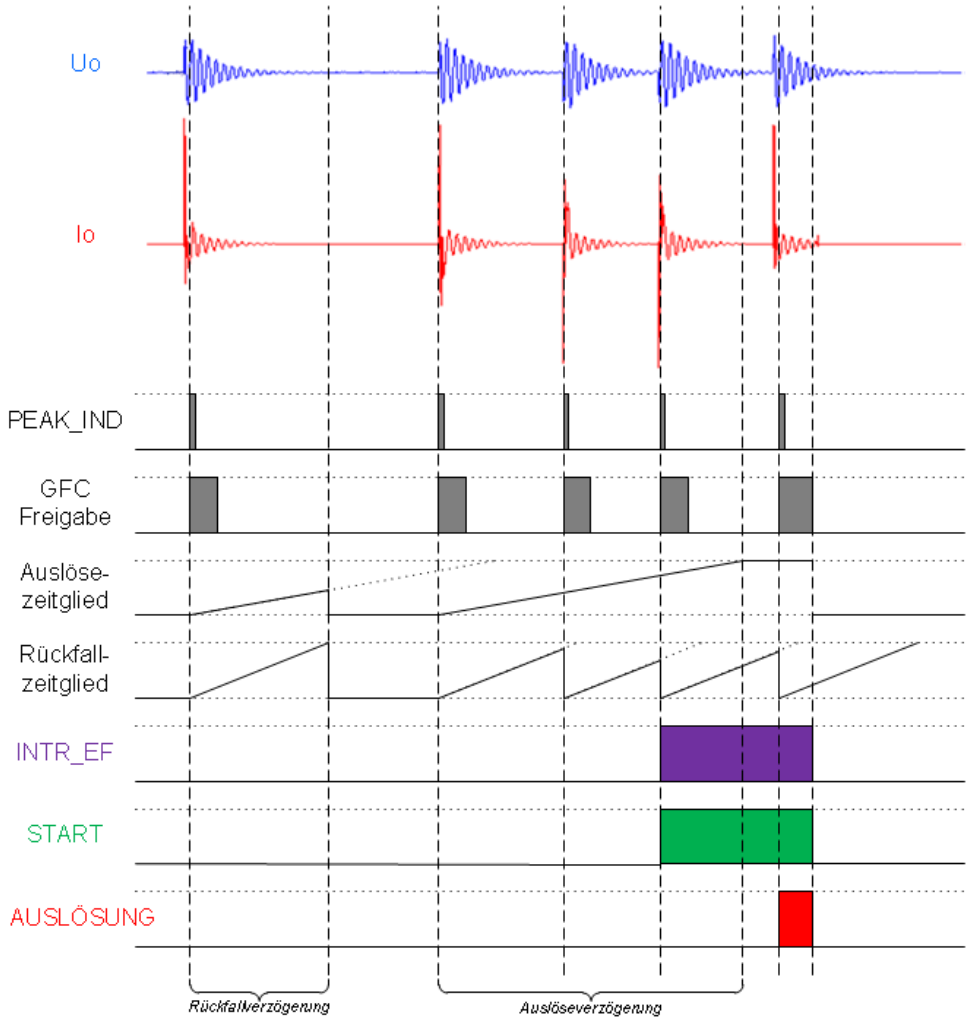


Abb. 216: Betrieb im Modus "Intermittent EF", Limit Spitzenzähler = 3

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden vom Eingang BLOCK und der globalen Einstellung **Konfiguration/System/ Blockiermodus** gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Geräte-Programms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Ausgang AUSLÖSUNG blockieren" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang AUSLÖSUNG wird jedoch nicht aktiviert.

Zeitgeber

Wenn die erkannte Fehlerrichtung gegensätzlich der Einstellung "Gerichteter Modus" und die GFC-Freigabe aktiv ist, wird der Ausgang BLK_EF mit Ablauf der *Startverzögerung* aktiviert. Der Rücksetzzeitgeber wird an der abfallenden Flanke der Freigabe des Allgemeinen Fehlerkriteriums aktiviert, d. h. wenn die Nullsystemspannung unter den *Spannungsstartwert* fällt. Bei Ablauf der Rückfallzeitverzögerung wird BLK_EF rückgesetzt. Die Aktivierung des Eingangs BLOCK deaktiviert den Ausgang BLK_EF und setzt den Zeitgeber zurück.

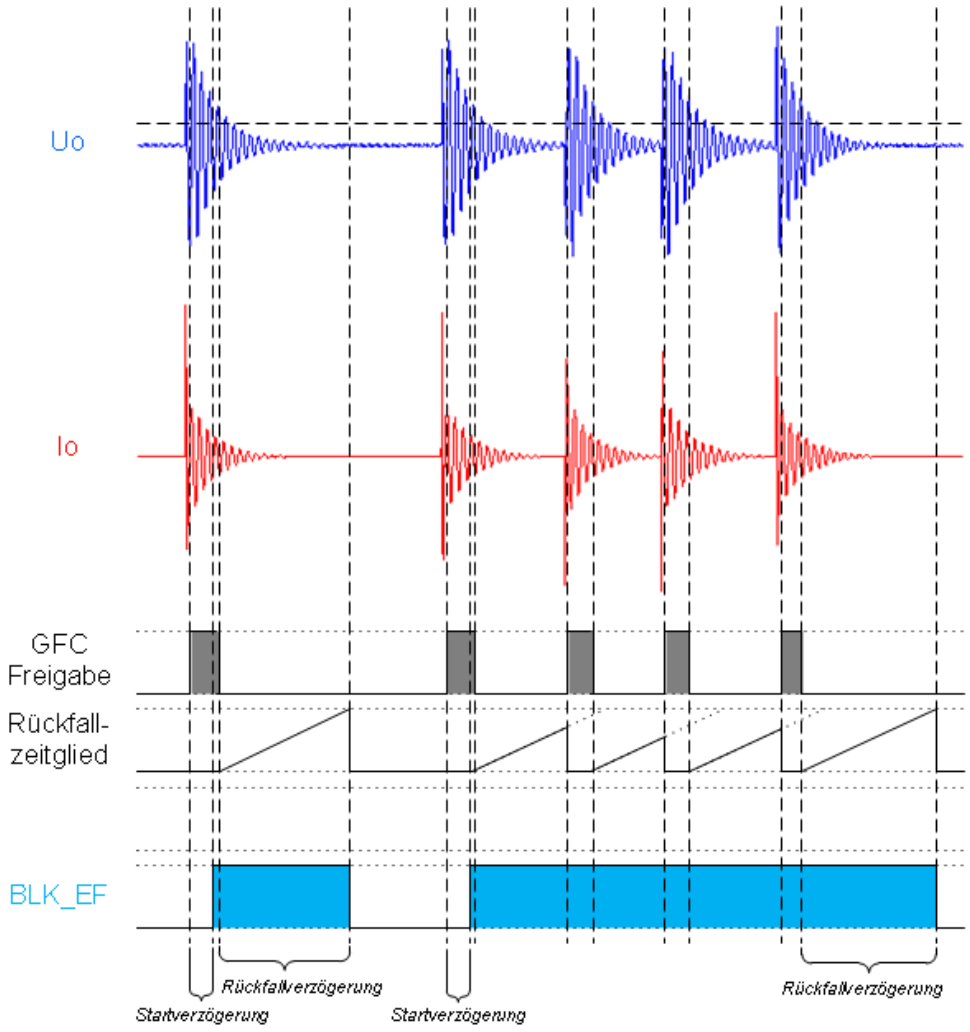


Abb. 217: Aktivierung des Ausgangs BLK_EF (Anzeige, dass der Fehler in Gegenrichtung zur eingestellten Auslöserichtung auftritt)

4.2.8.5 Anwendung

MFADPSDE bietet einen selektiven Erdfehlerrichtungsschutz für hochohmig geerdete Netze, d. h. für kompensierte, nicht geerdete sowie hochohmig geerdete

Systeme. Auch die Verwendung als Erdfehlerschutz für Freileitungen und Erdkabel ist möglich.

Die Arbeitsweise des MFADPSDE basiert auf einer multifrequenten Nulladmittanz-Messung. Dabei wird die kumulative Zeiger-Aufsummierung angewendet. So entsteht ein extrem sicherer, verlässlicher und selektiver Erdfehlerschutz, auch in Fällen, in denen die Erdfehlermessgrößen stark verzerrt sind und Nicht-Grundfrequenzkomponenten enthalten. MFADPSDE ist sehr gut für kompensierte Netze geeignet, in denen die Messsignale solche Kennlinien haben können, z. B. während eines intermittierenden Erdfehlers.

MFADPSDE kann bei nieder- und höherohmigen Erdfehlern eingesetzt werden, bei denen die Empfindlichkeitsgrenze durch die Verlagerungsspannungsschutz-Bedingung definiert ist. So können Erdfehler mit einer Fehlerimpedanz von mehreren kOhm in einem symmetrischen System erkannt werden. Die erreichbare Empfindlichkeit ist vergleichbar mit der der traditionellen grundfrequenzbasierten Methoden, wie IoCos/IoSin (DEFxPTOC), Watt/Varmetric (WPWDE) und Nulladmittanz (EFPADM).

MFADPSDE kann neben Fehlern mit vorwiegendem Grundfrequenz-Inhalt auch transiente, intermittierende und wiederzündende Erdfehler erkennen. MFADPSDE kann als Alternative zur transienten oder intermittierenden Funktion INTRPTEF verwendet werden.

MFADPSDE unterstützt die Fehleranzeige in Auslöserichtung und der Gegenrichtung, was während der Fehlerortung nützlich sein kann. Das eingebaute Transientenerkennungsmodul dient der Erkennung von wiederzündenden oder intermittierenden Erdfehlern. Es kann diese von permanenten und kontinuierlichen Erdfehlern unterscheiden.

Die Richtung des MFADPSDE kann auf Vorwärts oder Rückwärts gesetzt werden. Die Betriebsmerkmale sind durch einen geneigten Auslösesektor definiert, der für nicht geerdete und kompensierte Netze allgemeingültig ist. Die Neigung des Auslösesektors sollte entsprechend der Messfehler der verwendeten Messwandler zur Erdfehlerstrom- und Verlagerungsspannungsmessung gewählt werden.

Die Auslösezeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitcharakteristik (DT).

Die Funktion verfügt über eine Blockfunktion, über die Funktionsausgänge, Zeitgeber oder die Funktion selbst blockiert werden können.

MFADPSDE unterstützt die Modi Auslösung und Alarm. Für die Erdfehlerschutz-Alarmfunktion steht eine spezielle Betriebsart zur Verfügung.

MFADPSDE gewährleistet also mit nur einer Funktion sowohl Verlässlichkeit als auch Empfindlichkeit des Schutzes. Dies ermöglicht eine einfachere Implementierung von Schutzschemata, da weder separate Erdfehlerfunktionen auf Basis des Fehlertyps noch eine Koordination derselben notwendig sind. Weitere Vorteile des MFADPSDE sind die Vielseitigkeit in der Anwendung, hohe Selektivität und Empfindlichkeit sowie einfache Einstellprinzipien.

Eine Instanz (Stufe) der MFADPSDE-Funktion steht zur Verfügung.

4.2.8.6 Signale

Tabelle 413: MFADPSDE Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
Io	SIGNAL	0	Summenstrom
Uo	SIGNAL	0	Verlagerungsspannung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus
FREIGABE	BOOLEAN	0=False	Externes Auslöser zum Freigeben von Erd-Admittanzschutz
RÜCKSETZEN	BOOLEAN	0=False	Externer Auslöser für das Rücksetzen der Richtungsberechnung

Tabelle 414: MFADPSDE Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
START	BOOLEAN	Start
BLK_EF	BOOLEAN	Blockiersignal für I0 zum Anzeigen von entgegengesetzten Peaks
INTR_EF	BOOLEAN	Intermittierende Erdfehleranzeige
PEAK_IND	BOOLEAN	Anzeige Stromtransientenerkennung

4.2.8.7 Einstellungen

Tabelle 415: MFADPSDE Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Gerichteter Modus	2=Vorwärts 3=Rückwärts			2=Vorwärts	Gerichteter Modus
Spannungs-Startwert	0,01...1,00	xUn	0,01	0,10	Spannungs-Startwert
Auslöseverzögerung	60...1200000	ms	10	500	Auslöseverzögerung

Tabelle 416: MFADPSDE Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Auslösemenge	1=Adaptierend 2=Amplitude			1=Adaptierend	Auswahl Auslösemenge
Min Auslösestrom	0,005...5,000	xIn	0,001	0,010	Minimaler Auslösestrom
Neigungswinkel	2,0...20,0	Grad	0,1	5,0	Charakteristischer Neigungswinkel

Tabelle 417: MFADPSDE Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Betriebsmodus	1=Intermittierender EF 3=Allgemeiner EF 4=Alarm EF			3=Allgemeiner EF	Auslösekriterien

Tabelle 418: MFADPSDE Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Io signal Sel	1=Gemessen Io 2=Berechnet Io			1=Gemessen Io	Auswahl für das verwendete Io Signal
Uo signal Sel	1=Gemessen Uo 2=Berechnet Uo			1=Gemessen Uo	Auswahl für das verwendete Uo Signal
Limit Spitzenzähler	2...20		1	2	Spitzenzähler für wiederzündende EF
Startzeitverzögerung	30...60000	ms	1	30	Startzeitverzögerung
Rückfallzeitverzögerung	0...60000	ms	1	500	Rückfallzeitverzögerung
Polarität vertauschen	0=False 1=True			0=False	Drehende Polarisationsgröße

4.2.8.8 Überwachte Daten

Tabelle 419: MFADPSDE Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
START_DAU	FLOAT32	0,00...100,00	%	Verhältnis von Startzeit / Auslösezeit
FAULT_DIR	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts 3=Beides		Erkannte Fehlerrichtung
RICHTUNG	Enum	0=Unbekannt 1=Vorwärts 2=Rückwärts 3=Beides		Richtungsinformation
WINKEL	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Winkel zwischen Polarisations- und Betriebsmenge
MFADPSDE	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

4.2.8.9 Technische Daten

Tabelle 420: MFADPSDE Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung: f_n ±2 Hz
	±1,5 % des eingestellten Wertes oder ±0,002 × U_r
Anregezeit[1)]	Üblicherweise 35 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms
Verzögerungsgenauigkeit	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms

1) Enthält die Verzögerung des Signalausgangskontakts, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen

4.3 Differentialschutz

4.3.1 Leitungsdifferentialschutz mit Transformator in Schutzzone (LNPLDF)

4.3.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Zweistufiger Leitungsdifferentialschutz mit Transformator in Schutzzone	LNPLDF	3Id/I>	87L

4.3.1.2 Funktionsblock

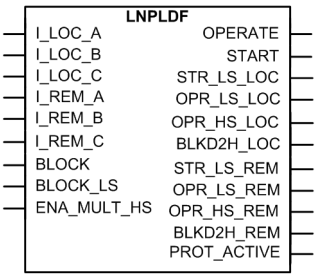


Abb. 218: Funktionsblock

4.3.1.3 Funktionen

Der Leitungsdifferentialschutz mit einem Transformator in Schutzzone LNPLDF dient als Differentialschutz für Leitungen und Kabel in Verteilungsnetzen. LNPLDF

enthält eine stabilisierte, empfindlich eingestellte Stufe und eine nicht stabilisierte, unempfindlich eingestellte Stufe. Der Leitungsdifferentialschutz kann auch eingesetzt werden, wenn der geschützte Leitungsabschnitt einen Transformator in der Schutzzone enthält.

Die stabilisierte, empfindlich eingestellte Stufe bietet eine schnelle Fehlererfassung bei gleichbleibender Stabilität. Durch die geschützte Zone fließende hohe Ströme erhöhen die Fehler bei der Strommessung. Die zweite Oberschwingungsblockierung sorgt dafür, dass die empfindliche Stufe nicht beim Einschalten eines Ortstransformators oder eines Transformators in Schutzzone aktiviert wird. Die unempfindliche Stufe sorgt für eine besonders schnelle Fehlererfassung bei hohem Differentialstrom unabhängig von ihren Oberschwingungen.

Die Auslösezeitkennlinie der 1. Stufe kann entweder als unabhängige Zeit (Definite Time) oder als IDMT-Kennlinie (Inverse Definite Time) angelegt werden. Die direkte Schaltermitnahmefunktion gewährleistet, dass immer beide Enden gleichzeitig ausgelöst werden, unabhängig von lokalen Kriterien.

4.3.1.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion kann auch in den Testmodus gesetzt werden, indem die Einstellung *Operation* auf “Test/blockiert” gesetzt wird.

Die Funktion des Leitungsdifferentialschutzes und der dazugehörigen Messungen, stabilisierten und unverzögerten Stufen, kann im nachfolgenden Logikdiagramm erläutert werden.

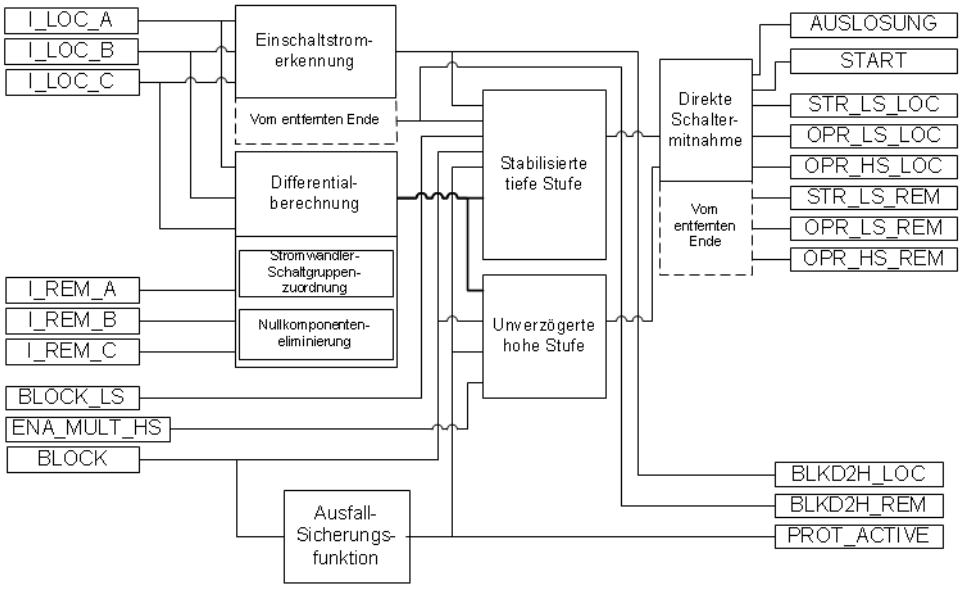


Abb. 219: Logikdiagramm. I_LOC_x steht für den Strom an der lokalen Seite und I_REM_x für Leiterströme an der Gegenseite.

Stabilisierte 1. Stufe

Je größer der Laststrom in der stabilisierten 1. Stufe ist, desto größer muss der Differentialstrom sein, der für die Auslösung erforderlich ist. Dies passiert beim normalen Lastbetrieb oder bei externen Fehlern. Wenn ein interner Fehler auftritt, dann fließen die Ströme an beiden Seiten des geschützten Objekts zum Fehler hin und führen zu einem geringeren Stabilisierungsstrom. Dadurch wird die Auslösung bei internen Fehlern viel empfindlicher. Die 1. Stufe umfasst eine Zeitverzögerungsfunktion.

Die Kennlinie der 1. Stufe, die von der Größe des Differentialstroms abhängig ist, wird von verschiedenen Faktoren beeinflusst:

- Geringe Stufenlasten in der Schutzzone
- Stromwandlerfehler
- Stromwandlersättigung
- Geringe Asymmetrien in den Sende- und Empfangswegen des Kommunikationskanals
- Ladestrom der Leitung
- Laststrom vom Transformator in der Schutzzone
- Auswirkung der Stufenschalterpositionen

Der Zeitgeber wird gemäß des berechneten Differential-, Stabilisierungsstroms und der eingestellten Differentialkennlinie aktiviert.

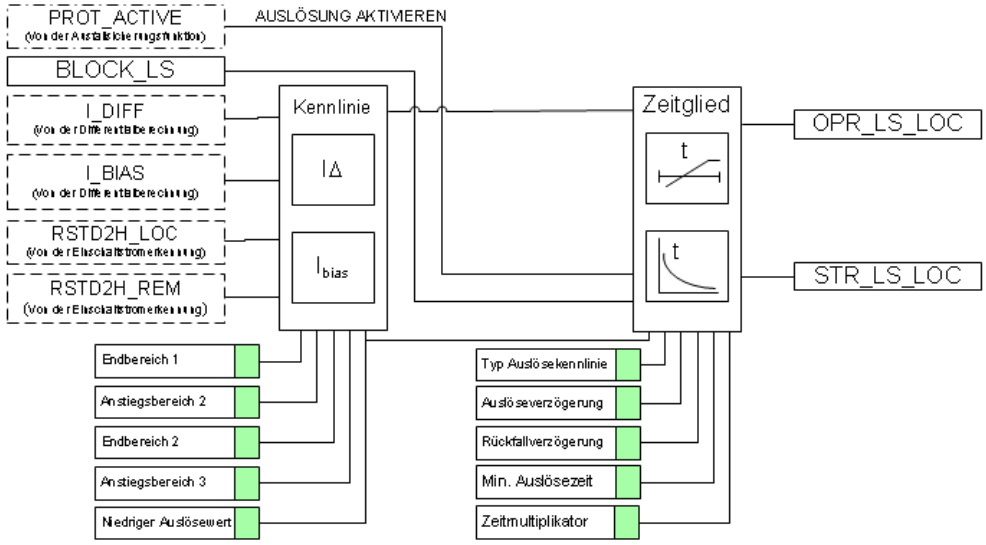


Abb. 220: Auslöselogik der stabilisierten 1. Stufe

Die Stabilisierung wirkt sich auf die Auslösung der Funktion aus.

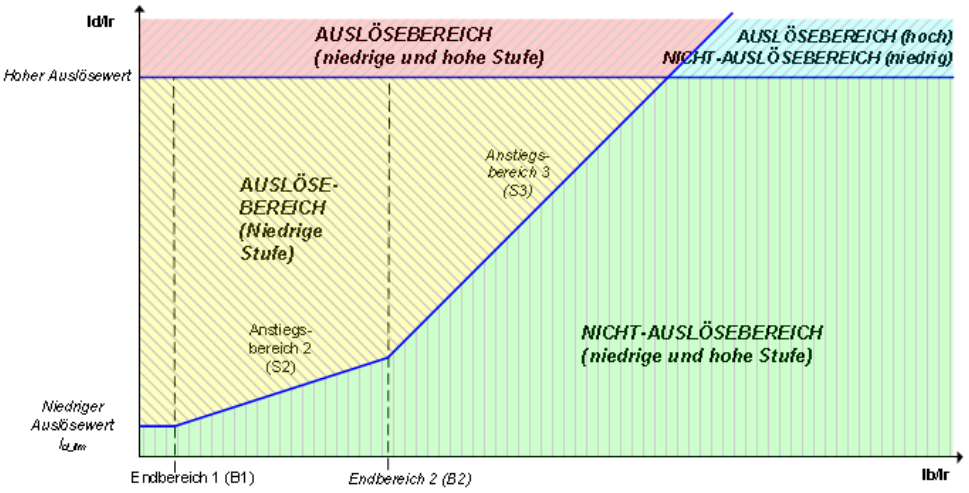


Abb. 221: Auslösekennlinie der Schutzfunktion. (LS) steht für die 1. Stufe und (HS) für die 2. Stufe.

Die Steilheit der Auslösekennlinie des Differentialfunktion ist in den einzelnen Bereichsabschnitten unterschiedlich:

- Abschnitt 1 mit $0,0 < I_b/I_r <$ *End section 1*. Der zur Auslösung erforderliche Differentialstrom ist konstant. Der Wert des Differentialstroms ist identisch mit dem für die Funktion ausgewählten Grundeinstellung (*Low operate value*). Die Grundeinstellung lässt das Ausbleiben des Strom in der Leitung, Laststrom der Stufenlast sowie geringere Ungenauigkeiten des Stromwandlers zu. Sie kann

auch eingesetzt werden, um den gesamten Pegel der Auslösekennlinie zu beeinflussen.
- Abschnitt 2 mit *End section 1* < I_b/I_r < *End Section 2*. Dies wird auch Einflussbereich des Startverhältnisses genannt. In diesem Abschnitt wirken sich Schwankungen des Anfangsquotienten auf die Steilheit der Kennlinie aus, das bedeutet, auf die zur Auslösung erforderliche Veränderung des Differentialstroms in Relation zur Veränderung des Laststroms. Stromwandlerfehler sind im Startverhältnis zu berücksichtigen.
- Abschnitt 3 mit *End section 2* < I_b/I_r. Durch die Einstellung der Steigung in diesem Abschnitt, wird besonders darauf geachtet, dass eine unnötige Auslösung der Schutzfunktion bei einem externen Fehler unterbunden wird, wenn der Differentialstrom hauptsächlich von gesättigten Stromwandlern erzeugt wurde.

Die Auslösung des Differentialschutzes basiert auf den Grundfrequenzkomponenten. Die Auslösung ist exakt und stabil, und die Gleichstromkomponente sowie die Oberschwingung der Ströme verursachen keine unerwünschte Auslösungen.

Einschaltstrom-Detektor

Die Transformator-Einschaltströme verursachen einen hohen Grad von Oberschwingungen in den gemessenen Leiterströmen. Der Einschaltsstrom-Detektor erkennt Einschaltsituationen in Transformatoren. Die Blockierung auf der Grundlage der zweiten Oberschwingung wird für die Verwendung mit dem Parameter *Restraint mode* ausgewählt. Die Blockierung der 1. Stufe an der lokalen Seite wird veranlasst, wenn die Blockierung für die zweite Oberschwingung ausgewählt und eine Einschaltsituation erkannt wird.

Der Einschaltstrom-Detektor berechnet das Verhältnis zwischen dem zweiten Oberschwingungsstrom `I_2H_LOC_A` und dem Grundfrequenzstrom `I_1H_LOC_A`. Wird der Leitungsdifferentialschutz im normalen Modus eingesetzt (*Winding selection* auf “Nicht in Gebrauch” eingestellt), dann wird der berechnete Wert mit dem Parameterwert der Einstellung *Start value 2.H* verglichen. Übersteigt der berechnete Wert den Einstellwert und liegt der Grundfrequenzstrom `I_1H_LOC_A` mehr als sieben Prozent über dem Bemessungsstrom, dann wird das Ausgangssignal `BLK2H_A` aktiviert. Die anderen Leiter werden vom Einschaltstrom-Detektor auf dieselbe Weise behandelt.

Wenn der Leitungsdifferentialschutz im Modus Transformator in der Schutzzone verwendet wird (*Winding selection* auf “Wicklung 1” oder “Wicklung 2” eingestellt), dann wird der gewichtete Durchschnitt für das Verhältnis der 2. Oberschwingung in unterschiedlichen Leitern berechnet und anschließend mit dem Einstellwert von *Start value 2.H* verglichen. Übersteigt der berechnete Wert des gewichteten Verhältnisses den Einstellwert und liegt der Grundfrequenzstrom `I_1H_LOC_A` mehr als sieben Prozent über dem Bemessungsstrom, dann wird das Ausgangssignal `BLK2H_A` aktiviert.

Die lokal erkannte Einschaltsituation am Transformator wird unabhängig vom Wert des lokalen Einstellparameters *Restraint mode* als binäres Anzeigesignal auch an die Gegenseite übertragen. Wenn die interne Blockierung der stabilisierten 1. Stufe

aktiviert wurde, dann werden gleichzeitig auch die Ausgänge RSTD2H_LOC und RSTD2H_REM aktiviert, je nachdem, ob die Einschaltsituation lokal oder an der Gegenseite erkannt wurde oder an beiden Seiten.

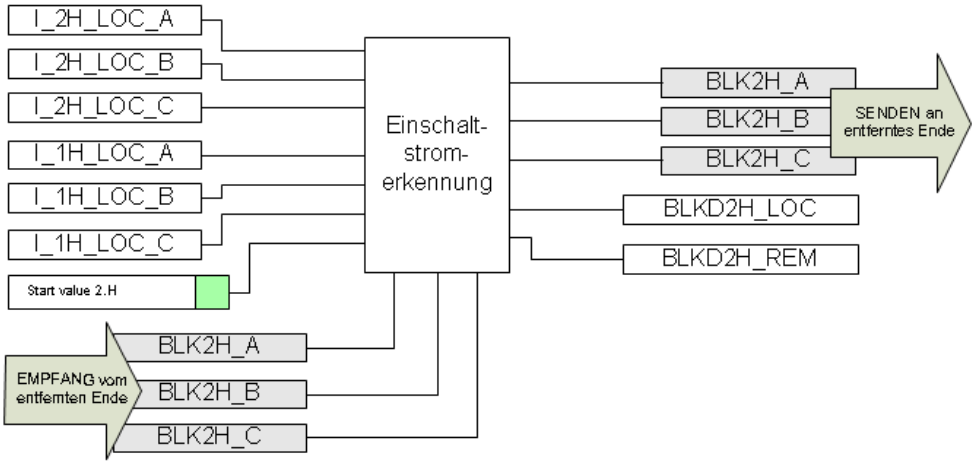


Abb. 222: Logik der Einschalterkennung

Differentialberechnung

Die Arbeitsweise besteht in der Berechnung der Differentialströme aus dem in die Schutzzone ein- und ausgehenden Strömen an beiden Enden mithilfe der digitalen Kommunikationskanäle für den Datenaustausch. Im Normalbetrieb betragen die Differentialströme nahezu Null. Der Differentialschutz ist leiterselektiv und die Differentialströme werden an beiden Enden separat berechnet.

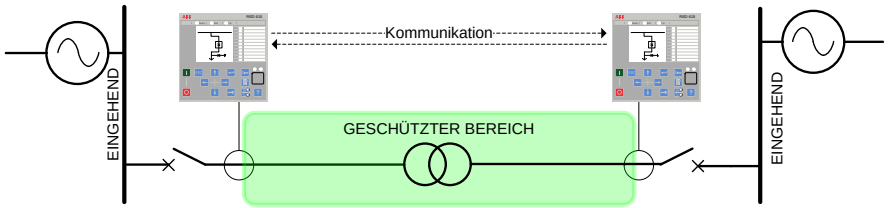


Abb. 223: Grundlegendes Schutzprinzip

Der Differentialstrom IΔ (I_d) des Geräts wird an beiden Enden über die folgende Formel erhalten:

$$I_d = \left| \bar{I}_{LOC} + \bar{I}_{REM} \right|$$

(Gleichung 66)

Der Stabilisierungsstrom I_{bias} (I_b) des Geräts wird an beiden Enden über die folgende Formel erhalten:

$$I_b = \frac{\left|\bar{I}_{LOC} - \bar{I}_{REM}\right|}{2}$$

(Gleichung 67)

Je nach Lage des Sternpunkts am Stromwandler, kann die Polarität der Ströme an der lokalen und Gegenseite unterscheiden, was zu Fehlern in den Berechnungsalgorithmen führt. Das Übersetzungsverhältnis des Stromwandlers kann abweichen. Dies muss kompensiert werden, um ein korrektes Berechnungsergebnis für den Differentialstrom an beiden Seiten zu erhalten.

Die Einstellungen für die Auslösekennlinie sind in Prozenteinheiten des sekundären Stromwandler-Bemessungsstroms für die Geräte an jedem Leitungsende angegeben. Für die eigentliche Primäreinstellung ist das entsprechende Stromwandlerverhältnis an jedem Leitungsende zu berücksichtigen. Ein Beispiel für die Auswahl der Parameterwerte für *CT ratio correction* an beiden Leitungsenden wird im Beispiel für den Ausgleich der Differenz in den Bemessungspegeln präsentiert.

Ein weiteres Beispiel für die Differentialanwendung ohne Transformator in der Schutzzone mit einem Leitungs-Bemessungsstrom von 400 A. Das Verhältnis der Stromwandler beträgt 800/1 und 400/1.

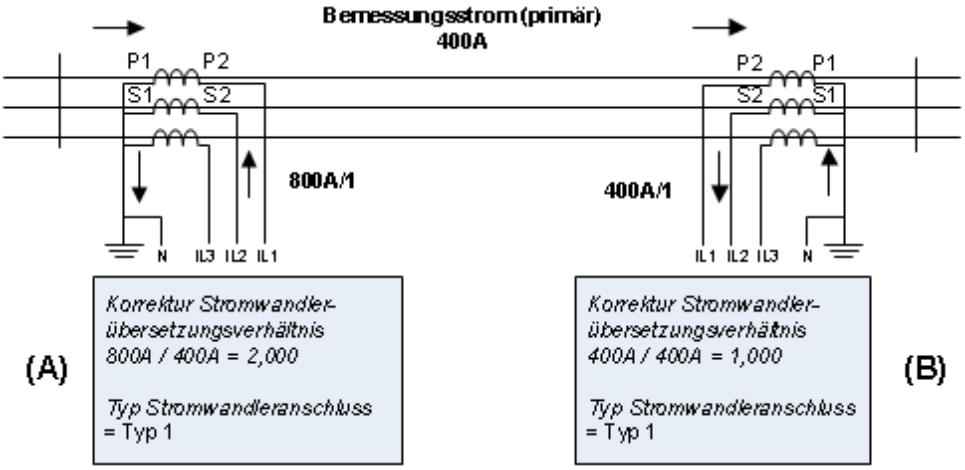


Abb. 224: Beispiel für die Berechnung der Einstellung CT ratio correction in der Leitungsdifferential-Anwendung

Die Einstellungen von *CT ratio Corrections* für Gerät A und Gerät (B) sind:

CT ratio Correction (A) = 800 A / 400 A = 2,000

CT ratio Correction (B) = 400 A / 400 A = 1,000

Der sekundäre Stromwandlerstrom unterscheidet sich bei der Bemessungslast des Stromwandlers häufig von seinem Bemessungsstrom. Das Stromwandlerverhältnis kann an beiden Seiten des Stromwandlers über die Einstellung *CT ratio Correction* korrigiert werden.

Zunächst wird die Bemessungslast des Transformators für beide Seiten berechnet, wenn die Scheinleistung und Leiter-Leiter-Spannung bekannt sind.

$$I_{nT} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n}$$

(Gleichung 68)

I_{nT}	Bemessungslast des Transformators
S_n	Bemessungsleistung des Transformators
U_r	Bemessungsspannung

Anschließend können die Einstellungen für "CT ratio correction" mit der folgenden Formel berechnet werden:

$$CT\ ratio\ correction = \frac{I_n}{I_{nT}}$$

(Gleichung 69)

I_r	Primärbemessungsstrom des Stromwandlers

Nach "CT ratio correction" werden die gemessenen Ströme und die entsprechenden Einstellwerte von LNPLDF als das Mehrfache des Transformator-Bemessungsstroms Ir (×Ir) oder als Prozentwert von Ir (%Ir) ausgedrückt.

In einem Beispiel wird dargestellt, wie die Einstellungen "CT ratio correction" berechnet werden; wenn die Bemessungsleistung des Transformators 5 MVA beträgt, dann beträgt das Stromwandlerverhältnis an der 20-kV-Seite 200/1 u das an der 10,5-kV-Seite 300/1.

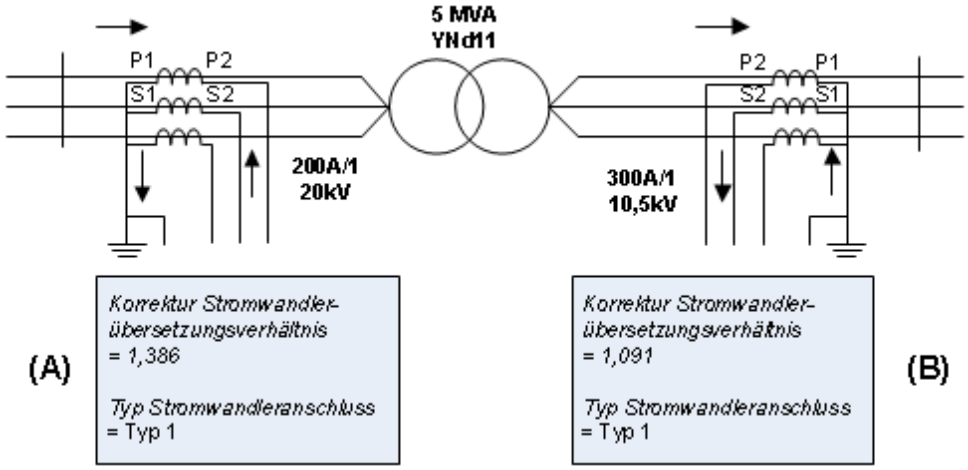


Abb. 225: Beispiel für die Berechnung der Einstellung CT ratio correction mit einem Transformator in der Schutzzone

Die Bemessungslast des Transformators beträgt:

HS-Seite (A): I_{nT_A} = 5 MVA / (1,732 × 20 kV) = 144,3 A

NS-Seite (A): I_{nT_B} = 5 MVA / (1,732 × 10,5 kV) = 274,9 A

Die Einstellungen für *CT ratio Corrections* bei an den Seiten HS (A) und NS (B) sind folglich:

CT ratio Correction (A) = 200 A / 144,3 A = 1,386

CT ratio Correction (B) = 300 A / 274,9 A = 1,091

Stromwandleranschlüsse

Die Anschlüsse der primären Stromwandler werden mit "Typ 1" und "Typ 2" bezeichnet.

- Wenn die positiven Richtungen der Geräteströme auf Wicklung 1 und Wicklung 2 umgekehrt verlaufen, lautet der Wert des Parameters *CT connection type* "Typ 1". Die Anschlussbeispiele von "Typ 1" werden in Abbildung 226 und Abbildung 227 gezeigt.
- Wenn die positiven Richtungen der Geräteströme auf Wicklung 1 und Wicklung 2 gleich verlaufen, lautet der Wert des Parameters *CT connection type* "Typ 2". Die Anschlussbeispiele von "Typ 2" werden in Abbildung 228 und Abbildung 229 gezeigt.
- Der Standardwert des Parameters *CT connection type* ist "Typ 1".

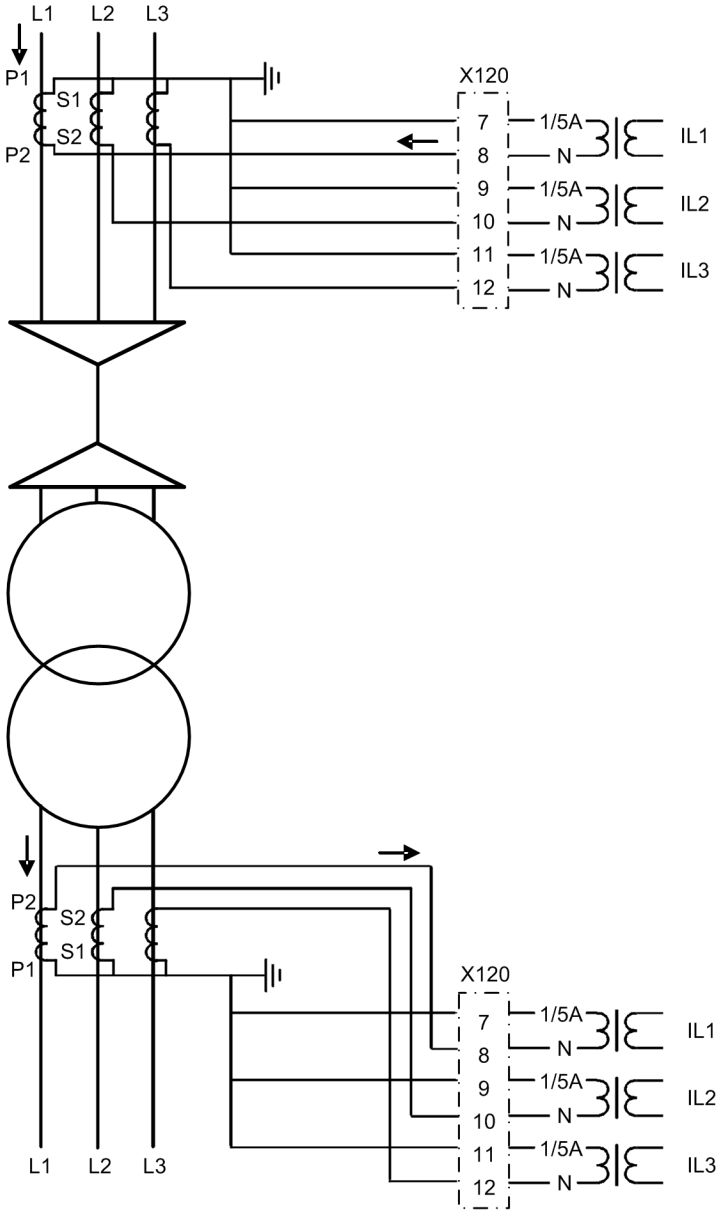


Abb. 226: Beispiel für Anschluss von Stromwandlern vom Typ 1.

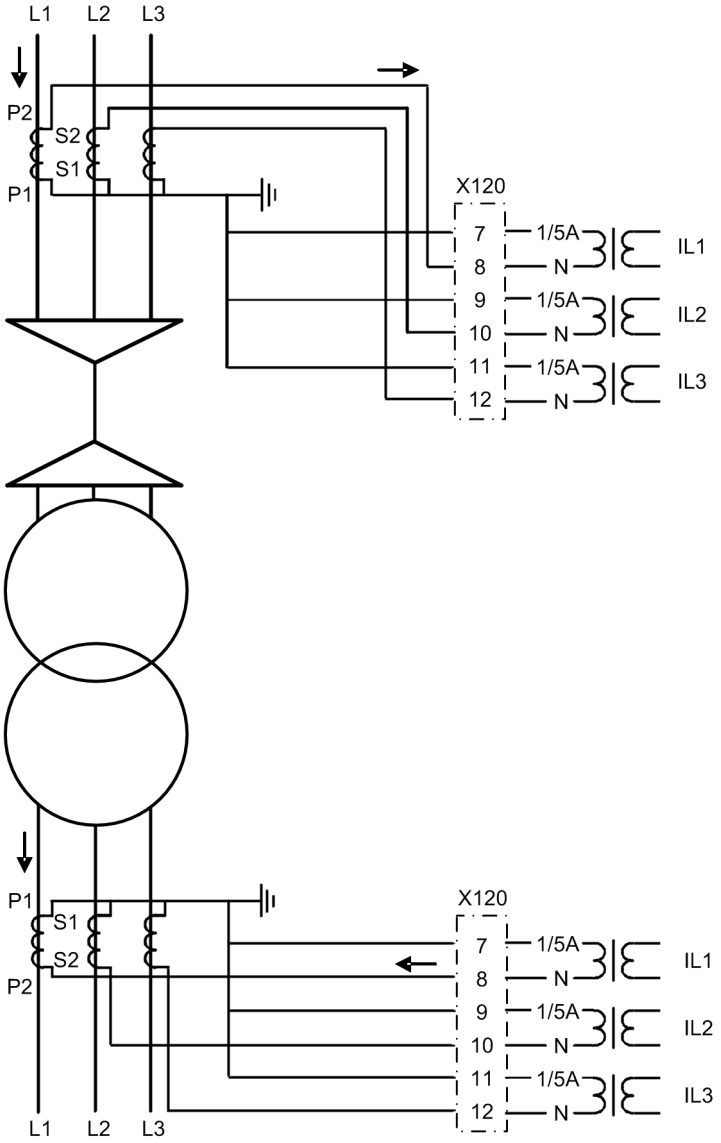


Abb. 227: Beispiel für Anschluss von Stromwandlern vom Typ 1.

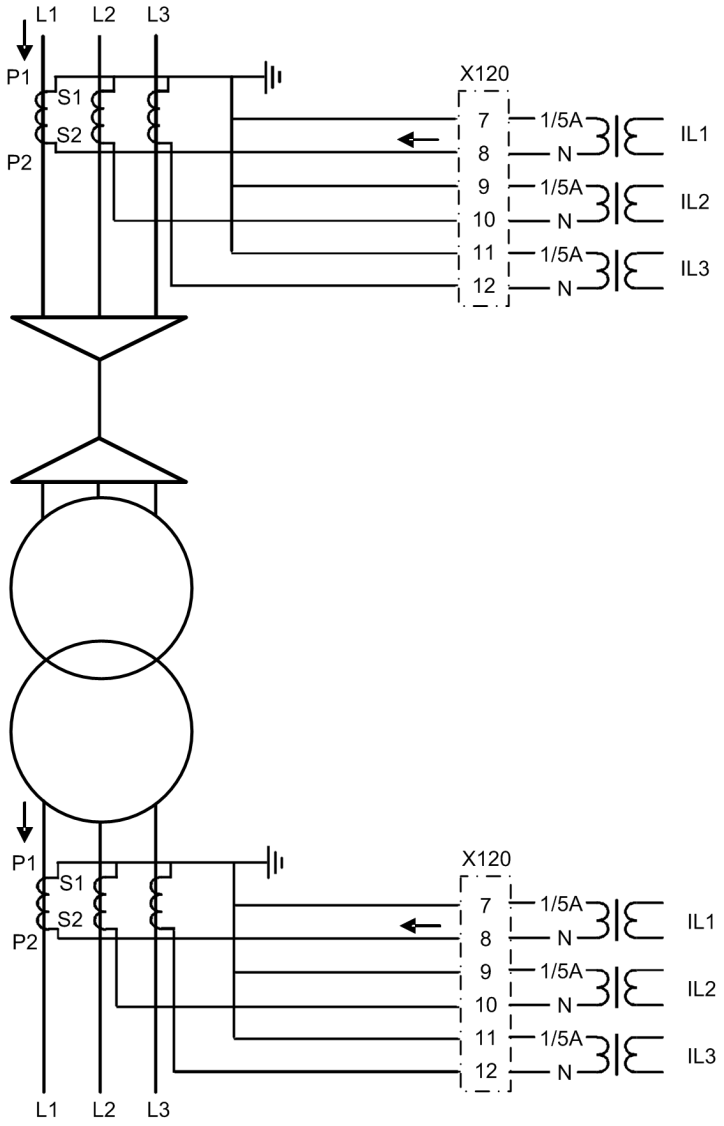


Abb. 228: Beispiel für Anschluss von Stromwandlern vom Typ 2.

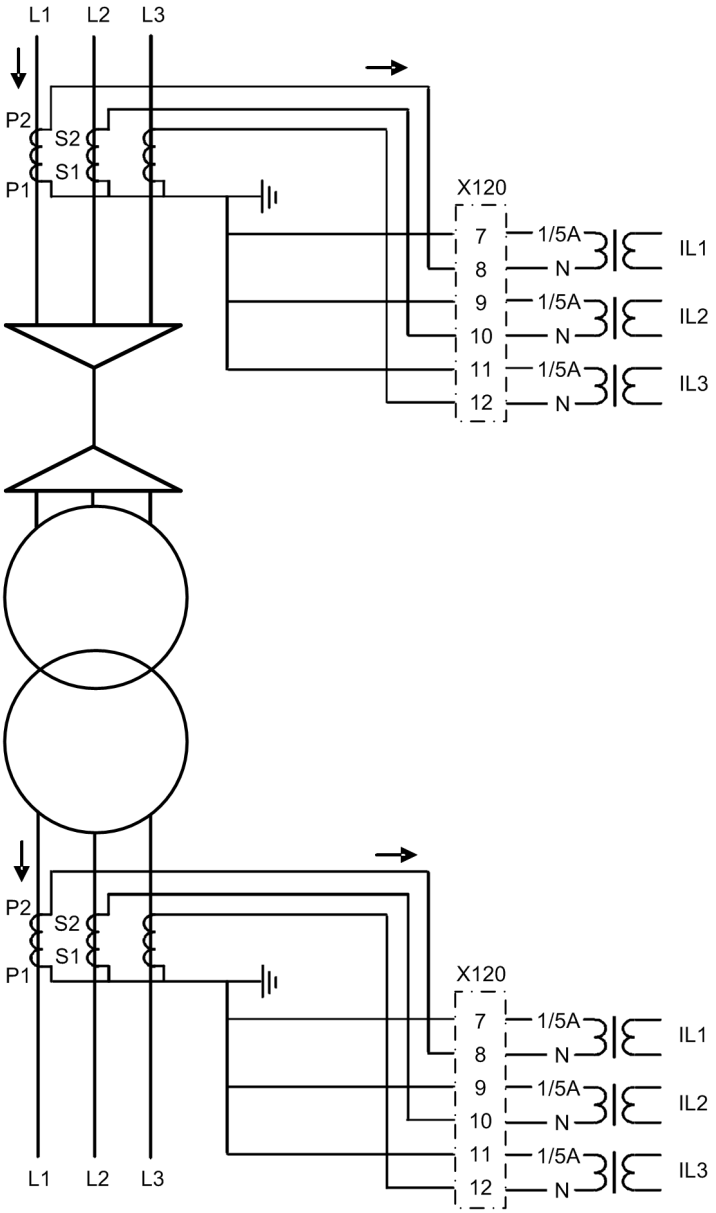


Abb. 229: Beispiel für Anschluss von Stromwandlern vom Typ 2.

Transformator-Schaltgruppenzuordnung

Vor der Berechnung der Differential- und Stabilisierungsströme müssen die Ströme bezüglich der Transformator-Schaltgruppe berücksichtigt werden. Die numerische Zuordnung der Schaltgruppe des Transformators erfolgt auf der Ober- und Unterspannungsseite über die Einstellungen *Winding selection*, *Winding 1 type*, *Winding 2 type* und *Clock number*. Folglich werden keine zwischengeschalteten Stromwandler benötigt, wenn sich nur ein Transformator innerhalb der geschützten Zone befindet. Die Zuordnung basiert auf Phasenverschiebung und auf einer numerischen Simulation der Schaltgruppe im Gerät. Wenn der Sternpunktleiter des Transformators geerdet ist, nimmt das Gerät jeden Erdfehler im Netz als

Differentialstrom wahr. Die Eliminierung der Nullsystemstromkomponente für die betreffende Wicklung kann durch Einstellen des Parameters "Zro A elimination" ausgewählt werden.

Die Einstellung *Winding selection* definiert die Gerätelage im Verhältnis zum Transformator. Wenn sich das Gerät an der HS-Seite des Transformators befindet, dann wird die Lageeinstellung des Geräts auf “Winding 1” eingestellt, wenn es sich an der NS-Seite befindet, entsprechend auf “Winding 2”. Wenn die Differentialgeräte für den Leitungsschutz ohne Transformator in der Schutzzone eingesetzt werden, dann wird die Einstellung “Not in use” verwendet. In diesem Fall wird die Schaltgruppenzuordnung ignoriert.

Die Zuordnung des Phasenverschiebungswinkels basiert auf der Phasenverschiebung und der numerischen Simulation im Inneren des Geräts. Der Parameter *Winding 1 type* bestimmt den Anschluss an Wicklung 1 ("Y", "YN", "D", "Z", "ZN"). Die Schaltgruppenzuordnung kann sowohl für beide Einstellungen, "Winding 1" und "Winding 2", als auch für jeweils "Winding 1" oder "Winding 2" mit der Einstellung *Clock number* in Intervallen von 30° umgesetzt werden. Ähnlich bestimmt der Parameter *Typ Wicklung 2* die Anschlüsse der Leiterwicklungen auf der Unterspannungsseite (“y”, “yn”, “d”, “z”, “zn”).

Wenn die Schaltgruppenzuordnung Yy0 ist und der Parameter *Stromwandleranschlussvariante* "Typ 2" entspricht, ändert sich der Phasenwinkel der an das Gerät angeschlossenen Leiterströme nicht. Wenn die Schaltgruppenzuordnung Yy6 ist, werden die Leiterströme im Gerät an einer Seite um 180° gedreht.

Beispiel 1, Schaltgruppenzuordnung eines Ynd11-angeschlossenen Transformators an Wicklung 1, *Stromwandleranschlussvariante* gemäß Typ 1. Die Einstellung *Winding 1 type* ist "YN", *Winding 2 type* ist "d" und *Clock number* ist "Schaltgruppe 11". Dies wird intern durch Zuweisung des internen Kompensationswerts 0° an Wicklung 1 sowie des internen Kompensationswerts +30° an Wicklung 2 kompensiert:

$$\bar{I}_{L1mHV} = \frac{\bar{I}_{L1} - \bar{I}_{L2}}{\sqrt{3}}$$

(Gleichung 70)

$$\bar{I}_{L2mHV} = \frac{\bar{I}_{L2} - \bar{I}_{L3}}{\sqrt{3}}$$

(Gleichung 71)

$$\bar{I}_{L3mHV} = \frac{\bar{I}_{L3} - \bar{I}_{L1}}{\sqrt{3}}$$

(Gleichung 72)

Beispiel 2, ist die Schaltgruppe jedoch Yd11, und entspricht der Parameter *Stromwandleranschlussvariante* Typ 1, verläuft die Kompensation etwas anders. Die Einstellung *Winding 1 type* ist "Y", *Winding 2 type* ist "d" und *Clock number* ist "Clk

Num 11". Dies wird intern durch Zuweisung des internen Kompensationswerts -30° an Wicklung 1 sowie des internen Kompensationswerts 0° an Wicklung 2 kompensiert:

$$\bar{I}_{L1mLV} = \frac{\bar{I}_{L1} - \bar{I}_{L3}}{\sqrt{3}}$$

(Gleichung 73)

$$\bar{I}_{L2mLV} = \frac{\bar{I}_{L2} - \bar{I}_{L1}}{\sqrt{3}}$$

(Gleichung 74)

$$\bar{I}_{L3mLV} = \frac{\bar{I}_{L3} - \bar{I}_{L2}}{\sqrt{3}}$$

(Gleichung 75)

Der Strom an der “Y”-Seite bleibt unangetastet, während die Ströme an der “d”-Seite für die Zuordnung zu den Strömen, die tatsächlich in den Wicklungen fließen, kompensiert werden.

In diesem Beispiel gibt es an keiner der Transformatorseiten einen Summenstrom (davon ausgehend, dass kein Erdungswandler installiert ist). Im vorherigen Beispiel erfolgt die Zuordnung auf andere Weise, damit der Erdfehler- bzw. Summenstrom an Wicklung 1 gleichzeitig kompensiert werden kann.

Tabelle 421: LNPLDF-Schaltgruppenzuordnung

Schaltgruppe des Transformators	Typ Wicklung 1	Typ Wicklung 2	Phasenverschie-bung	Eliminierung von Nullsystemstrom
Yy0	Y	y	0	Nicht gebraucht
YNy0	YN	y	0	HS-Seite
YNyn0	YN	yn	0	HS- und NS-Seite
Yyn0	Y	yn	0	NS-Seite
Yy2	Y	y	2	Nicht gebraucht
YNy2	YN	y	2	(Automatisch)
YNyn2	YN	yn	2	(Automatisch)
Yyn2	Y	yn	2	(Automatisch)
Yy4	Y	y	4	Nicht gebraucht
YNy4	YN	y	4	(Automatisch)
YNyn4	YN	yn	4	(Automatisch)
Yyn4	Y	yn	4	(Automatisch)
Yy6	Y	y	6	Nicht gebraucht
YNy6	YN	y	6	HS-Seite
YNyn6	YN	yn	6	HS- und NS-Seite
Yyn6	Y	yn	6	NS-Seite
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Schaltgruppe des Transformators	Typ Wicklung 1	Typ Wicklung 2	Phasenverschie-bung	Eliminierung von Nullsystemstrom
Yy8	Y	y	8	Nicht gebraucht
YNy8	YN	y	8	(Automatisch)
YNyn8	YN	yn	8	(Automatisch)
Yyn8	Y	yn	8	(Automatisch)
Yy10	Y	y	10	Nicht gebraucht
YNy10	YN	y	10	(Automatisch)
YNyn10	YN	yn	10	(Automatisch)
Yyn10	Y	yn	10	(Automatisch)
Yd1	Y	d	1	Nicht gebraucht
YNd1	YN	d	1	(Automatisch)
Yd5	Y	d	5	Nicht gebraucht
YNd5	YN	d	5	(Automatisch)
Yd7	Y	d	7	Nicht gebraucht
YNd7	YN	d	7	(Automatisch)
Yd11	Y	d	11	Nicht gebraucht
YNd11	YN	d	11	(Automatisch)
Dd0	D	d	0	Nicht gebraucht
Dd2	D	d	2	Nicht gebraucht
Dd4	D	d	4	Nicht gebraucht
Dd6	D	d	6	Nicht gebraucht
Dd8	D	d	8	Nicht gebraucht
Dd10	D	d	10	Nicht gebraucht
Dy1	D	y	1	Nicht gebraucht
Dyn1	D	yn	1	(Automatisch)
Dy5	D	y	5	Nicht gebraucht
Dyn5	D	yn	5	(Automatisch)
Dy7	D	y	7	Nicht gebraucht
Dyn7	D	yn	7	(Automatisch)
Dy11	D	y	11	Nicht gebraucht
Dyn11	D	yn	11	(Automatisch)
Yz1	Y	z	1	Nicht gebraucht
YNz1	YN	z	1	(Automatisch)
YNzn1	YN	zn	1	NS-Seite
Yzn1	Y	zn	1	(Automatisch)
Yz5	Y	z	5	Nicht gebraucht
YNz5	YN	z	5	(Automatisch)
YNzn5	YN	zn	5	NS-Seite
Yzn5	Y	zn	5	(Automatisch)
Yz7	Y	z	7	Nicht gebraucht

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Schaltgruppe des Transformators	Typ Wicklung 1	Typ Wicklung 2	Phasenverschie-bung	Eliminierung von Nullsystemstrom
YNz7	YN	z	7	(Automatisch)
YNzn7	YN	zn	7	NS-Seite
Yzn7	Y	zn	7	(Automatisch)
Yz11	Y	z	11	Nicht gebraucht
YNz11	YN	z	11	(Automatisch)
YNzn11	YN	zn	11	NS-Seite
Yzn11	Y	zn	11	(Automatisch)
Zy1	Z	y	1	Nicht gebraucht
Zyn1	Z	yn	1	(Automatisch)
ZNyn1	ZN	yn	1	HS-Seite
ZNy1	ZN	y	1	(Automatisch)
Zy5	Z	y	5	Nicht gebraucht
Zyn5	Z	yn	5	(Automatisch)
ZNyn5	ZN	yn	5	HS-Seite
ZNy5	ZN	y	5	(Automatisch)
Zy7	Z	y	7	Nicht gebraucht
Zyn7	Z	yn	7	(Automatisch)
ZNyn7	ZN	yn	7	HS-Seite
ZNy7	ZN	y	7	(Automatisch)
Zy11	Z	y	11	Nicht gebraucht
Zyn11	Z	yn	11	(Automatisch)
ZNyn11	ZN	yn	11	HS-Seite
ZNy11	ZN	y	11	(Automatisch)
Dz0	D	z	0	Nicht gebraucht
Dzn0	D	zn	0	NS-Seite
Dz2	D	z	2	Nicht gebraucht
Dzn2	D	zn	2	(Automatisch)
Dz4	D	z	4	Nicht gebraucht
Dzn4	D	zn	4	(Automatisch)
Dz6	D	z	6	Nicht gebraucht
Dzn6	D	zn	6	NS-Seite
Dz8	D	z	8	Nicht gebraucht
Dzn8	D	zn	8	(Automatisch)
Dz10	D	z	10	Nicht gebraucht
Dzn10	D	zn	10	(Automatisch)
Zd0	Z	d	0	Nicht gebraucht
ZNd0	ZN	d	0	HS-Seite
Zd2	Z	d	2	Nicht gebraucht
ZNd2	ZN	d	2	(Automatisch)

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Schaltgruppe des Transformators	Typ Wicklung 1	Typ Wicklung 2	Phasenverschie-bung	Eliminierung von Nullsystemstrom
Zd4	Z	d	4	Nicht gebraucht
ZNd4	ZN	d	4	(Automatisch)
Zd6	Z	d	6	Nicht gebraucht
ZNd6	ZN	d	6	HS-Seite
Zd8	Z	d	8	Nicht gebraucht
ZNd8	ZN	d	8	(Automatisch)
Zd10	Z	d	10	Nicht gebraucht
ZNd10	ZN	d	10	(Automatisch)
Zz0	Z	z	0	Nicht gebraucht
ZNz0	ZN	z	0	HS-Seite
ZNzn0	ZN	zn	0	HS- und NS-Seite
Zzn0	Z	zn	0	NS-Seite
Zz2	Z	z	2	Nicht gebraucht
ZNz2	ZN	z	2	(Automatisch)
ZNzn2	ZN	zn	2	(Automatisch)
Zzn2	Z	zn	2	(Automatisch)
Zz4	Z	z	4	Nicht gebraucht
ZNz4	ZN	z	4	(Automatisch)
ZNzn4	ZN	zn	4	(Automatisch)
Zzn4	Z	zn	4	(Automatisch)
Zz6	Z	z	6	Nicht gebraucht
ZNz6	ZN	z	6	HS-Seite
ZNzn6	ZN	zn	6	HS- und NS-Seite
Zzn6	Z	zn	6	NS-Seite
Zz8	Z	z	8	Nicht gebraucht
ZNz8	ZN	z	8	(Automatisch)
ZNzn8	ZN	zn	8	(Automatisch)
Zzn8	Z	zn	8	(Automatisch)
Zz10	Z	z	10	Nicht gebraucht
ZNz10	ZN	z	10	(Automatisch)
ZNzn10	ZN	zn	10	(Automatisch)
Zzn10	Z	zn	10	(Automatisch)

Elimination der Nullsystemkomponente

Wenn *Clock number* den Wert "Clk Num 2", "Clk Num 4", "Clk Num 8" oder "Clk Num 10" hat, erfolgt die Schaltgruppenzuordnung immer sowohl an Wicklung 1 als auch an Wicklung 2. Die korrekte Kompensation ergibt sich aus der entsprechenden Kombination. In diesem Fall wird die Nullsystemstromkomponente immer

automatisch von beiden Seiten entfernt. Der Parameter *Zro A elimination* kann daran nichts ändern.

Wenn *Clock number* den Wert "Clk Num 1", "Clk Num 5", "Clk Num 7" oder "Clk Num 11" hat, erfolgt die Schaltgruppenzuordnung immer nur auf einer Seite. Eine mögliche Nullsystemstromkomponente der Leiterströme bei Erdfehlern, die außerhalb des Schutzbereichs auftreten, wird in der numerisch implementierten Dreieckschaltung vor Berechnung des Differentialstroms und Vorstroms automatisch eliminiert. Daher erfolgt die Schaltgruppenzuordnung bei Transformatoren mit den Schalteigenschaften "Ynd" und "Dyn" praktisch immer auf der Sternschaltungsseite.

Wenn *Clock number* den Wert "Clk Num 0" oder "Clk Num 6" hat, wird die Nullsystemstromkomponente der Leiterströme auf keiner der beiden Seiten automatisch eliminiert. Daher muss die Nullsystemstromkomponente auf der am Sternpunkt geerdeten Sternschaltungsseite durch Anwendung des Parameters "Zro A elimination" eliminiert werden.

Derselbe Parameter ist einzusetzen, um die Nullsystemstromkomponente zu eliminieren, wenn beispielsweise ein Erdungswandler an der Dreiecksschaltungsseite des “Ynd”-Transformators im Schutzbereich befindet. In diesem Fall erfolgt die Schaltgruppenzuordnung normalerweise auf der Sternschaltungsseite. Auf der Dreiecksschaltungsseite muss die Eliminierung der Nullsystemstromkomponente über den Eliminierungsparameter "Zro A" erfolgen.

Durch die Verwendung des Eliminierungsparameter "Zro A" wird die Nullsystemstromkomponente der lokalen Leiterströme berechnet und für jeden Leiterstrom verringert:

$$\bar{I}_{LOC_A} = \bar{I}_{LOC_A} - \frac{1}{3} \times \left(\bar{I}_{LOC_A} + \bar{I}_{LOC_B} + \bar{I}_{LOC_C} \right)$$

(Gleichung 76)

$$\bar{I}_{LOC_B} = \bar{I}_{LOC_B} - \frac{1}{3} \times \left(\bar{I}_{LOC_A} + \bar{I}_{LOC_B} + \bar{I}_{LOC_C} \right)$$

(Gleichung 77)

$$\bar{I}_{LOC_C} = \bar{I}_{LOC_C} - \frac{1}{3} \times \left(\bar{I}_{LOC_A} + \bar{I}_{LOC_B} + \bar{I}_{LOC_C} \right)$$

Sicherheitsfunktion

Um eine Funktionsstörung bei Interferenzen in der Kommunikation zu vermeiden, wird die Auslösung von LNPLDF blockiert, wenn die Schutz-Kommunikationsüberwachung schwerwiegende Interferenzen im Kommunikationskanal erkennt. Die Zeitgeber-Rückfallstufe wird aktiviert, falls die stabilisierte Stufe während einer Kommunikationsunterbrechung ausgelöst wird. Die Schutz-Kommunikationsüberwachung ist intern zwischen PCSITPC nach LNPLDF angelegt (gepunktete Linie "OK").

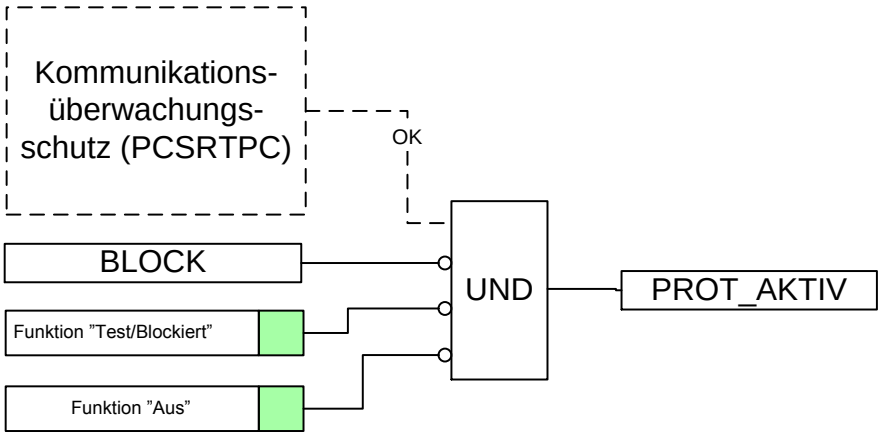


Abb. 230: Auslöselogik der Sicherheitsfunktion

Die Funktion kann über die Einstellung *Operation* auch in den Status “Test/blockiert” geschaltet werden. Dieser Modus kann auch bei der Inbetriebnahme verwendet werden.

Der Eingang `BLOCK` dient der Blockierung der Funktion im Rahmen der Logik. Wenn die Funktion blockiert ist, stehen die überwachten Daten und die Messwerte weiterhin zur Verfügung aber die Binärausgänge sind blockiert. Wenn die Funktion blockiert ist, dann ist die direkte Schaltermitnahme ebenfalls blockiert.

Der Ausgang `PROT_ACTIVE` ist immer aktiv, wenn die Schutzfunktion auslösen kann. `PROT_ACTIVE` kann als Blockiersignal für Reserveschutzfunktionen eingesetzt werden

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert es den Ausgang `STR_LS_LOC`. Abhängig vom Wert der Einstellung *Operating curve type* entspricht die Zeitkennlinie DT oder IDMT. Wenn das Auslösezeitgeber den eingestellten Wert aus *Operating delay time* im unabhängigen Zeitmodus oder den in der inversen Zeitkurve definierten Maximalwert erreicht, wird der Ausgang `OPR_LS_LOC` aktiviert. Entspricht der Auslösemodus abhängiger Kurve, dann wird *Low operate value* als Bezugswert (Startwert) in den abhängigen Gleichungen aus dem Abschnitt Standardkennlinie für abhängige Zeit verwendet.

Tritt eine Rückfallsituation auf, dann wird ein Rückfallstatus für den Zeitgeber aktiviert. Das Rücksetzen erfolgt gemäß der unabhängigen Kennlinie.

Eine ausführliche Beschreibung der Zeitgeber-Kennlinien finden Sie im Kapitel "Allgemeine Funktionsblockeigenschaften" in diesem Handbuch.

Unverzögerte 2. Stufe

Zusätzlich zur stabilisierten 1. Stufe verfügt LNPLDF über eine unverzögerte 2. Stufe. Die Stabilisierung erfolgt nicht über die unverzögerte 2. Stufe. Die unverzögerte 2. Stufe löst unmittelbar aus, wenn die Amplitude des Differentialstroms den Einstellwert von *High operate value* übersteigt. Ist der Eingang ENA_MULT_HS aktiv, wird der eingestellte *High operate value* mit der Einstellung *High Op value Mult* multipliziert.

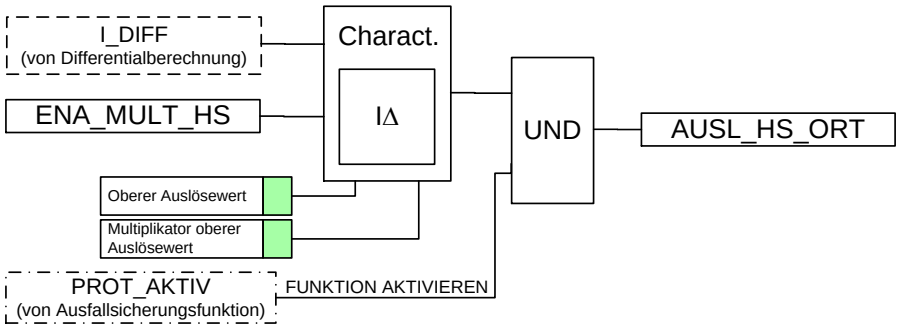


Abb. 231: Auslöselogik der unverzögerten 2. Stufe

Direkte Schaltermitnahme

Die direkte Schaltermitnahme wird eingesetzt, um sicher zu stellen, dass die Leistungsschalter an beiden Enden der geschützten Leitung sich gleichzeitig öffnen, wenn ein Fehler erkannt wird. Sowohl die Start- als auch die Auslösesignale werden über die Kommunikation an die Gegenseite gesendet. Die direkte Schaltermitnahme des Leitungs-Differentialschutzes ist in LNPLDF eingebunden. Der Ausgang OPERATE kombiniert die Auslösesignale beider Stufen, sodass er lokal für die direkte Schaltermitnahme verwendet werden kann.

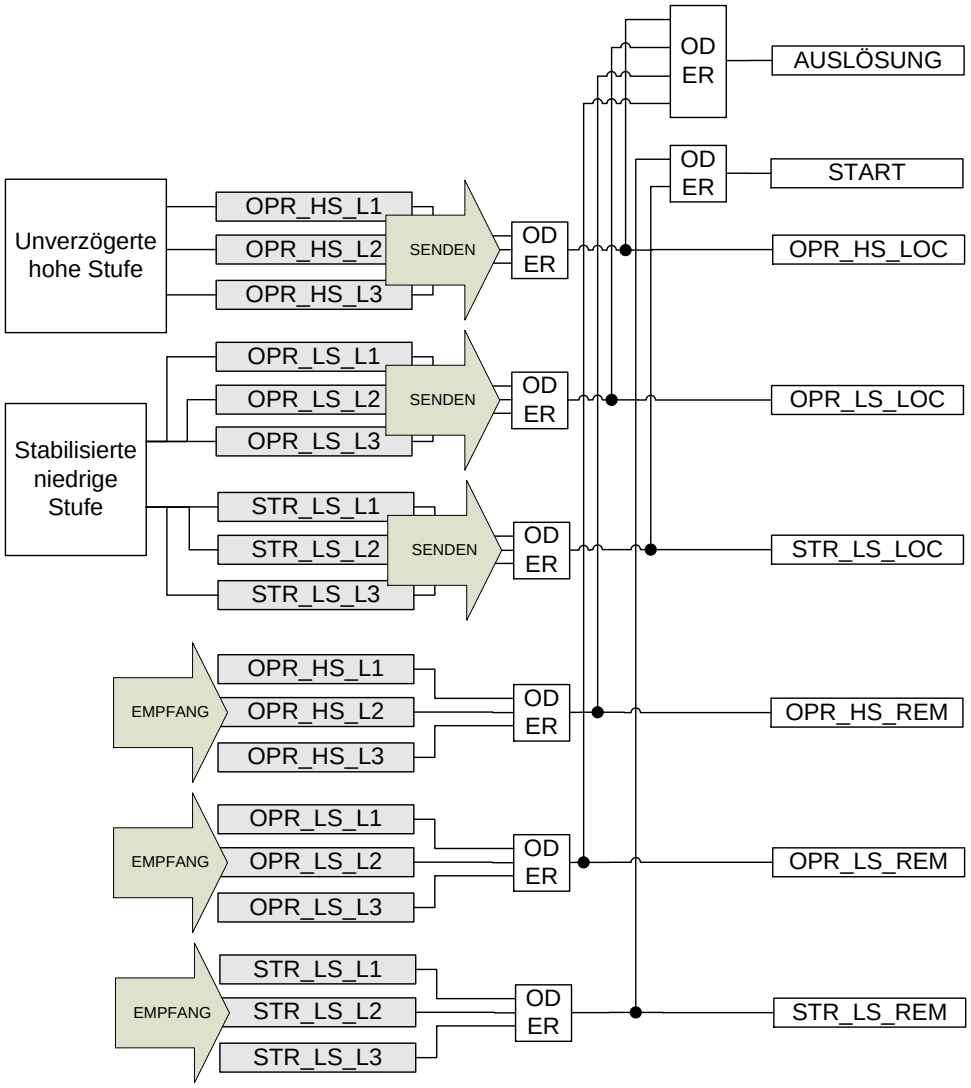


Abb. 232: Auslöselogik der direkte Schaltermitnahmefunktion

Die Start- und Auslösesignale werden für die 1. und 2. Stufen lokal und an der Gegenseite separat bereitgestellt.

Blockfunktionalität

Es gibt zwei unabhängige Eingänge, die zum Blockieren der Funktion eingesetzt werden können: `BLOCK` und `BLOCK_LS`. Diese Eingänge unterscheiden sich, da `BLOCK_LS` (wenn er TRUE ist) nur die stabilisierte 1. Stufe blockiert, während die unverzögerte 2. Stufe weiterhin in Betrieb bleibt. `BLOCK` blockiert (wenn er TRUE ist) beide Stufen, und auch der Ausgang `PROT_ACTIVE` wird gemäß des Status des Eingangs `BLOCK` aktualisiert, wie im Kapitel zur Sicherheitsfunktion beschrieben.

Die Status der Eingänge `BLOCK` und `BLOCK_LS` betreffen lediglich das Verhalten der lokalen Schutzinstanz. Wenn eine Leitungsdifferential-Schutzstufe blockiert wird (stabilisierte 1. oder unverzögerte 2.), dann werden auch die empfangenen Signale der

Gegenseite, die sich auf die entsprechende Stufe beziehen, ignoriert (empfangene direkte Schaltermitnahmesignale von der Gegenseite). Die Funktion zur Übertragung von Binärsignalen sollte daher zum Übertragen der möglichen, zusätzlichen Blockierinformation zwischen den lokalen Anschlüssen und den Anschlüssen an der Gegenseite verwendet werden, wenn das Blockierverhalten sich an beiden Leitungsenden gleichen soll.

Prüfmodus

Die Leitungsdifferentialfunktion eines Geräts kann in den Prüfmodus geschaltet werden, d.h. die Einstellung *Operation* wird auf “Test/blockiert” gesetzt. Dadurch werden die Ausgänge des Leitungsdifferentialschutzes im Gerät blockiert und das Gerät an der Gegenseite in einen Prüfmodus geschaltet, sodass die eingespeisten Ströme mit dem verschobenen Leiter zurückgesandt werden. Es ist auch möglich, dass sich beide Geräte gleichzeitig im Prüfmodus befinden. Wenn die Leitungsdifferential-Schutzfunktion sich im Prüfmodus befindet:

- sendet das Gerät der Gegenseite lokal eingespeiste Stromproben mit dem verschobenen Leiter zurück; werden die Stromproben, die an das Gerät der Gegenseite gesendet werden, mit der Einstellung "CT ratio correction" skaliert;
- ist die Auslösung beider Stufen (stabilisierte 1. oder unverzögerte 2.) blockiert, und auch die direkte Schaltermitnahmefunktion ist in dem Gerät blockiert (sowohl empfangen als auch senden), in dem der Prüfmodus aktiviert wurde.
- Die Leitungsdifferential-Schutzfunktion der Gegenseite, die sich im Normalmodus (Ein) befindet, ist von der lokalen Seite, die sich im Prüfmodus befindet nicht betroffen. Das bedeutet, dass die Funktion an der Gegenseite in Betrieb ist, gleichzeitig ignoriert sie aber die empfangenen Stromproben vom Gerät der anderen Seite, das sich im Prüfmodus befindet.
- Der Ausgang `PROT_ACTIVE` ist nur in dem Gerät "false", das sich aktuell im Prüfmodus befindet.

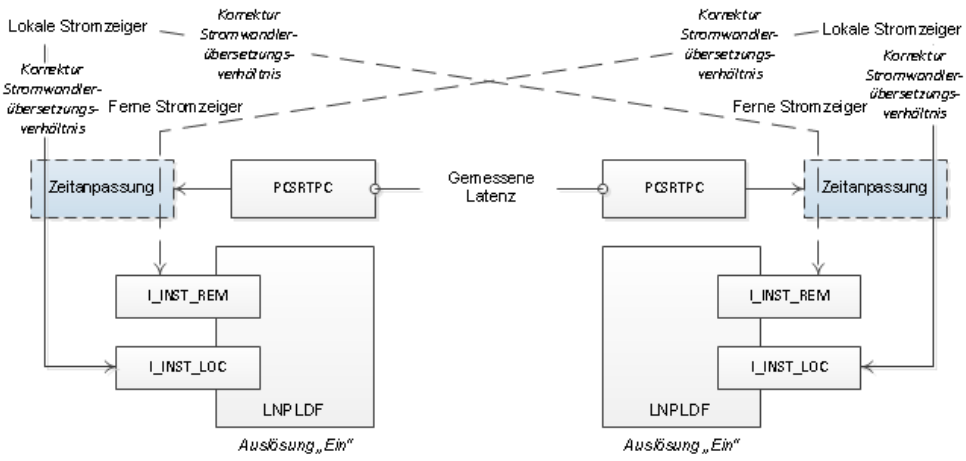


Abb. 233: Auslösung im Normalbetrieb des Leitungsdifferentialschutzes

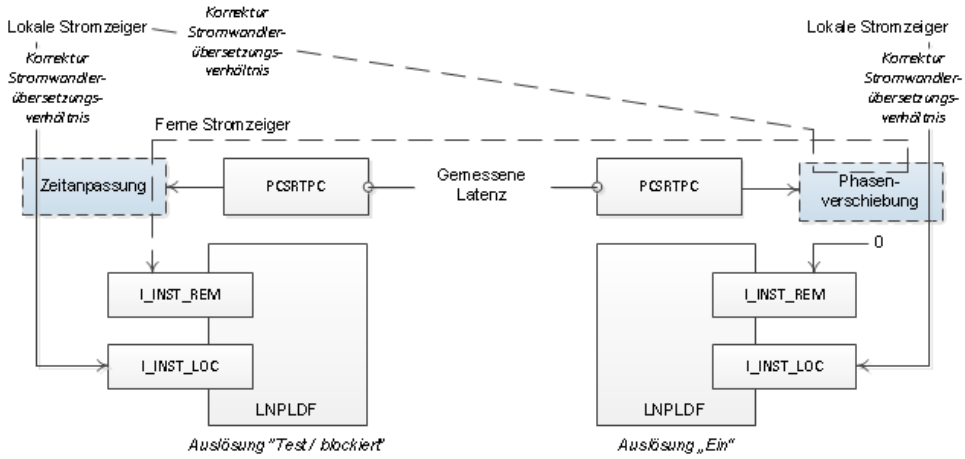


Abb. 234: Auslösung im Prüfmodus des Leitungsdifferentialschutzes

4.3.1.5 Inbetriebnahme

Aufgrund der relativ großen Distanz zwischen den IEDs wäre die Umsetzung des Schemas für den Leitungsdifferentialschutz ohne Unterstützungsfunktionen schwierig. Dies wurde bei der Entwicklung des Leitungsdifferentialschutzes berücksichtigt. Der Kommunikationskanal kann verwendet werden, um die lokal eingespeisten Stromvektoren vom entfernen Ende als Echos zurück zu senden. Anhand dieses Modus kann verifiziert werden, dass die Differentialberechnung auf jeder Phase korrekt durchgeführt wird. Zudem wird der Kommunikationsmechanismus der Schutzfunktion bei der Berechnung des Differentialstroms berücksichtigt, wenn dieser Prüfmodus verwendet wird.

Erforderliche Materialien zum Prüfen des IED

- Berechnete Einstellungen
- Belegungspläne
- Schaltpläne
- Technische und Anwendungshandbücher des Geräts
- Einzelne dreiphasige Sekundärstromquelle
- Ein- oder dreiphasige Primärstromquelle
- Zeitgeber mit Start- und Stopp-Schnittstelle
- Hilfsspannungsquelle für die IEDs
- PC mit entsprechender Software, ein Webbrowser für die WHMI

Einstellung und Konfiguration des IED müssen vor der Prüfung abgeschlossen werden.

Das Anschlussdiagramm aus dem technischen Handbuch, ist ein allgemeines Gerätediagramm.

Dasselbe Diagramm ist nicht auf alle Lieferumfänge anwendbar, insbesondere in Bezug auf die Konfiguration aller Binärein- und -ausgänge. Vor dem Testen sollten Sie daher prüfen, ob das bereitgestellte Anschlussdiagramm dem Gerät entspricht.

Die Stromlaufpläne der Anwendung sollten bereitliegen. Sie sind zur Prüfung der Anschlussblocknummern der Strom-, Auslöse-, Alarm- und weiterer Hilfskreise erforderlich.

Das Technische Handbuch und die Anwendungshandbücher enthalten Übersichten über Anwendungen und Funktionalitäten sowie Funktionsblöcke, logische Diagramme, Eingangs- und Ausgangssignale, Einstellungsparameter und technische Daten zu den jeweiligen Funktionen.

Mindestanforderung an ein Gerät zur Prüfung der Sekundärstromeinspeisung ist die Fähigkeit, als einphasige Stromquelle zu agieren.

Vor der Prüfung einer bestimmten Funktion sollte das Gerät für die Prüfungen vorbereitet werden. Während der Durchführung der Prüfungen ist das Logikdiagramm der geprüften Schutzfunktion zu berücksichtigen. Alle im Gerät eingebundenen Funktionen sind gemäß der entsprechenden Prüfanweisungen aus diesem Kapitel zu prüfen. Die Funktionen können je nach Vorlieben des Benutzers in jeder gewünschten Reihenfolge geprüft werden. Daher werden die Prüfanweisungen in alphabetischer Reihenfolge dargelegt. Nur die Funktionen, die in Benutzung sind (*Operation* ist auf "Ein" gestellt) sollten geprüft werden.

Das Ergebnis jeder Prüfung kann auf unterschiedliche Weise betrachtet werden.

- Binärausgangssignale
- Überwachte Daten in der LHMI (Logiksignale)
- Ein PC mit einem Webbrowser für die WHMI (Logiksignale und Zeiger)

Alle verwendeten Einstellungsgruppen sollten geprüft werden.

Prüfen der externen optischen und elektrischen Anschlüsse

Der Anwender muss sich durch Prüfung der Installation davon überzeugen, dass das IED an die anderen erforderlichen Teile des Schutzsystems angeschlossen ist. Das IED und alle angeschlossenen Schaltkreise müssen vor der Prüfung von der Stromversorgung getrennt werden.

Stromwandlerkreise prüfen

Prüfen Sie, ob die Verdrahtung genau dem enthaltenen Anschlussdiagramm entspricht.

Die Stromwandler müssen sowohl im Hinblick auf die Phasen als auch auf die Polarität gemäß dem mit dem Schutzgerät gelieferten Anschlussdiagramm

angeschlossen werden. Folgende Tests werden für jeden an das Gerät angeschlossenen, primären Stromwandler oder Wandlerkern empfohlen:

- Primäre Einspeisungsprüfung zur Überprüfung des Stromverhältnisses des Stromwandlers, der korrekten Verkabelung zum Schutzgerät hin und der Verbindung der korrekten Leiterfolge (d. h. L1, L2, L3).
- Polaritätsprüfung zum Nachweis, dass die vorhergesehene Richtung des Sekundärstromflusses für eine gegebene Richtung des Primärstromflusses korrekt ist. Dies ist eine grundlegende Prüfung für das ordnungsgemäße Ablaufen der Differentialschutzfunktion, des Schutzes oder der Messung im Schutzgerät.
- Messung des Widerstands des Sekundärkreislaufs des Stromwandlers zur Bestätigung, dass der Gleichstromwiderstand des Sekundärkreislaufs des Stromwandlers der Spezifikation entspricht und dass sich in der Wicklung oder Verkabelung des Stromwandlers keine hochohmigen Verbindungen befinden.
- Stromwandler-Erregungsprüfung zur Gewährleistung, dass der richtige Kern des Stromwandlers an das Schutzgerät angeschlossen ist. Normalerweise werden nur wenige Punkte entlang der Erregungskurve geprüft, um sicherzustellen, dass im System keine Verkabelungsfehler auftreten, z. B. aufgrund eines Fehlers bei der Verbindung des Messkerns des Stromwandlers mit dem Schutzgerät.
- Stromwandler-Erregungsprüfung, um sicherzustellen, dass der Stromwandler in der richtigen Genauigkeitsklasse eingestuft ist und dass sich in den Windungen des Stromwandlers keine kurzgeschlossenen Wicklungen befinden. Es sollten die Entwurfskurven des Herstellers des Stromwandlers zur Verfügung stehen, damit die eigentlichen Ergebnisse verglichen werden können.
- Prüfen Sie die Erdung der einzelnen Sekundärkreise des Stromwandlers, um sicherzustellen, dass alle Ableiter der Hauptstromwandler ordnungsgemäß und nur an einer elektrischen Stelle mit der Erde der Station verbunden sind.
- Isolationswiderstandsprüfung.
- Es sollte eine Phasenidentifizierung des Stromwandlers vorgenommen werden.

Sowohl der Primär- als auch der Sekundärkreis müssen von der Leitung und dem Schutzgerät getrennt werden, wenn die Erregungskennzeichen aufgezeichnet werden.

Wenn der Sekundärkreislauf des Stromwandlers geöffnet wird oder seine Erdungsverbindung fehlt oder entfernt wird, ohne dass der Primärkreislauf des Stromwandlers vorher energiefrei geschaltet wird, können gefährliche Spannungen auftreten. Dies kann lebensgefährlich sein und z. B. die Isolierung beschädigen. Die Zuschaltung der primären Stromwandlerkreise sollte blockiert werden, solange der Stromwandlersekundärkreis offen oder nicht geerdet ist.

Prüfen der Stromversorgung

Prüfen Sie, ob die Hilfsspannungsversorgung unter allen Betriebsbedingungen im zulässigen Eingangsspannungsbereich bleibt. Vergewissern Sie sich vor dem Einschalten des Schutzgeräts, dass die Polarität richtig ist.

Prüfung der binären E/A-Schaltkreise

Prüfen Sie stets alle binären Eingangsschaltkreise zwischen der Ausrüstung und der IED-Schnittstelle, um sicherzustellen, dass alle Signale korrekt angeschlossen sind. Wenn keine Notwendigkeit besteht, einen bestimmten Eingang zu prüfen, kann die betreffende Leitung während des Tests vom IED abgezogen werden. Prüfen Sie alle angeschlossenen Signale, sodass sowohl die Eingangsspannung als auch die Polarität den Spezifikationen für das IED entsprechen. Jedoch müssen die Sicherheitsbestimmungen beachtet werden.

Prüfen Sie stets alle binären Ausgangsschaltkreise zwischen der Ausrüstung und der IED-Schnittstelle, um sicherzustellen, dass alle Signale korrekt angeschlossen sind. Wenn die Notwendigkeit besteht, einen bestimmten Ausgang zu prüfen, kann die betreffende Leitung während des Tests vom IED abgezogen werden. Prüfen Sie alle angeschlossenen Signale, sodass sowohl die Last als auch die Polarität den Spezifikationen für das IED entsprechen. Jedoch müssen die Sicherheitsbestimmungen beachtet werden.

Prüfen der optischen Anschlüsse

Überprüfen Sie, ob die optischen Verbindungen Tx und Rx richtig angeschlossen sind.

Ein Gerät, das mit einem optischen Anschluss ausgestattet ist, erfordert eine Mindesttiefe von 180 mm für Kunststofffaserkabel und von 275 mm für Glasfaserkabel. Prüfen Sie den vom Hersteller des Lichtwellenleiters erlaubten minimalen Biegeradius.

Zuweisen der erforderlichen Einstellungen für das IED

Übertragen Sie alle berechneten Einstellungen und Parameter für den Messtransformator in das IED.

Anschließen der Prüfeinrichtung an das Gerät

Schließen Sie vor der Prüfung die benötigte Prüfeinrichtung unter Einhaltung des gerätespezifischen Anschlussdiagramms an.

Achten Sie auf den korrekten Anschluss der Ein- und Ausgangsanschlüsse. Prüfen Sie, ob die Logiksignale der Ein- und Ausgänge im Logikdiagramm der Funktion im Prüfmodus mit den entsprechenden Binärein- und -ausgängen des Geräts verbunden sind. Wählen Sie die korrekte Hilfsspannungsquelle gemäß des Geräte-Netzmoduls. Wählen Sie die korrekte Hilfsspannungsquelle gemäß des Geräte-Netzmoduls.

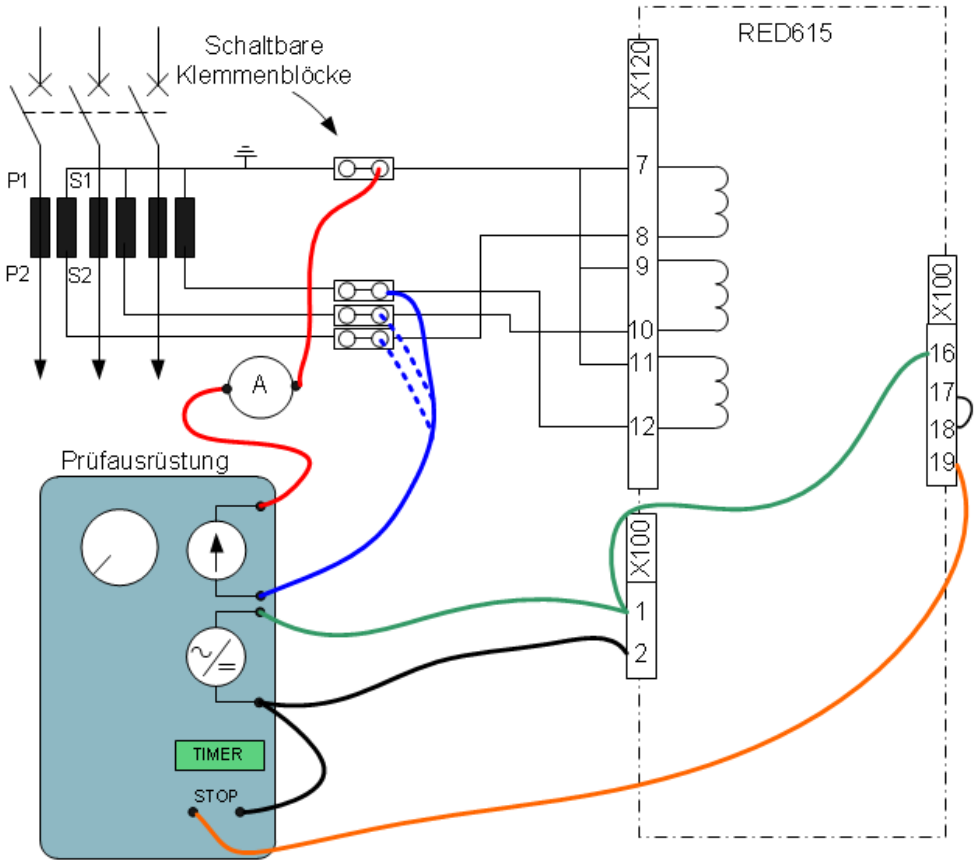


Abb. 235: Beispiel für Anschlüsse zur Prüfung des Differentialschutzgeräts

Einspeisung des Sekundärstroms

Es gibt zwei unterschiedliche Modi, um ein Differentialschutzgerät auf Funktionstüchtigkeit zu prüfen. Diese Modi schließen sich gegenseitig nicht aus und können für verschiedene Prüfungen am IED verwendet werden.

Normalmodus

Im Normalmodus, wenn also die zu prüfende Funktion im Normalbetrieb läuft, sendet das IED am lokalen Ende Stromgrößen als Zeiger an das IED am entfernten Ende und erhält vom IED am entfernten Ende wiederum gemessene Stromgrößen als Zeiger zurück. Dieser Modus kann verwendet werden, um Auslösepegel und -zeit der 1. und 2. Stufe des IED am lokalen Ende zu prüfen. Da das entfernte Ende keinen Strom misst, werden die am lokalen Ende eingespeisten Ströme von den IED an beiden Enden als Differentialstrom betrachtet.

Bei der Prüfung des Leitungsdifferentialschutzes sind die beiden IEDs geografisch voneinander getrennt. Zu beachten ist hierbei, dass lokale Aktionen in dem einen IED auch im entfernten IED eine Reaktion auslösen. Beim Prüfen des

Leitungsdifferentialschutzes müssen in beiden IEDs entsprechende Aktionen angestoßen werden.

Vor dem Test muss das für den Leistungsschalter bestimmte Auslösesignal blockiert werden, z.B. durch Unterbrechung des Auslöseschaltkreises (durch einen Eingriff an der Klemmleiste) oder durch eine andere geeignete Methode.

Beim Einspeisen von Strom in einen Leiter des Geräts an der lokalen Seite, wird der Strom an beiden Seiten als Differentialstrom betrachtet. Wenn ein Strom $I_{injected}$ in Leiter L1 eingespeist wird, dann betragen die Stabilisierungsströme für Leiter L1:

$$ID_A = I_{injected}$$

(Gleichung 78)

$$IB_A = I_{injected} / 2$$

(Gleichung 79)

Dieser Vorgang ist für die Leiter L2 und L3 identisch.

Überprüfen der Einstellungen

1. Blockieren Sie die unerwünschten Auslösesignale der beteiligten IEDs.
2. Speisen Sie einen Strom in Leiter L1 ein und steigern Sie den Strom so lange, bis die Funktion für Leiter L1 auslöst.
   Der eingespeiste Auslösestrom entspricht dem eingestellten *Low operate value*.
   Die überwachten werte von ID_A sollten dem eingespeisten Strom entsprechen.
3. Wiederholen Sie Punkt 2 mit der Stromeinspeisung für die Leiter L2 und L3.
4. Messen Sie die Auslösezeit, indem Sie den einphasigen Strom in Leiter L1 einspeisen.
   Der eingespeiste Strom sollte das Vierfache des Auslösestroms betragen. Die Zeitmessung wird durch den Auslöseausgang des IED gestoppt.
5. Trennen Sie die Prüfeinrichtung vom System und schließen Sie die Stromwandler und alle anderen Schaltkreise einschließlich des Auslöseschaltkreises wieder an.

Messgrößeneecho-Methode

Die Leitungsdifferentialfunktion eines Geräts kann in den Spezial-Prüfmodus geschaltet werden, d.h. die Einstellung *Operation* wird auf "Test/blockiert" gesetzt. In diesem Modus sendet das Gerät an der Gegenseite die lokal eingespeisten Stromzeiger mit dem verschobenen Leiter und der einstellbaren Amplitude zurück. Daher ist die Differentialfunktion an der lokalen Seite automatisch blockiert und die Differentialfunktion der Gegenseite verwirft die im Prüfmodus vom Gerät empfangenen Zeiger.

Bei aktiviertem Prüfmodus wird der *CT connection type* weiterhin, wie unter Normalbetrieb, von der Leitungsdifferential-Schutzfunktion verwendet. Die Einstellung kann eingesetzt werden, um den Leiter zu verschieben (um 0 oder 180 Grad).

Parameter Setting

Parameter Name	IED Value	New Value	Unit	Min.	Max.	Step
Operation	test/blocked	test/blocked				
Winding selection	Not in use	Not in use				
CT ratio correction	1.000	1.000		0.200	5.000	0.001
CT connection type	Type 2	Type 2				
Restraint mode	None	None				
Reset delay time	0	0	ms	0	60000	1
Low operate value #	10	10	%In	10	200	1
High operate value #	200	200	%In	200	4000	1
High Op value Mult #	1.0	1.0		0.5	1.0	0.1
End section 1 #	0	0	%In	0	200	1
Slope section 2 #	50	50	%	10	50	1
End section 2 #	200	200	%In	200	2000	1
Slope section 3 #	100	100	%	100	200	1
Operating curve type #	IEC Def. Time	IEC Def. Time				
Operate delay time #	45	45	ms	45	200000	1

Abb. 236: Beispiel einer Situation im Prüfmodus, in der dreiphasige Ströme in das Gerät an der lokalen Seite eingespeist werden

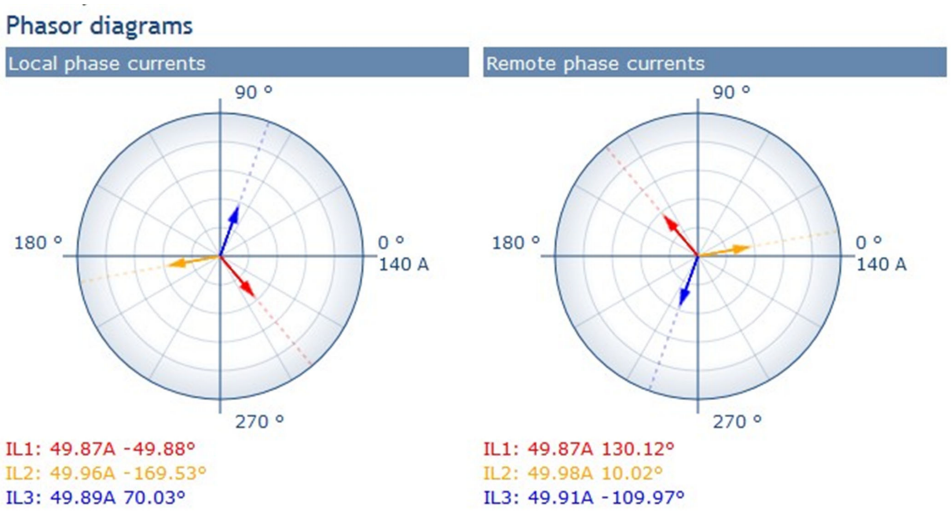


Abb. 237: An der Web HMI des IED angezeigte Ströme am lokalen und entfernten Ende

4.3.1.6 Verwendung

Der LNPLDF ist für den Differentialschutz von Freileitungen und Kabelstrecken in einem Verteilnetz konzipiert. LNPLDF bietet als Einheitenschutz auch auf kurzen Leitungen, auf denen der Distanzschutz nicht eingesetzt werden kann, mit absoluter Selektivität und kurze Auslösezeiten.

LNPLDF bietet einen selektiven Schutz für Strahlen- und Ringnetze sowie für vermaschte Netze und kann in isolierten Netzen, kompensierten (hochohmig

geerdeten) und in niederohmig geerdeten Netzen eingesetzt werden. Die typische Anwendung für den Leitungsdifferentialschutz ist auf einer Leitungsstrecke, bei der Ströme aus zwei Richtungen in die Schutzzone (d.h. die Leitung oder das Kabel) fließen.

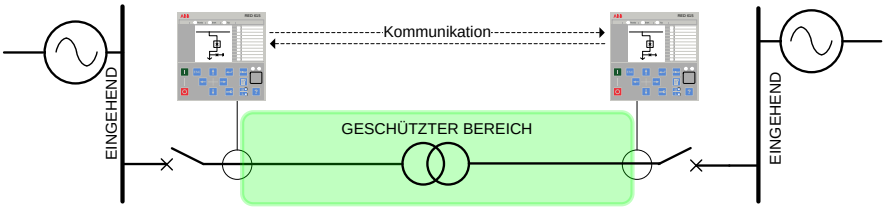


Abb. 238: Leitungsschutz mit leiterselektivem Leitungsdifferentialschutz und Transformator in der Schutzzone

LNPLDF kann für zahlreiche verschiedene Netzkonfigurationen oder -topologien verwendet werden. Fall A demonstriert den Schutz eines Ring-Verteilnetzes. Das Netz wird auch im geschlossenen Ringmodus eingesetzt. LNPLDF wird als Hauptschutz für verschiedene Bereiche der Abgänge verwendet. In Fall B erfolgt die Verbindung zweier Stationen über Parallelleitungen, wobei jede Leitung mit dem Leitungsdifferentialschutz geschützt ist. In Fall C wird der Anschluss an eine mittelgroße Energieerzeugungsanlage (typische Größe um 10...50 MVA) durch die Leistungsdifferentialfunktion geschützt. Der Schutz beinhaltet den Transformator im Schutzbereich. In Fall D befindet sich die Verbindung zweier Stationen und ein kleiner Verteiltransformator an der Stufenlast. Der Einsatz von LNPLDF ist nicht auf diese Anwendungsbeispiele beschränkt.

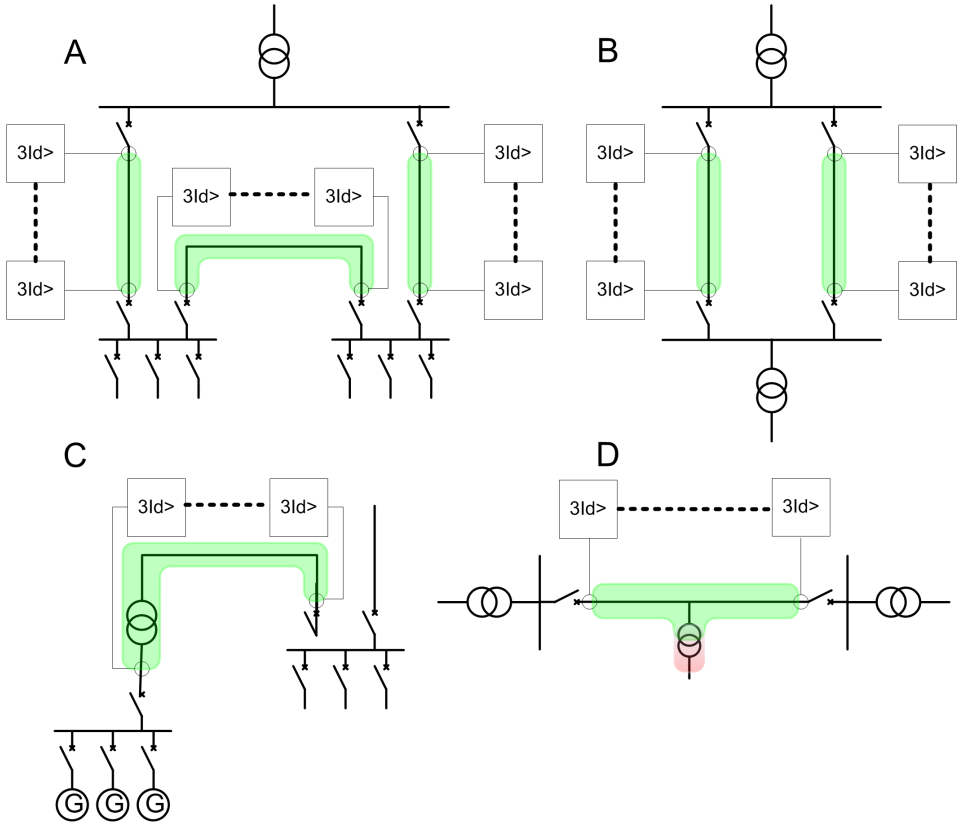


Abb. 239: Anwendungsbeispiele für den Leitungsschutz

Überwachung der Kommunikation

Eine typische Anwendung für den Leitungsdifferentialschutz verwendet LNPLDF als Hauptschutz. Wenn ein Kommunikationsfehler der Schutzfunktion auftritt, werden Überstrom-Reserveschutzfunktionen benötigt Erkennt die Komunikationsüberwachungsfunktion eine Störung in der Kommunikation zwischen den Schutzeinheiten, dann kann der sichere Einsatz der Leitung weiterhin garantiert werden, indem der Leitungsdifferentialschutz blockiert und die Überstromfunktionen freigegeben werden.

Wenn ein Kommunikationsfehler erkannt wird, dann gibt die Kommunikationsüberwachungsfunktion eine Blockieranweisung für den Leitungsdifferentialschutz von LNPLDF aus und entsperrt die unverzögerten 2. Stufen (Instanz 2) des Überstromschutzes. Diese stehen als Reserveschutz für das Schutzgerät des Abgangs an der Gegenseite zur Verfügung. In Situationen, in denen die Selektivität schwächer als gewöhnlich ausfällt, steht dem Netz weiterhin der Schutz zur Verfügung.

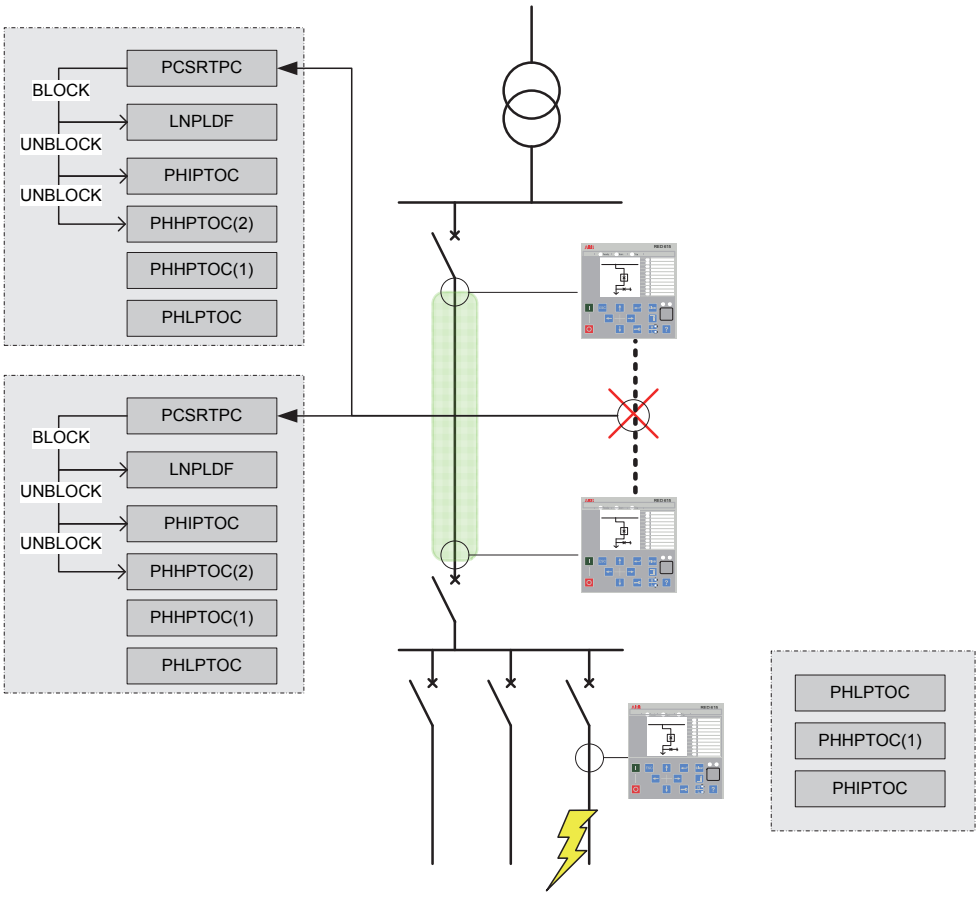


Abb. 240: Überwachung der Schutzkommunikation stellt Kommunikationsfehler fest

Transformator in der Schutzzone

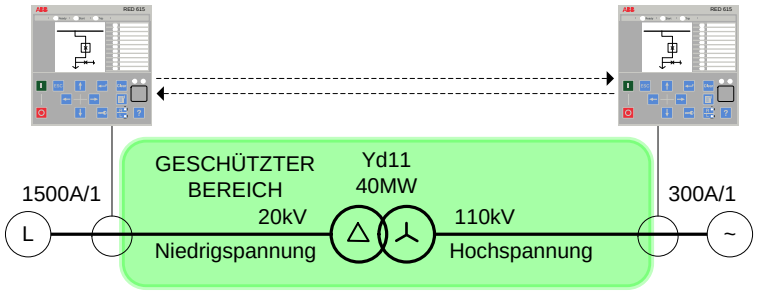


Abb. 241: Beispiel für Transformator in der Schutzzone zur Berechnung der Einstellung "CT ratio correction"

Die Berechnung der Einstellung "CT ratio correction" beginnt mit der Berechnung des Bemessungslaststroms für die HS- und NS-Seite. Der Bemessungslaststrom wird als Bemessungsleistung des Transformators dividiert durch die Wurzel aus dreimal der Leiter-Leiter-Bemessungsspannung an der HS- oder NS-Seite definiert.

$$I_{n\mathrm{T}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n}$$

(Gleichung 80)

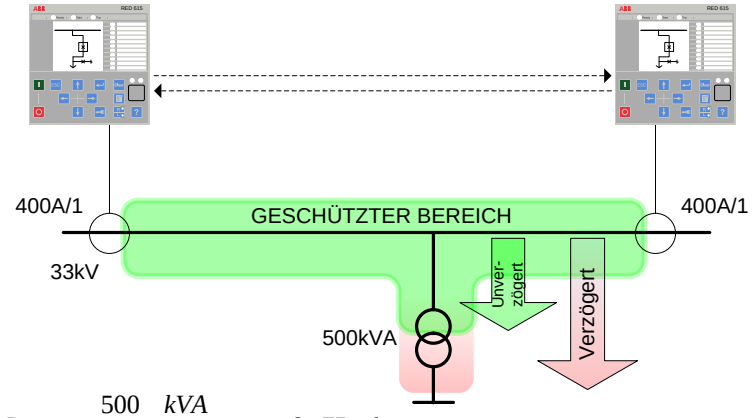
Der Bemessungslaststrom an der HS-Seite beträgt 209,9 A (40 MW / (√3 × 110 kV)) und der Bemessungslaststrom des Transformators an der NS-Seite beträgt 1154,7 A (40 MW / (√3 × 20 kV)). Das bedeutet, dass die Werte für "CT ratio corrections" an der HS- und NS-Seite die folgenden sind:

CT ratio correction (HS) = 1,429 (300 A / 209,9 A)

CT ratio correction (NS) = 1,299 (1500 A / 1154,7 A)

Kleine Transformatoren

Bei einem relativ kleinen Transformator in einer Stichleitung, kann der Differentialschutz eingesetzt werden, ohne dass dort eine Strommessung erforderlich wäre. In solchen Fällen ist die Differentialschutzfunktion bei geringen Differentialströmen (unter dem eingestellten Grenzwert) zeitverzögert und LNPLDF stimmt sich mit dem entsprechenden nachfolgenden Gerät in der betreffenden Stichleitung ab. Bei Differentialströmen über dem eingestellten Grenzwert erfolgt eine unverzögerte Auslösung. Wenn der Laststrom der Stichleitung vernachlässigt werden kann, werden niederohmige Leitungsfehler unverzüglich beseitigt; gleichzeitig bleibt die maximale Empfindlichkeit für hochohmige Fehler erhalten aber die Auslösung erfolgt zeitverzögert. Die maximale Empfindlichkeit für hochohmige Fehler bleibt weiterhin erhalten aber die Auslösung erfolgt zeitverzögert.

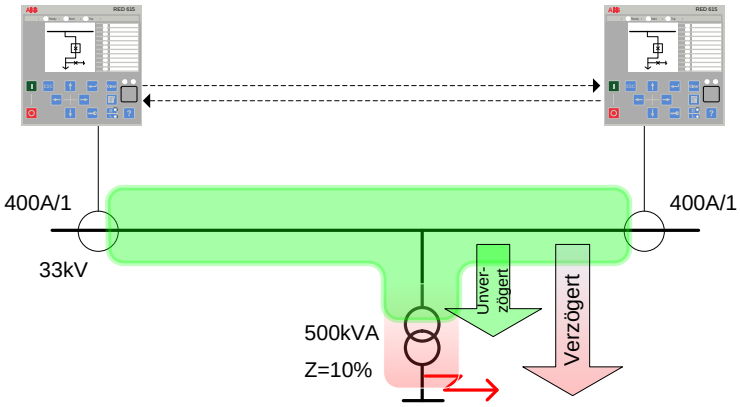


$$I_L = \frac{500\ kVA}{\sqrt{3} \cdot 33\ kV} \cong 8,75\ A$$

$$I_\Delta > \left[\frac{8,75\ A}{400\ A} \right] * 1A = 0,02\ A = 2\ \%$$

Abb. 242: Einfluss des Stufentransformator-Laststroms auf die Einstellung der stabilisierten 1. Stufe

Die stabilisierte Stufe bietet die unabhängige und abhängigen Kennlinien, die für den selektiven Schutz gegen Fehler eingesetzt werden, die nicht von der unverzögerten Stufe abgefangen werden. Die Größenordnung der Leitungsimpedanz ist in der Regel niedriger als die der Transformatorimpedanz, die wesentlich höhere Fehlerströme liefert, wenn ein Fehler in der Leitung erkannt wird.



$$I_F = \frac{1{,}1 \cdot 500\ kVA}{\sqrt{3} \cdot 33\ kV \cdot 0{,}10} \cong 96{,}23\ A$$

$$I_\Delta < \left\lceil \frac{96{,}23\ A}{400\ A} \right\rceil * 1A = 0{,}24\ A = 24\ \%$$

Abb. 243: Einfluss des Kurzschlussstroms an der Unterspannungsseite des Stufentransformators auf den Differentialstrom

Erkennung des Einschaltstroms beim Einschalten des Transformators

Wenn die Leitung unter Spannung geschaltet wird, betrachtet der Leitungsdifferentialschutz den durch die Magnetisierung des Transformators entstandenen Einschaltstrom als Differentialstrom, der zu einer Fehlfunktion der Schutzfunktion führen kann, wenn er nicht entsprechend berücksichtigt wird. Der Einschaltstrom wird möglicherweise nur am einen Ende erkannt, der Differentialstrom jedoch stets an beiden Enden. Der Einschaltstrom beinhaltet Oberschwingungskomponenten höherer Ordnung, die erkannt und als Blockierkriterien für die stabilisierte Stufe verwendet werden können. Die Erkennung des Einschaltstroms werden zwischen den beiden Enden ausgetauscht, so dass an beiden Enden eine schnelle und zuverlässige Blockierung der stabilisierten Stufe bewirkt werden kann.

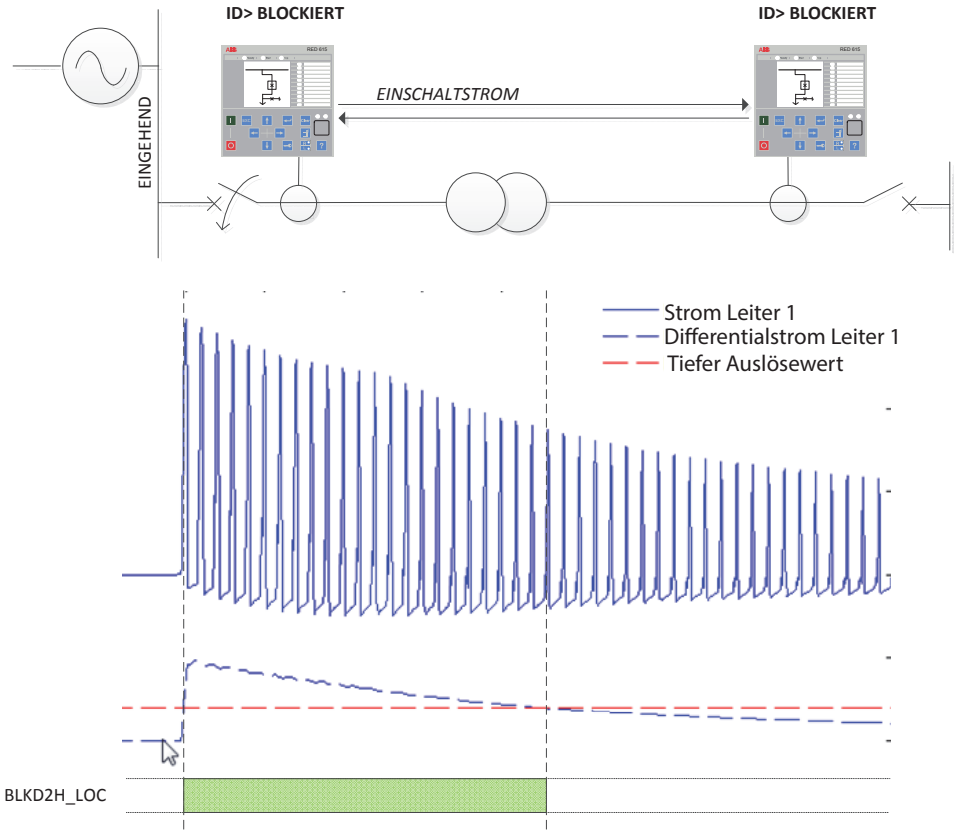


Abb. 244: Blockierung der Leitungsdifferentialschutzfunktionen während der Erkennung eines Transformator-Einschaltstroms

Falls die Schutzstufe bereits während der Einschaltsituation angeregt werden darf, kann eine Zeitverzögerung ausgewählt werden, sodass die stabilisierte Stufe in Einschaltsituationen nicht bereits auslöst.

4.3.1.7 Signale

Tabelle 422: LNPLDF – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_LOC_A	SIGNAL	0	Lokaler Strom Leiter L1
I_LOC_B	SIGNAL	0	Lokaler Strom Leiter L2
I_LOC_C	SIGNAL	0	Lokaler Strom Leiter L3
I_REM_A	SIGNAL	0	Ferner Strom Leiter L1
I_REM_B	SIGNAL	0	Ferner Strom Leiter L2
I_REM_C	SIGNAL	0	Ferner Strom Leiter L3
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Signal zum Aktivieren der Blockierung
BLOCK_LS	BOOLEAN	0=False	Signal zur Blockierung der stabilisierten Stufe
ENA_MULT_HS	BOOLEAN	0=False	Aktivierung des Multiplikators der Stufe 2

Tabelle 423: LNPLDF – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung
ANR_LS_ORT	BOOLEAN	Anregung stabilisierte Stufe vor Ort
ANR_LS_FERN	BOOLEAN	Anregung stabilisierte Stufe Fern
AUSL_LS_ORT	BOOLEAN	Auslösung stabilisierte Stufe vor Ort
AUSL_LS_FERN	BOOLEAN	Auslösung stabilisierte Stufe Fern
AUSL_HS_ORT	BOOLEAN	Auslösung Stufe 3 vor Ort
AUSL_HS_FERN	BOOLEAN	Auslösung Stufe 3 Fern
BLKD2H_LOC	BOOLEAN	Rückfall durch Detektion 2. Oberschwingung vor Ort
BLKD2H_REM	BOOLEAN	Rückfall durch Detektion 2. Oberschwingung Fern
PRO_ACTIVE	BOOLEAN	Schutzstatus

4.3.1.8 Einstellungen

Tabelle 424: LNPLDF Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Auslösewert	10...200	%Ir	1	10	Auslösewert
Oberer Auslösewert	200...4000	%Ir	1	2000	Schnellstufe Auslösewert
Anregewert 2.H	10...50	%	1	20	Verhältnis der gemessenen, zweiten Oberschwingung zur Grundschwingung, die zur Blockierung der Funktion führt
Multiplikator oberer Auslösewert	0.5...1.0		0.1	1.0	Skalierfaktor des oberen Auslösewertes
Zeitmultiplikator	0.05...15.00		0.01	1.00	Zeitmultiplikator von IDMT-Kurven
Endbereich 1	0...200	%Ir	1	100	Wendepunkt zwischen der ersten und zweiten Linie der Auslösecharakteristik
Anstiegsbereich 2	10...50	%	1	50	Anstieg der zweiten Linie der Auslösecharakteristik
Endbereich 2	200...2000	%Ir	1	500	Wendepunkt zwischen der zweiten und dritten Linie der Auslösecharakteristik
Anstiegsbereich 3	10...200	%	1	150	Anstieg der dritten Linie der Auslösecharakteristik
Auslösekurve	1=ANSI Ext. inv. 3=ANSI Norm. inv. 5=unabhängige (ANSI) Zeit 9=IEC Norm. inv. 10=IEC Sehr inv. 12=IEC Ext. inv. 15=IEC unabhängige Zeit			15=IEC unabhängige Zeit	Auswahl der Verzögerungszeit der stabilisierten Stufe
Auslöseverzögerung	45...200000	ms	1	45	Auslöseverzögerung

Tabelle 425: LNPLDF Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 4=Test/Blockiert 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / An
Wicklungsauswahl	1=Nicht verwendet 2=Wicklung 1 3=Wicklung 2			1=Nicht verwendet	Geräteposition in Bezug auf Transformator, Oberspannungsseite (Wicklung 1) oder Unterspannungsseite (Wicklung 2)
Typ Wicklung 1	1=Y 2=YN 3=D 4=Z 5=ZN			1=Y	Anschluss der oberspannungsseitigen Wicklungen
Typ Wicklung 2	1=y 2=yn 3=d 4=z 5=zn			1=y	Anschluss der unterspannungsseitigen Wicklungen
Clock number	0=Clk Num 0 1=Clk Num 1 2=Clk Num 2 4=Clk Num 4 5=Clk Num 5 6=Clk Num 6 7=Clk Num 7 8=Clk Num 8 10=Clk Num 10 11=Clk Num 11			0=Clk Num 0	Einstellen der Phasenverschiebung zwischen Ober- und Unterspannung mit Clock Number für Schaltgruppenkompensierung (z.B. Dyn11 -> 11)
Stromwandlerkorrektur	0.200...5.000		0.001	1.000	Örtliche Korrektur des Leiterstrom-Übersetzungsverhältnisses
Stromwandler Verbindungstyp	1=Typ 1 2=Typ 2			1=Typ 1	Stromwandler Verbindungstyp Festgelegt durch die Richtung der Stromwandler
Zro A elimination	1=Nicht entfernt 2=Wicklung 1 3=Wicklung 2 4=Wicklung 1 und 2			1=Nicht entfernt	Eliminierung ds Nullsystemstroms
Rückfallmodus	1=Keine 2=Zweite Oberschwingung			1=Keine	Auswahl der genutzten Rückfallmodi

Tabelle 426: LNPLDF Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	0	Rücksetzverzögerung
Min. Auslösezeit	45...60000	ms	1	45	Minimale Auslösezeit für die stabilisierte Stufe (IDMT Kurven)

4.3.1.9 Überwachte Daten

Tabelle 427: LNPLDF – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
I_AMPL_LOC_L1	FLOAT32	0.00...40.00	xIr	Örtliche Leiter L1 Amplitude nach Korrektur
I_AMPL_LOC_L2	FLOAT32	0.00...40.00	xIr	Örtliche Leiter L2 Amplitude nach Korrektur
I_AMPL_LOC_L3	FLOAT32	0.00...40.00	xIr	Örtliche Leiter L3 Amplitude nach Korrektur
I_AMPL_REM_L1	FLOAT32	0.00...40.00	xIr	Ferne Leiter L1 Amplitude nach Korrektur
I_AMPL_REM_L2	FLOAT32	0.00...40.00	xIr	Ferne Leiter L2 Amplitude nach Korrektur
I_AMPL_REM_L3	FLOAT32	0.00...40.00	xIr	Ferne Leiter L3 Amplitude nach Korrektur
ID_A	FLOAT32	0.00...80.00	xIr	Differentialstrom Leiter L1
ID_B	FLOAT32	0.00...80.00	xIr	Differentialstrom Leiter L2
ID_C	FLOAT32	0.00...80.00	xIr	Differentialstrom Leiter L3
IB_A	FLOAT32	0.00...80.00	xIr	Stabilisierter Strom Leiter L1
IB_B	FLOAT32	0.00...80.00	xIr	Stabilisierter Strom Leiter L2
IB_C	FLOAT32	0.00...80.00	xIr	Stabilisierter Strom Leiter L3
I_WINKEL_DIFF_A	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Phasenwinkelunterschied zwischen Ort und Fern, Leiter L1
I_WINKEL_DIFF_B	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Phasenwinkelunterschied zwischen Ort und Fern, Leiter L2
I_WINKEL_DIFF_C	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Phasenwinkelunterschied zwischen Ort und Fern, Leiter L3
LNPLDF	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status
IL1-diff	FLOAT32	0.00...80.00		Gemessene Differentialstromamplitude Leiter IL1
IL2-diff	FLOAT32	0.00...80.00		Gemessene Differentialstromamplitude Leiter IL2

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
IL3-diff	FLOAT32	0.00...80.00		Gemessene Differentialstromamplitude Leiter IL3
IL1-bias	FLOAT32	0.00...80.00		Gemessene Stabilisierungsstromamplitude Leiter IL1
IL2-bias	FLOAT32	0.00...80.00		Gemessene Stabilisierungsstromamplitude Leiter IL2
IL3-bias	FLOAT32	0.00...80.00		Gemessene Stabilisierungsstromamplitude Leiter IL3

4.3.1.10 Technische Daten

Tabelle 428: LNPLDF - Technische Daten

Charakteristiken	Wert		
Ansprechgenauigkeit [1]	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz		
	3ΔI>	±2,5% des eingestellten Wertes	
	3ΔI>>	±2,5% des eingestellten Wertes	
	Minimum	Typisch	Maximum
Hoch eingestellte Stufe, Auslösezeit [2][3]	22 ms	25 ms	29 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms		
Rückfallverhältnis	Üblicherweise 0,96		
Verzögerungszeit (3ΔI>)	< 40 ms		
Verzögerungsgenauigkeit im zeitlich festgelegten Modus	±1,0% des eingestellten Wertes oder ±20 ms		
Verzögerungsgenauigkeit im Umkehrzeit-Modus	±5,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms [4]		

1) Mit symmetrischem Kommunikationskanal (bei Verwendung einer optischen Kommunikationsverbindung).
2) Ohne zusätzliche Verzögerung im Kommunikationskanal (bei Verwendung einer optischen Kommunikationsverbindung).
3) Inklusive Verzögerung des Ausgangskontakts. Wenn der Differentialstrom = 2 × *Oberer Auslösewert* und f_n = 50 Hz bei galvanischer Pilot Wire-Verbindung + 5 ms.
4) *Unterer Auslösewert* wird mit Werten zwischen 1,5 und 20 multipliziert.

4.3.1.11 Technische Änderungshistorie

Tabelle 429: LNPLDF Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Schrittwert für die Einstellung *Zeitmultiplikator* von 0,05 auf 0,01 geändert.
C	Unterstützung für Transformator in der Schutzzone hinzugefügt. Differential- und Stabilisierungsströme werden in der Ansicht **Messungen** als Stabilisierungsströme angezeigt.
D	Interne Verbesserung.

4.3.2 Transformatordifferentialschutz für Zweiwickler (TR2PTDF)

4.3.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Transformatordifferentialschutz für Zweiwickler	TR2PTDF	3dI>T	87T

4.3.2.2 Funktionsblock

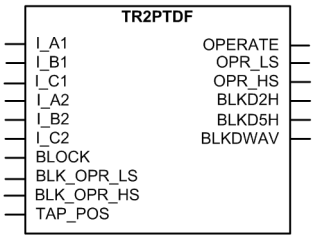


Abb. 245: Funktionsblock

4.3.2.3 Funktionalität

Der stabilisierte und unverzögerte Differentialschutz TR2PTDF ist für den Schutz von Zweiwicklungs-Transformatoren und Generator-Transformator-Blöcken konzipiert. TR2PTDF umfasst eine stabilisierte 1. Stufe und eine unverzögerte 2. Stufe.

Die stabilisierte 1. Stufe bietet eine schnelle Fehlererfassung bei gleichbleibender Stabilität. Durch die geschützte Zone fließende hohe Ströme erhöhen die Fehler bei der Strommessung. Die Unterdrückung der zweiten Oberschwingung erster Ordnung verhindert zusammen mit den kurvenbasierten Algorithmen, dass die 1. Stufe durch Transformator-Einschaltströme aktiviert wird. Die Unterdrückung der

5. Oberschwingung verhindert, dass die 1. Stufe durch einen vermeintlichen Differentialstrom infolge einer Übererregung des Transformators aktiviert wird.

Die unverzögerte 2. Stufe bietet eine schnelle Behebung schwerwiegender Fehler mit hohem Differentialstrom, ohne Berücksichtigung von deren Oberschwingung.

Die Auslösekennlinie kann durch Kompensation der Stufenschalterstellung empfindlicher eingestellt werden. Die Korrektur des Übersetzungsverhältnisses infolge der veränderten Stufenschalterstellung erfolgt automatisch auf der Basis der Stufenschalterstatusdaten.

4.3.2.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von TR2PTDF kann anhand eines Logikdiagramms erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

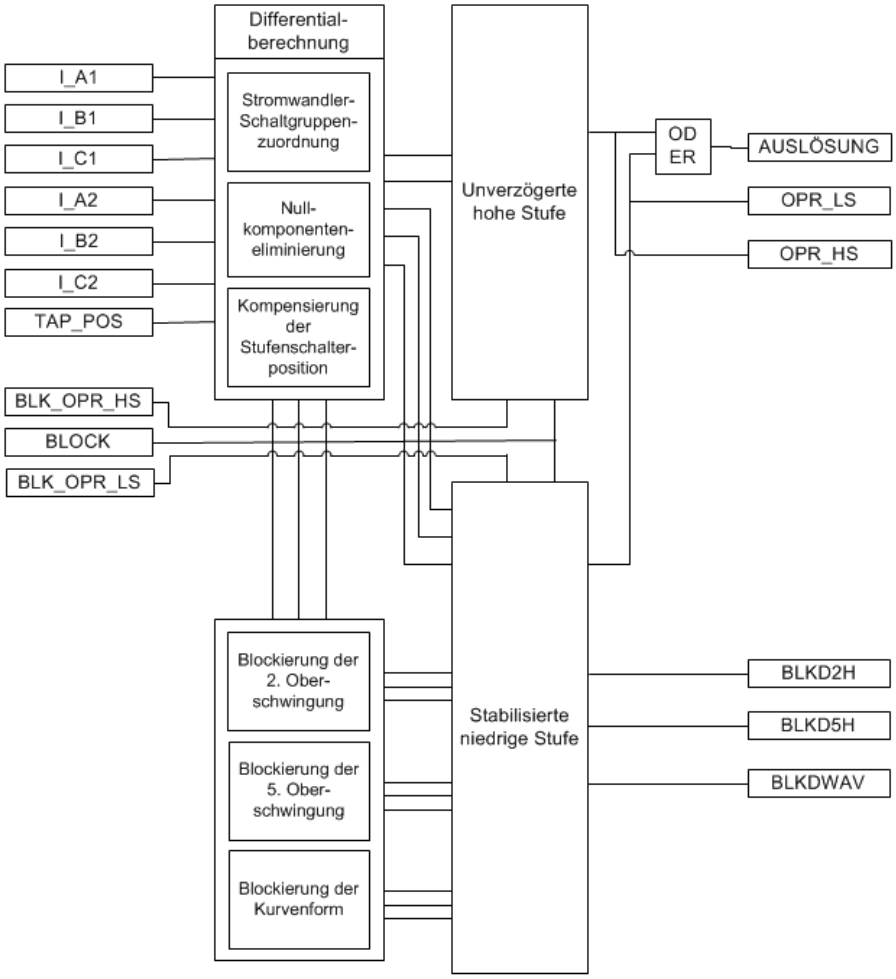


Abb. 246: Logikdiagramm

Differentialberechnung

TR2PTDF greift leiterweise bei Eingangs- und Ausgangsstromdifferentialen ein. Die Positivrichtung der Ströme verläuft zum geschützten Objekt hin.

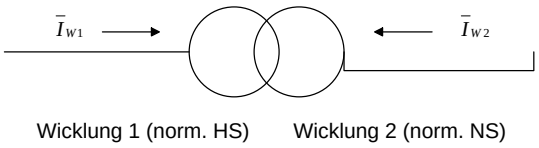


Abb. 247: Positivrichtung der Ströme

$$I_d = \left|\bar{I}_{W1} + \bar{I}_{W2}\right|$$

(Gleichung 81)

In einer normalen Situation treten in einem von TR2PTDF geschützten Bereich keine Fehler auf. In diesem Fall sind die Ströme $\bar{I}_{W1}$ und $\bar{I}_{W2}$ gleich und der Differentialstrom I_d ist Null. In der Praxis weicht jedoch der Differentialstrom von Null ab. Beim Schutz von Transformatoren entsteht der Differentialstrom durch Ungenauigkeiten des Stromwandlers, Veränderungen der Stufenschalterstellung (sofern sie nicht kompensiert werden), Leerlaufströme und Transformator-Einschaltströme. Eine Zunahme des Laststroms führt dazu, dass der durch Ungenauigkeiten des Stromwandlers und die Stufenschalterstellung entstandene Differentialstrom proportional zu diesem ansteigt.

Je höher der Laststrom bei einem stabilisierten Differential-Schutzgerät im Normalbetrieb oder bei externen Fehlern ist, desto höher ist der für die Auslösung erforderliche Differentialstrom. Beim Eintritt eines internen Fehlers fließen die Ströme auf beiden Seiten des geschützten Objekts in dieses hinein. Dadurch wird der Haltestrom bedeutend schwächer, sodass die Funktion bei internen Fehlern empfindlicher anspricht.

$$I_b = \frac{\left|\bar{I}_{W1} - \bar{I}_{W2}\right|}{2}$$

(Gleichung 82)

Wenn der Haltestrom deutlich unter den Differentialstrom abfällt, oder wenn der Phasenwinkel zwischen den Leiterströmen von Wicklung 1 und Wicklung 2 annähernd 0° beträgt (im Normalzustand ist die Phasendifferenz 180°), ist höchstwahrscheinlich ein Fehler in dem vom Differentialschutzgerät geschützten Bereich aufgetreten. Danach wird der für die unverzögerte Stufe eingestellte Auslösewert automatisch halbiert, und die internen Blockiersignale der vorbestromten Stufe werden blockiert.

Transformator-Schaltgruppenzuordnung

Der von der Schaltgruppe des Transformators verursachte Phasenverschiebungswinkel der Ströme von Wicklung 1 und Wicklung 2 wird numerisch kompensiert. Die Zuordnung des Phasenverschiebungswinkels basiert auf der Phasenverschiebung und der numerischen Simulation der Schaltgruppe im Inneren des Geräts. Der Parameter *Winding 1 type* bestimmt den Anschluss an Wicklung 1 ("Y", "YN", "D", "Z", "ZN"). Der Parameter *Winding 2 type* gibt die Anschlüsse der Leiterwicklungen auf der Unterspannungsseite ("y", "yn", "d", "z", "zn") an.

Die Schaltgruppenzuordnung kann sowohl für beide Einstellungen, "Winding 1" und "Winding 2", als auch für jeweils "Winding 1" oder "Winding 2" mit der Einstellung *Clock number* in Intervallen von 30° umgesetzt werden.

Wenn die Schaltgruppenzuordnung Yy0 ist und der Parameter *Stromwandleranschlussvariante* Typ 2 entspricht, ändert sich der Phasenwinkel der

an das Gerät angeschlossenen Leiterströme nicht. Wenn die Schaltgruppenzuordnung Yy6 ist, werden die Leiterströme im Gerät um 180° gedreht.

Beispiel 1

Schaltgruppenzuordnung eines Ynd11-angeschlossenen Transformators an Wicklung 1, *CT connection type* entspricht Typ 1. Die Einstellung *Winding 1 type* ist "YN", *Winding 2 type* ist "d" und *Clock number* ist "Clk Num 11". Dies wird intern durch Zuweisung des internen Kompensationswerts 0° an Wicklung 1 sowie des internen Kompensationswerts +30° an Wicklung 2 kompensiert:

$$\bar{I}_{L1mHV} = \frac{\bar{I}_{L1} - \bar{I}_{L2}}{\sqrt{3}}$$
$$\bar{I}_{L2mHV} = \frac{\bar{I}_{L2} - \bar{I}_{L3}}{\sqrt{3}}$$
$$\bar{I}_{L3mHV} = \frac{\bar{I}_{L3} - \bar{I}_{L1}}{\sqrt{3}}$$

(Gleichung 83)

Beispiel 2

Ist die Schaltgruppe jedoch Yd11, und entspricht der Parameter *Stromwandleranschlussvariante* Typ 1, verläuft die Kompensation etwas anders. Die Einstellung *Winding 1 type* ist "Y", *Winding 2 type* ist "d" und *Clock number* ist "Clk Num 11". Dies wird intern durch Zuweisung des internen Kompensationswerts -30° an Wicklung 1 sowie des internen Kompensationswerts 0° an Wicklung 2 kompensiert;

$$\bar{I}_{L1mLV} = \frac{\bar{I}_{L1} - \bar{I}_{L3}}{\sqrt{3}}$$
$$\bar{I}_{L2mLV} = \frac{\bar{I}_{L2} - \bar{I}_{L1}}{\sqrt{3}}$$
$$\bar{I}_{L3mLV} = \frac{\bar{I}_{L3} - \bar{I}_{L2}}{\sqrt{3}}$$

(Gleichung 84)

Der Strom an der “Y”-Seite bleibt unangetastet, während die Ströme an der “d”-Seite für die Zuordnung zu den Strömen, die tatsächlich in den Wicklungen fließen, kompensiert werden.

In diesem Beispiel ist an keiner der beiden Transformatorseiten ein Summenstrom vorhanden (unter der Annahme, dass keine Erdungstransformatoren installiert sind). Im vorherigen Beispiel erfolgt die Zuordnung jedoch auf andere Weise, damit der Erdfehler- bzw. Summenstrom an Wicklung 1 gleichzeitig kompensiert werden kann.

Elimination der Nullsystemstromkomponente

Wenn *Clock number* den Wert "Clk Num 2", "Clk Num 4", "Clk Num 8" oder "Clk Num 10" hat, erfolgt die Schaltgruppenzuordnung immer sowohl an Wicklung 1 als auch an Wicklung 2. Die korrekte Kompensation ergibt sich aus der entsprechenden

Kombination. In diesem Fall wird die Nullsystemstromkomponente immer automatisch von beiden Seiten entfernt. Der Parameter *Zro A elimination* kann daran nichts ändern.

Wenn *Clock number* den Wert "Clk Num 1", "Clk Num 5", "Clk Num 7" oder "Clk Num 11" hat, erfolgt die Schaltgruppenzuordnung immer nur auf einer Seite. Eine mögliche Nullsystemstromkomponente der Leiterströme bei Erdfehlern, die außerhalb des Schutzbereichs auftreten, wird in der numerisch implementierten Dreieckschaltung vor Berechnung des Differentialstroms und Haltestroms eliminiert. Daher erfolgt die Schaltgruppenzuordnung bei Transformatoren mit den Schalteigenschaften "Ynd" und "Dyn" praktisch immer auf der Sternschaltungsseite.

Wenn *Clock number* den Wert "Clk Num 0" oder "Clk Num 6" hat, wird die Nullsystemstromkomponente der Leiterströme auf keiner der beiden Seiten automatisch eliminiert. Daher muss die Nullsystemstromkomponente auf der am Sternpunkt geerdeten Sternschaltungsseite durch Anwendung des Parameters *Zro A elimination* eliminiert werden.

Derselbe Parameter muss verwendet werden, um die Nullsystemstromkomponente zu eliminieren, wenn sich beispielsweise ein Erdungstransformator an der Dreieckschaltungsseite des "Ynd"-Transformators im Schutzbereich befindet. In diesem Fall erfolgt die Schaltgruppenzuordnung normalerweise auf der Sternschaltungsseite. Auf der Dreieckschaltungsseite muss die Eliminierung der Nullsystemstromkomponente separat ausgewählt werden.

Durch die Verwendung des Parameters *Zro A elimination* wird die Nullsystemstromkomponente der Leiterströme berechnet und für jeden Leiterstrom verringert:

$$\bar{I}_{L1m} = \bar{I}_{L1} - \frac{1}{3} x \left(\bar{I}_{L1} + \bar{I}_{L2} + \bar{I}_{L3} \right)$$
$$\bar{I}_{L2m} = \bar{I}_{L2} - \frac{1}{3} x \left(\bar{I}_{L1} + \bar{I}_{L2} + \bar{I}_{L3} \right)$$
$$\bar{I}_{L3m} = \bar{I}_{L3} - \frac{1}{3} x \left(\bar{I}_{L1} + \bar{I}_{L2} + \bar{I}_{L3} \right)$$

(Gleichung 85)

Beim geerdeten Nullleiter einer Sternschaltung ist es in vielen Fällen möglich, die Kompensation so durchzuführen, dass eine Nullsystemstromkomponente der Leiterströme automatisch eliminiert wird. Im Falle eines "Ynd"-Transformators erfolgt die Kompensation beispielsweise auf der Seite von Wicklung 1, um automatisch die Nullsystemstromkomponenten der auf dieser Seite vorhandenen Leiterströme zu eliminieren (auf der "d"-Seite fehlen diese ohnehin). In solchen Fällen ist keine explizite Eliminierung erforderlich.

Ausgleich der Stufenschalterposition

Die Position des zur Spannungsregelung verwendeten Stufenschalters kann kompensiert werden, und die Schutzfunktion erhält die dafür erforderlichen Positionsdaten von der Funktion TPOSYLTC.

Normalerweise befindet sich der Stufenschalter in der Oberspannungswicklung (Wicklung 1) des Transformators. Der Parameter *Tapped winding* gibt an, ob der Stufenschalter an der Oberspannungswicklung oder an der Unterspannungswicklung angeschlossen ist. Dieser Parameter dient außerdem zur Aktivierung und Deaktivierung der automatischen Anpassung an die Stufenschalterstellung. Mögliche Werte: "Not in use", "Winding 1" oder "Winding 2".

Der Parameter *Tap nominal* gibt die Anzahl der Stufe an, welches zur Bemessungsspannung führt (und zum Bemessungsstrom). Wenn die aktuelle Stufenschalterstellung von diesem Wert abweicht, werden die Eingangsstromwerte an der Seite, an der sich der Stufenschalter befindet, so skaliert, dass sie den Strömen an der anderen Seite entsprechen.

Die korrekte Skalierung ergibt sich durch die Anzahl der Stufen und die Abweichungsrichtung von der Bemessungsstufe und der prozentualen Spannungsänderung aus der Abweichung einer Stufe. Der Prozentwert wird über den Parameter *Step of tap* eingestellt.

Der Auslösebereich des Stufenschalters wird über die Parameter *Min winding tap* und *Max winding tap* bestimmt. Der Parameter *Min winding tap* gibt die Stufenschalter-Positionsnummer an, aus der sich die tatsächliche Mindestwicklungsanzahl an der Seite des Transformators ergibt, an der der Stufenschalter angeschlossen ist. Entsprechend gibt der Parameter *Max winding tap* die Stufenschalter-Positionsnummer an, aus der sich die tatsächliche Maximalanzahl an Wicklungen ergibt.

Die Parameter *Min winding tap* und *Max winding tap* unterstützen den Algorithmus zur Kompensation der Stufenschalterposition dabei, festzustellen, in welcher Richtung die Kompensation zu erfolgen hat. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die aktuellen Informationen zur Stufenschalterposition nicht aus irgendwelchen Gründen verfälscht sind; die automatische Anpassung der Stufenschalterposition versucht nicht, die Position auf unrealistische Werte einzustellen.

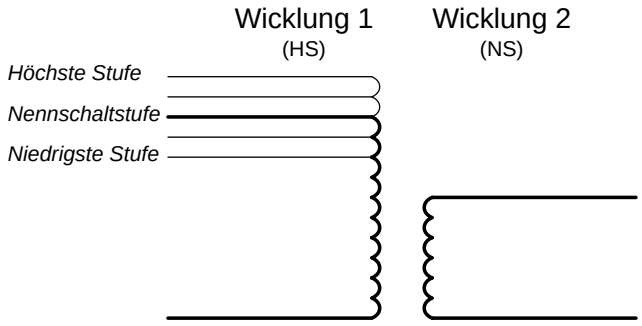


Abb. 248: Vereinfachte Darstellung der Hoch- und Mittelspannungswicklungen mit einer Demonstration der Parameter Max winding tap, Min winding tap und Tap nominal

Die Positionswerte stehen über die Ansicht "Überwachte Daten" in der LHMI oder über andere Kommunikationstools der Funktion zur Anzeige der Stufenschalterposition zur Verfügung. Wenn die Qualität des Werts TAP_POS unzureichend ist, dann wird die Information in TAP_POS nicht verwendet, sondern stattdessen der letzte Wert mit akzeptabler Qualität. Darüber hinaus wird die Mindestempfindlichkeit der stabilisierten Stufe in der Einstellung *Low operate value* automatisch für den gesamten Bereich der Stufenschalter-Positionskorrektur desensibilisiert. Der neue untere Auslösewert ist

$$Desensitized\ Low\ operate\ value = Low\ operate\ value + ABS(Max\ Winding\ tap - Min\ winding\ tap) \times Step\ of\ tap$$

(Gleichung 86)

Auf 2. Oberschwingung basierende Blockierung

Transformator-Einschaltströme treten auf, wenn der Transformator nach einer längeren Abschaltzeit wieder eingeschaltet wird. Der Einschaltstrom kann den Bemessungsstrom um ein Vielfaches übertreffen, und seine Abklingzeit kann mehrere Sekunden betragen. Dem Differentialschutz erscheint der Einschaltstrom als Differentialstrom, der praktisch zu einer Auslösung des Differentialschutzes führen würde, sobald der Transformator an das Netz angeschlossen wird. Normalerweise enthält der Einschaltstrom einen großen Anteil an Oberschwingungen zweiter Ordnung.

Die Blockierung der vorbestromten 1. Stufe TR2PTDF beim Eintritt eines Einschaltstroms basiert auf dem Verhältnis der aus dem Differentialstrom digital her ausgefilterten Amplitude der Oberschwingung zweiter Ordnung zur Grundfrequenz (Id2f/Id1f).

Die Blockierung verhindert auch die unerwünschte Auslösung bei der Erholung und magnetisierenden Einschaltströmen. Bei der Erholungseinschaltung steigen die magnetisierenden Ströme des zu schützenden Transformators zeitweise an, wenn die Spannung nach der Fehlerbehebung außerhalb der Schutzzone wieder ihren Normalpegel erreicht. Dieser Einschaltstrom wird durch das Einschalten eines

anderen, mit dem geschützten und dem Netz bereits verbundenen Transformator parallel geschalteten Transformators verursacht.

Das Verhältnis der 2. Oberschwingung zur Grundkomponente kann zwischen den Leitern beträchtlich variieren. Dies gilt insbesondere, wenn die Delta-Kompensation für einen Ynd1-verbundenen Transformator erfolgt und die beiden Leiter der Einschaltströme sich gleichen, der jeweilige Phasenwinkel jedoch entgegengesetzt verläuft; die Subtraktion der Leiter in einer Delta-Kompensation ergibt eine äußerst geringe 2. Oberschwingungskomponente.

Um eine fehlerhafte Auslösung im Fall eines zu geringen Verhältnisses der 2. Oberschwingung zur Grundkomponente zu vermeiden, sind einige Maßnahmen zu ergreifen. Eine Möglichkeit besteht in der Blockierung aller Leiter, wenn die Bedingungen zur Blockierung der 2. Oberschwingung in mindestens einem Leiter erfüllt sind. Eine andere Möglichkeit besteht in der Berechnung des gewichteten Verhältnisses der 2. Oberschwingung zur Grundkomponente jedes Leiters anhand der ursprünglichen Leiterverhältnisse. Hier wird die letztere Option verwendet. Die Verhältnisse der 2. Oberschwingung I_2H_RAT_x sind in den Überwachten Daten angegeben.

Der für die Blockierung der Oberschwingungen zweiter Ordnung benötigte Quotient wird daher als gewichteter Mittelwert aus den Quotienten berechnet, die sich aus den Differentialströmen der drei Leiter ergeben. Das Verhältnis des betroffenen Leiters hat gegenüber den beiden anderen Leitern das höchste Gewicht. Wenn die Gewichtungsfaktoren vier, eins und eins betragen, ergibt sich bei diesem Gerät für den betroffenen Leiter der Faktor 4. Der Betrieb der vorbestromten Stufe auf dem betroffenen Leiter wird blockiert, wenn das gewichtete Verhältnis dieses Leiters über der eingestellten Blockiergrenze *Startwert 2.H* liegt, und wenn die Blockierung durch den Parameter *Restraint Modus* aktiviert wurde.

Der Einsatz separater Blockierverfahren und für die einzelnen Leiter und gewichteter Durchschnittswerte, die für die Leiter einzeln berechnet werden bietet ein Blockierverfahren, das sich im Fall von Einschaltströmen als äußerst stabil erweist.

Wenn der Spitzenwert des Differentialstroms sehr hoch ist, d. h. $I_r > 12 \times In$, wird die Grenze für die Blockierung der 2. Oberschwingung (in dem fraglichen Leiter) durch proportionale Erhöhung bis zum Spitzenwert des Differentialstroms unempfindlicher gemacht.

Der Anschluss des Transformators gegen einen Fehler im Schutzbereich verzögert sie Auslösung nicht, da die Blockierung, die auf der 2. Oberschwingung des Differentialstroms basiert in einem solchen Fall durch einen separaten Algorithmus unterbunden wird, der auf einer anderen Kurvenform und einer anderen Änderungsrate des normalen Einschaltstroms und des Einschaltstroms mit Fehlerstrom basiert. Der Algorithmus eliminiert nicht die Blockierung bei Einschaltströmen, es sei denn, im Schutzbereich liegt ein Fehler vor.

Diese Funktion kann auch über den Parameter *Harmonic deblock 2.H* aktiviert und deaktiviert werden.

Auf 5. Oberschwingung basierende Blockierung

Die Unterdrückung der Auslösung von TR2PTDF im Fall einer Übererregung basiert auf dem Verhältnis der 5. Oberschwingung zur Grundkomponente des Differentialstroms (Id5f/Id1f). Das Verhältnis wird für jeden Leiter separat und ohne Gewichtung berechnet. Übersteigt das Verhältnis den eingestellten Wert *Startwert 5.H*, und ist durch den Parameter *Restraint Modus* die Blockierung aktiviert, wird der Betrieb der vorbestromten Stufe von TR2PTDF auf dem betroffenen Leiter blockiert. Die Verhältnisse der 5. Oberschwingung I_5H_RAT_x sind unter Überwachte Daten angegeben.

Bei gefährlich hohen Überstrompegeln, die den Transformator beschädigen könnten, kann die Blockierung automatisch eliminiert werden. Wenn das Verhältnis von 5. Oberschwingung und Grundkomponente des Differentialstroms den Parameterwert *Stop value 5.H* überschreitet, wird die Blockierentfernung aktiviert. Die Aktivierung und Deaktivierung der Deblockierfunktion erfolgt außerdem auch über den Parameter *Harmonic deblock 5.H*.

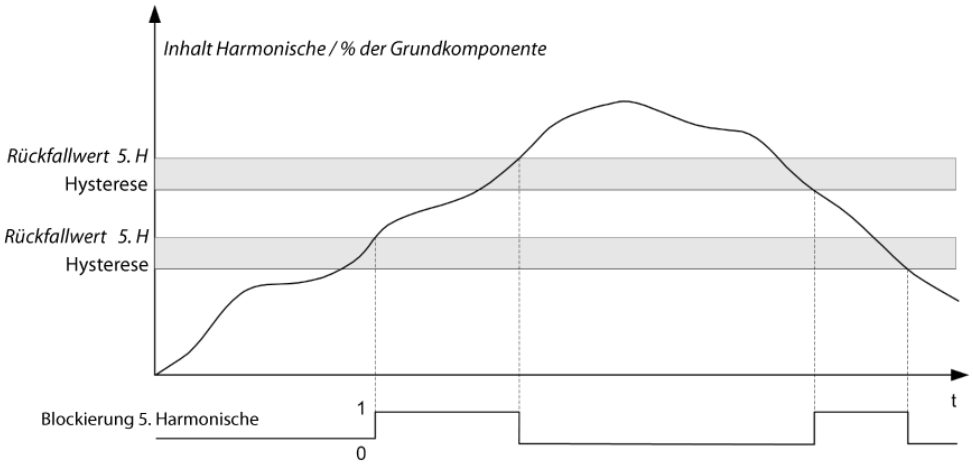


Abb. 249: Die Grenzen und die Funktion der Blockierung der 5. Oberschwingung beim Einsatz sowohl der Blockier- als auch Deblockierfunktion, werden über den Steuerparameter Harmonic deblock 5.H aktiviert.

Die Blockierung der 5. Oberschwingung verfügt über eine Hysterese, um schnelle Fluktuationen zwischen "TRUE" und "FALSE" zu unterbinden. Außerdem verfügt die Blockierung auch über einen Zähler, der zählt, ob die erforderliche Bedingung in der erforderlichen Anzahl aufeinander folgend aufgetreten ist. Wird die Bedingung nicht erfüllt, dann wird der Zähler dekrementiert (if >0).

Außerdem verfügt die Deblockierung der 5. Oberschwingung auch über einen Zähler, der zählt, ob die erforderliche Bedingung in der erforderlichen Anzahl aufeinander folgend aufgetreten ist. Wird die Bedingung nicht erfüllt, dann wird der Zähler dekrementiert (if >0).

Blockierung der Kurvenform

Die stabilisierte 1. Stufe kann immer durch Kurvenverlaufsblockierung blockiert werden. Diese Stufe kann über den Parameter *Restraint mode* nicht deaktiviert werden. Dieser Algorithmus ist zweiteilig. Der erste Teil ist für externe Fehler vorgesehen, der zweite Teil für Situationen mit Einschaltströmen. Der Algorithmus verfügt über Kriterien für eine Niedrigstromphase beim Einschalten, wo auch eine Prüfung des Differentialstroms (nicht seiner Ableitung) erfolgt.

Stabilisierte 1. Stufe

Der Differentialstromschutz muss stabilisiert sein, da das mögliche Auftreten eines Differentialstroms nicht zwangsläufig von einem tatsächlichen Fehler im Transformator (oder Generator) herrühren muss.

Beim Transformatorschutz kann ein falscher Differentialstrom folgende Ursachen haben:

- Stromwandlerfehler
- Variierende Stufenschalterpositionen (falls nicht automatisch kompensiert)
- Transformator-Leerlaufstrom
- Transformator-Einschaltströme
- Transformator-Übererregung bei Überstrom
- Unterfrequenzsituationen
- Stromwandlersättigung bei hohem Stromfluss durch den Transformator

Der durch Stromwandlerfehler oder die Stufenschalterposition verursachte Differentialstrom steigt proportional zum Laststrom an.

Beim Generatorschutz kann ein falscher Differentialstrom folgende Ursachen haben:

- Stromwandlerfehler
- Stromwandlersättigung bei hohem Stromfluss durch den Generator

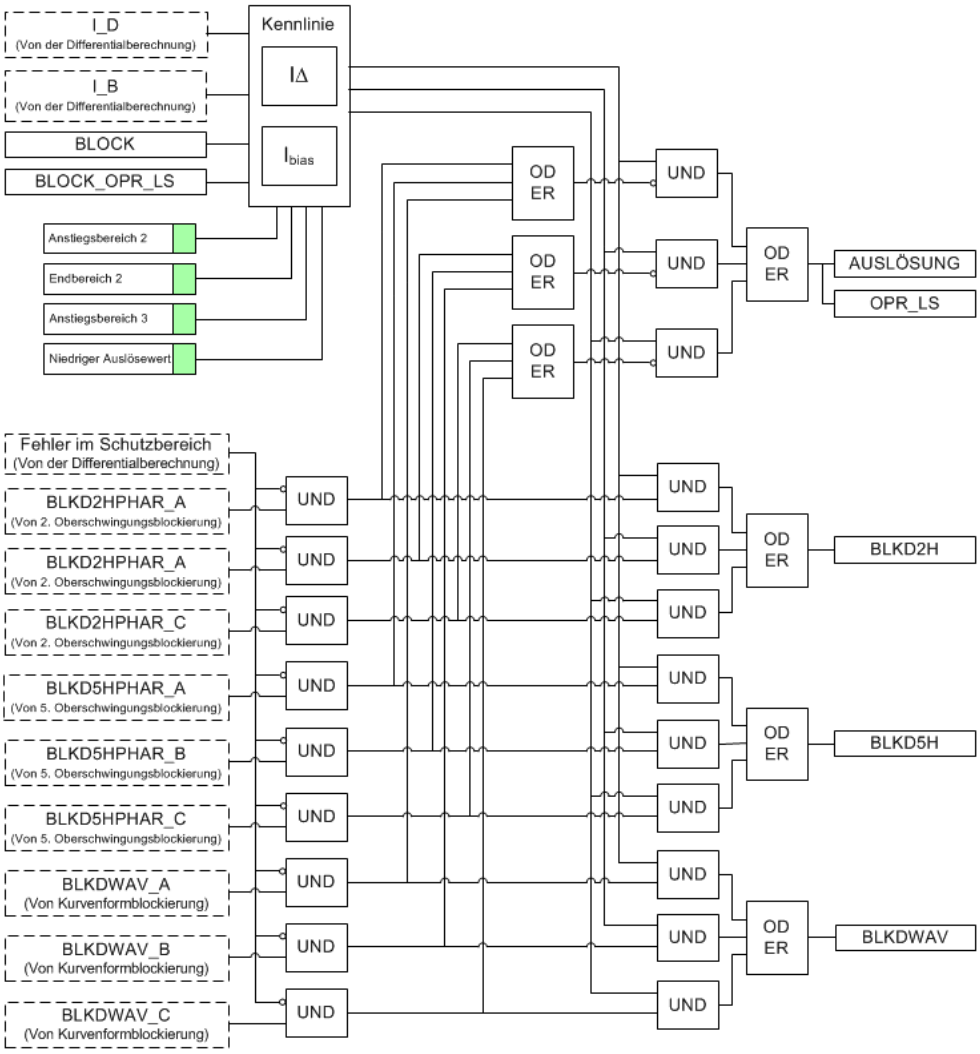


Abb. 250: Auslöselogik der stabilisierten 1. Stufe

Die durch ein geschütztes Objekt fließenden, hohen Ströme können durch die außerhalb des geschützten Bereichs auftretenden Kurzschlüsse, die beim Anfahren des vom Transformator eingespeisten Motors hohen Ströme oder durch den Einschaltstrom des Transformators verursacht werden. Aus diesem Grund erfolgt die Auslösung des Differentialschutzes in Bezug auf den Laststrom stabilisiert. Je höher der Laststrom ist, desto höher ist der zur Auslösung eines vorbestromten Differentialschutzes erforderliche Differentialstrom.

Die Auslösekennlinie der stabilisierten 1. Stufe wird von *Low operate value*, *Slope section 2* und der Einstellung des zweiten Wendepunkts der Auslösekennlinie, *End section 2*, bestimmt (der ersten Wendepunkt ist fest eingestellt). Die Einstellungen sind für alle Leiter gleich. Wenn der Differentialstrom den von der Auslösekennlinie bestimmten Auslösewert übersteigt, setzt die Differentialfunktion ein. Bleibt der Differentialstrom für eine geeignete Dauer kontinuierlich über dem Auslösewert, d.h.

1,1 Mal der Basiszyklus, dann wird der Ausgang OPR_LS aktiviert. Der Ausgang OPERATE wird immer dann aktiviert, wenn der Ausgang OPR_LS aktiviert ist.

Die Stufe kann intern durch Unterdrückung der 2. oder 5. Oberschwingung oder durch spezielle Algorithmen zur Erkennung des Einschaltstroms und einer Stromwandlersättigung bei externen Fehlern blockiert werden. Wenn die Auslösung der stabilisierten 1. Stufe von der 2. Oberschwingungsfunktion blockiert wird, dann wird der Ausgang BLKD2H aktiviert.

Wenn die Auslösung der stabilisierten 1. Stufe von der 5. Oberschwingungsfunktion blockiert wird, dann wird der Ausgang BLKD5H aktiviert. Analog dazu wird, wenn die Auslösung der stabilisierten 1. Stufe von der Kurvenformblockierfunktion blockiert wird, der Ausgang BLKDWAV entsprechend den Leiterdaten aktiviert.

Falls erforderlich, können die Auslöseausgänge der stabilisierten 1. Stufe durch die externen Steuersignale BLK_OPR_LS oder BLOCK blockiert werden.

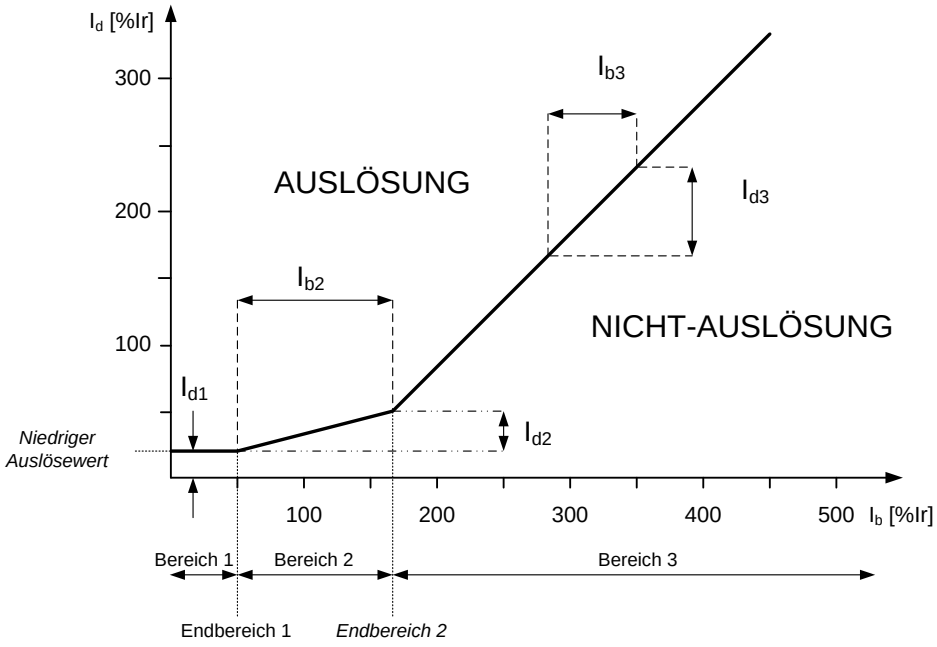


Abb. 251: Auslösekennlinie der vorbestromten Stufe TR2PTDF

Der *Low operate value* der stabilisierten Stufe des Differentialschutzes wird gemäß der Auslösekennlinie bestimmt:

Low operate value = Id1

Slope section 2 und *Slope section 3* werden entsprechend bestimmt:

$$Slope\ \ section\,2 = \frac{I_{d2}}{I_{b2}} \cdot 100\%$$

(Gleichung 87)

$$Slope\ \ section\,3 = \frac{I_{d3}}{I_{b3}} \cdot 100\%$$

(Gleichung 88)

Der zweite Wendepunkt *End section 2* kann im Bereich zwischen 100 und 500 Prozent eingestellt werden.

Die Steilheit der Auslösekennlinie der Differentialfunktion ist in den einzelnen Bereichsabschnitten verschieden.

- In Abschnitt 1 gilt: 0 Prozent Ir < Ib < Endabschnitt 1; Endabschnitt 1 ist auf 50 Prozent fest eingestellt; der zur Auslösung erforderliche Differentialstrom ist somit konstant. Der Wert des Differentialstroms ist identisch mit dem für die Funktion ausgewählten *Unteren Auslösewert*. Der *untere Auslösewert* lässt den Leerlaufstrom des Transformators und kleinere Ungenauigkeiten der Stromwandler grundsätzlich zu, kann aber auch verwendet werden, um den Gesamtpegel der Auslösekennlinie zu beeinflussen. Beim Bemessungsstrom betragen die Leerlaufverluste des Stromwandlers etwa 0,2 Prozent. Steigt die Spannung des Transformators plötzlich aufgrund von Betriebsstörungen an, erhöht sich auch der Magnetisierungsstrom des Transformators. Die magnetische Flussdichte des Transformators ist bereits bei Bemessungsspannung relativ hoch, und schon ein Spannungsanstieg von wenigen Prozent führt zu einem erheblichen Anstieg des Magnetisierungsstroms. Dies sollte beim *Unteren Auslösewert* stets berücksichtigt werden.
- In Abschnitt 2 gilt: Endabschnitt 1 < Ib/Ir < Endabschnitt 2; *Endabschnitt 2* wird auch als Einflussbereich von *Flankenabschnitt 2* bezeichnet. In diesem Abschnitt wirken sich Schwankungen des Anfangsquotienten auf die Steilheit der Kennlinie aus, d. h. auf die zur Auslösung erforderliche Veränderung des Differentialstroms in Relation zur Veränderung des Laststroms. Beim Anfangsquotienten sollten Stromwandlerfehler und Veränderungen der Stufenschalterposition berücksichtigt werden (sofern diese nicht kompensiert werden). Ein zu hoher Anfangsquotient sollte vermieden werden, da die Empfindlichkeit der Erkennung wicklungsinterner Fehler prinzipiell auf dem Anfangsquotienten beruht.
- In Abschnitt 3 gilt: Ib/Ir > *Endabschnitt 2*; die Steigung der Kennlinie kann über die Einstellung *Flankenabschnitt 3* festgelegt werden, die den Anstieg des Differentialstroms im Verhältnis zum entsprechenden Anstieg des Stabilisierungsstroms definiert.

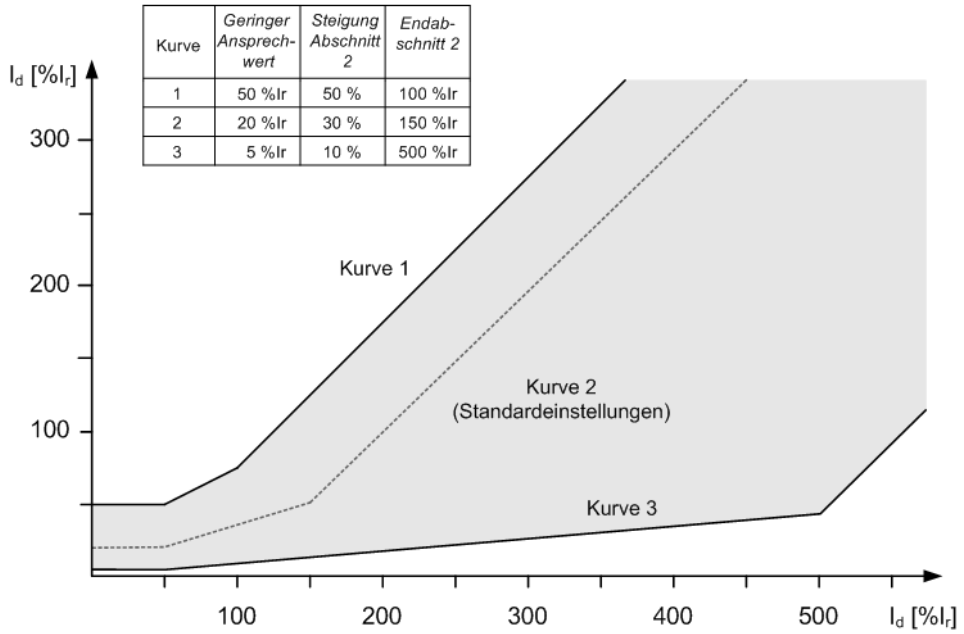


Abb. 252: Einstellbereich der stabilisierten 1. Stufe

Wenn der Haltestrom deutlich unter den Differentialstrom abfällt, oder wenn der Phasenwinkel zwischen den Leiterströmen von Wicklung 1 und Wicklung 2 annähernd 0° beträgt (im Normalzustand ist die Leiterdifferenz 180°), ist höchstwahrscheinlich ein Fehler in dem von TR2PTDF geschützten Bereich aufgetreten. In diesem Fall werden die internen Blockiersignale der vorbestromten 1. Stufe unterdrückt.

Unverzögerte, hoch eingestellte Stufe

Die Auslösung der unverzögerten 2. Stufe kann über die Einstellung *Enable high set* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "WAHR" und "FALSCH".

Die Auslösung der unverzögerten 2. Stufe erfolgt ohne Stabilisierung. Zur Auslösung der unverzögerten 2. Stufe und zur Aktivierung des Ausgangs `OPR_HS` kommt es, wenn die Amplitude der Frequenz-Grundkomponente des Differentialstroms den eingestellten *Oberen Auslösewert* übersteigt, oder wenn der unverzögerte Wert des Differentialstroms das 2,5-fache des *Oberen Auslösewerts* übersteigt. Der Faktor 2,5 (=1,8 × √2) ergibt sich aus dem maximalen asymmetrischen Kurzschlussstrom.

Wenn der Haltestrom deutlich unter den Differentialstrom abfällt, oder wenn der Phasenwinkel zwischen den Leiterströmen von Wicklung 1 und Wicklung 2 annähernd 0° beträgt (im Normalzustand ist die Leiterdifferenz 180°), ist ein Fehler in dem von TR2PTDF geschützten Bereich aufgetreten. Danach wird der für die unverzögerte Stufe eingestellte Auslösewert automatisch halbiert, und die internen Blockiersignale der vorbestromten Stufe werden blockiert.

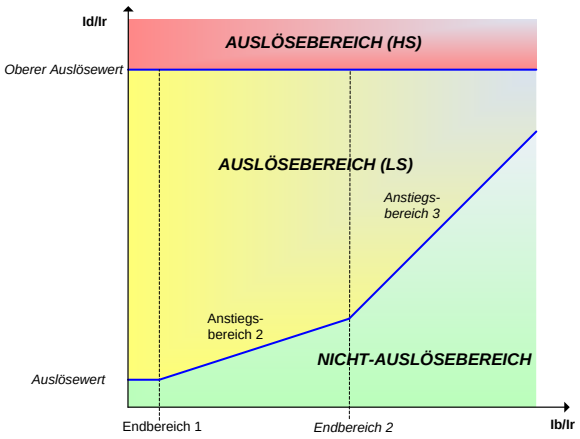


Abb. 253: Auslösekennlinie der Schutzfunktion. (LS) steht für die stabilisierte 1. Stufe und (HS) für die unverzögerte 2. Stufe.

Der Ausgang OPERATE ist immer dann aktiviert, wenn der Ausgang OPR_HS aktiviert wird.

Die internen Blockiersignale der Differentialschutzfunktion verhindern nicht die Auslösung des Signals der unverzögerten Differentialstromstufe. Falls erforderlich, können die Auslöseausgänge der unverzögerten 2. Stufe durch die externen Steuersignale BLK_OPR_HS und BLOCK blockiert werden.

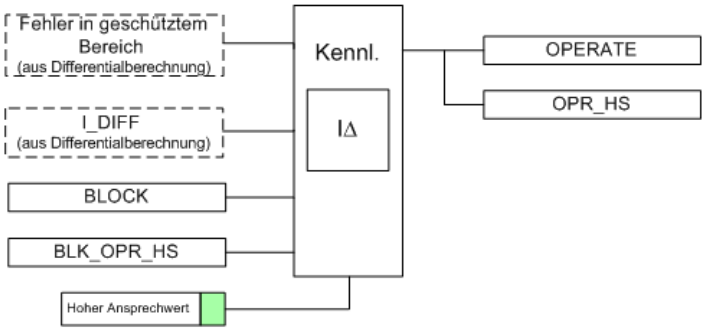


Abb. 254: Auslöselogik der unverzögerten 2. Stufe

Rücksetzen der Blockiersignale (deblockieren)

Alle drei Blockiersignale, d.h. Kurvenform und 2. sowie 5. Oberschwingung, verfügen über einen Zähler, der die Blockierung für einen bestimmten Zeitraum vorhält, nachdem die Blockierbedingungen nicht mehr erfüllt sind. Die Deblockierung findet statt, wenn diese Zähler abgelaufen sind. Dies ist die normale Deblockierung.

Die Blockiersignale können sofort zurückgesetzt werden, wenn ein sehr hoher Differentialstrom gemessen wurde, oder wenn der Phasenverschiebungswinkel der

miteinander verglichenen Ströme (d. h. der Winkel zwischen diesen) annähernd 0° beträgt, nachdem die automatische Schaltgruppenzuordnung durchgeführt wurde (im Normalzustand ist die Phasendifferenz 180°). Dadurch werden jedoch die zur Aufrechterhaltung der Blockierung verwendeten Zähler nicht zurückgesetzt, so dass die Blockiersignale eventuell wieder zurückkehren, wenn die genannten Kriterien nicht mehr erfüllt sind.

Externe Blockierfunktion

TR2PTDF verwendet zur Blockierung drei Eingänge.

- Wenn der Eingang BLOCK aktiv ist ("TRUE"), wird die Auslösung der Funktion blockiert, die gemessenen Ausgangssignale werden jedoch weiterhin aktualisiert.
- Wenn der Eingang BLK_OPR_LS aktiv ist ("TRUE"), funktioniert TR2PTDF wie gewohnt, wobei jedoch der Ausgang OPR_LS nicht aktiv ist und unter keinen Umständen aktiviert wird. Darüber hinaus kann der Eingang OPERATE nur durch die unverzögerte 2. Stufe aktiviert werden (sofern diese nicht ebenfalls blockiert ist).
- Wenn der Eingang BLK_OPR_HS aktiv ist ("TRUE"), funktioniert TR2PTDF wie gewohnt, wobei jedoch der Ausgang OPR_HS nicht aktiv ist und unter keinen Umständen aktiviert wird. Darüber hinaus kann der Eingang OPERATE nur durch die stabilisierte 1. Stufe aktiviert werden (sofern diese nicht ebenfalls blockiert ist).

4.3.2.5 Anwendung

TR2PTDF ist eine Schutzfunktion, die im Falle eines Wicklungsfehlers als Hauptschutz für Transformatoren dient. Die geschützte Zone eines Differentialschutzes umfasst den Transformator, die Sammelschiene oder die Kabel zwischen dem Stromwandler und dem Transformator. Wenn Durchführungs-Stromwandler für das Differentialschutzgerät verwendet werden, gehören die Sammelschiene und die Kabel zwischen dem Leistungsschalter und dem Transformator nicht zum geschützten Netz.

Bei manchen Schaltanlagen gibt es einen Differentialstromschutz für die Sammelschiene. Der Sammelschienenschutz umfasst die Sammelschiene oder die Kabel zwischen dem Leistungsschalter und dem Stromwandler. Interne elektrische Fehler sind sehr schwerwiegend und führen sofort zu Schäden. Kurzschlüsse und Erdfehler in Windungen und Anschlüssen werden vom Differentialschutz normalerweise erkannt. Wenn genügend Windungen von einem Kurzschluss betroffen sind, werden auch Windungsschlüsse (Überschläge zwischen den Leitern innerhalb derselben physikalischen Windung) erkannt. Von allen Transformator-Wicklungsfehlern sind Windungsschlüsse mit elektrischen Schutzvorrichtungen am schwersten zu erkennen. Schon ein kleiner Windungsschluss, der nur wenige Windungen betrifft, führt zu einer nicht erkennbaren Stromgröße, bis daraus ein Erdfehler entsteht. Daher ist es wichtig, dass der Differentialschutz sehr empfindlich ausgelegt ist, und das mit einer empfindlichen Einstellung gearbeitet werden kann,

ohne dass dadurch unerwünschte Auslösungen durch externe Fehler verursacht werden.

Wichtig ist auch, dass der fehlerhafte Transformator schnellstmöglich abgetrennt wird. Da es sich bei TR2PTDF um eine Schutzfunktion handelt, kann diese flink auslösend ausgelegt werden und fehlerhafte Transformatoren somit selektiv abschalten. TR2PTDF sollte niemals bei Fehlern außerhalb der geschützten Zone auslösen.

TR2PTDF vergleicht den Stromeintritt des Transformators mit dem Stromaustritt. Eine korrekte Analyse von Fehlerzuständen durch 87T muss veränderte Spannungen, Ströme und Phasenwinkel berücksichtigen. Bei herkömmlichen Transformator-Differentialschutzfunktionen werden Anpassungswandler zur Korrektur der drehenden Schaltgruppe und der unterschiedlichen Stromwandler-Übersetzungsverhältnisse benötigt. Der in TR2PTDF implementierte, numerische mikroprozessorgesteuerte Differentialalgorithmus kompensiert sowohl die drehende Schaltgruppe als auch die unterschiedlichen Stromwandler-Übersetzungsverhältnisse durch interne Software.

Der Differentialstrom sollte während einer normalen Lastsituation oder externen Fehlern theoretisch Null sein, wenn das Übersetzungsverhältnis und die Schaltgruppe korrekt kompensiert sind. Trotzdem gibt es zahlreiche verschiedene Phänomene außer internen Fehlern, die unerwünschte oder falsche Differentialströme verursachen können. Die Hauptgründe für unerwünschte Differentialströme sind:

- Unterschiede aufgrund variierender Stufenschalterpositionen.
- Unterschiedliche Kennlinien, Lasten und Auslösebedingungen der Stromwandler
- Nullsystemströme, die lediglich an eine Seite des Transformators fließen
- Normale magnetisierende Ströme
- Magnetisierende Einschaltströme
- Übererregung durch magnetisierende Ströme

TR2PTDF ist hauptsächlich für den Schutz von Zweiwicklungstransformatoren ausgelegt. TR2PTDF kann auch zum Schutz von Generator-Transformator-Blöcken sowie von kurzen Kabeln und Freileitungen verwendet werden. Wenn beim Leitungsschutz der Abstand zwischen den Messpunkten relativ groß ist, kann die auf die einzelnen Stromwandler entfallende Last durch Zwischenschalten weiterer Stromwandler reduziert werden.

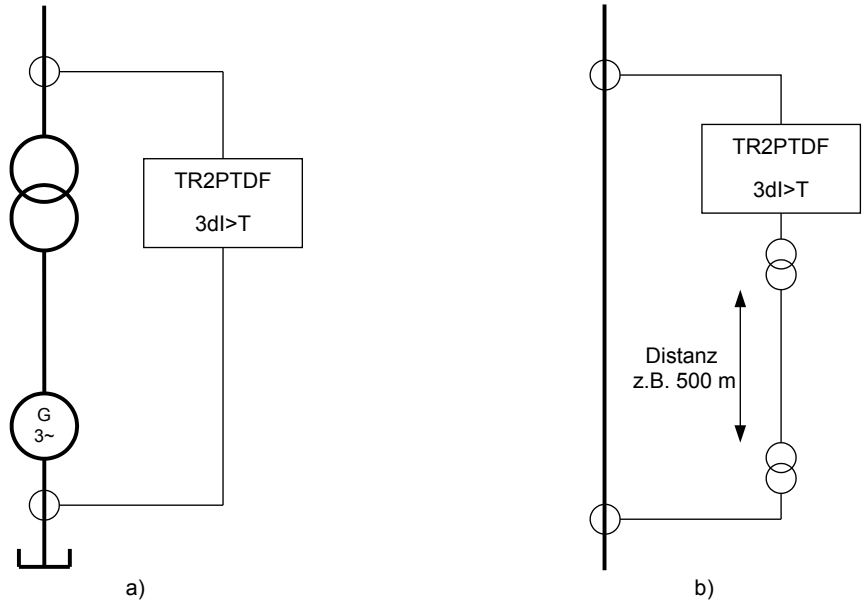


Abb. 255: Differentialschutz des Generator-Transformator-Blocks und kurzes Kabel/kurze Leitung

TR2PTDF kann auch für Dreiwicklungs-Transformatoren oder für Zweiwicklungstransformatoren mit zwei Abgängen verwendet werden.

An der Seite des Doppelabgangs des Transformators, muss der Strom jedes Leiters der beiden Stromwandler durch Parallelschaltung der beiden Stromwandler jedes Leiters summiert werden. Allgemein erfordert dies zwischengeschaltete Stromwandler zur Verarbeitung der Schaltgruppe und/oder des Missverhältnisses zwischen den beiden Wicklungen/Abgängen.

Der Begrenzungsfaktor für die Genauigkeit für den zwischengeschalteten Stromwandler muss dieselben Anforderungen erfüllen, wie der Hauptstromwandler. Bitte beachten Sie, dass der zwischengeschaltete Stromwandler eine weitere Last für den Hauptstromwandler bedeutet.

Die wichtigste Regel bei solchen Anwendungen besteht darin, dass mindestens 75 Prozent der Kurzschlussleistung von der Seite des Transformators eingespeist werden muss, mit dem nur ein Gerät verbunden ist.

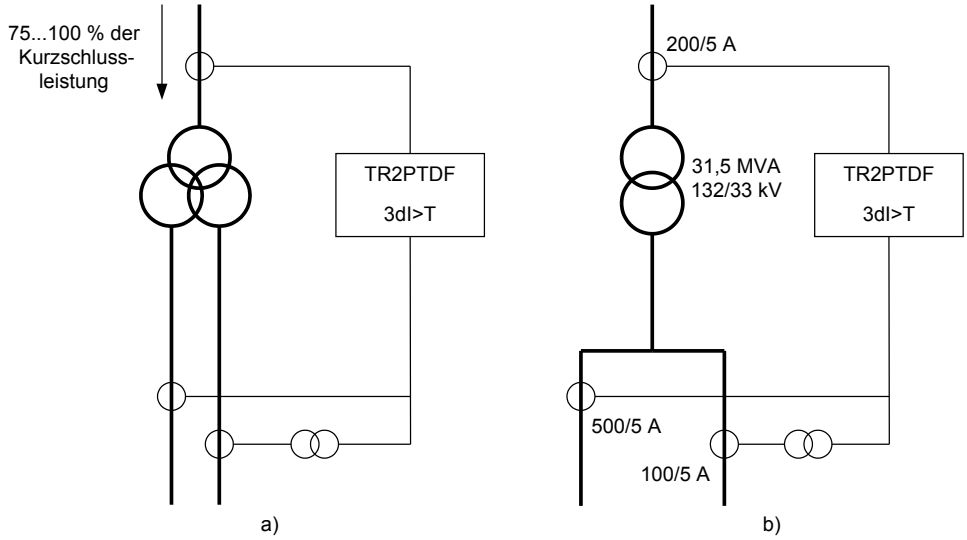


Abb. 256: Differentialschutz eines Dreiwicklungs-Transformators und eines Transformators mit zwei Ausgangsabgängen

TR2PTDF kann außerdem dazu verwendet werden, den Transformator zu schützen, der den Frequenzumwandler speist. Wenn die Dreiwicklungs-Transformatorströme einem Zweiwicklungsgerät zugeordnet werden sollen, wird ein zwischengeschalteter Stromwandler benötigt.

Die Grundfrequenzkomponente wird numerisch durch einen Fourierfilter, DFT, gefiltert. Der Filter unterdrückt alle Spannungen außer den gesetzten Grundfrequenzen. Dadurch ist das Gerät nicht für die Messung des Frequenzumwandlerausgangs angepasst, d. h., TR2PTDF kann keinen Transformator oder Motor schützen, der von einem Frequenzumwandler gespeist wird.

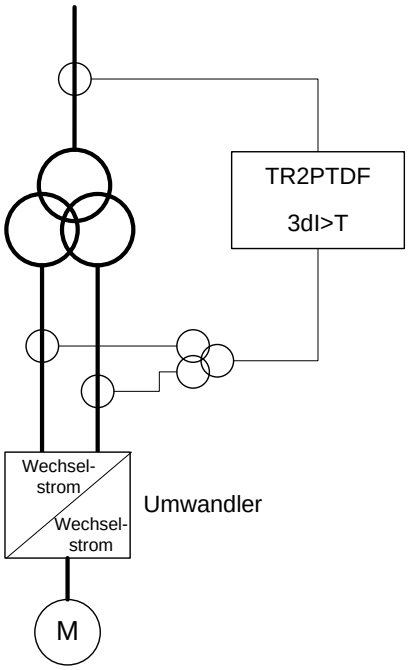


Abb. 257: Schutz des Transformatorabgangs zur Speisung des Frequenzumwandlers

Übersetzungsverhältniskorrektur der Stromwandler

Die sekundären Stromwandlerströme unterscheiden sich bei der Bemessungslast des Stromwandlers häufig von ihrem Bemessungsstrom. Die Stromwandler-Übersetzungsverhältnisse können an beiden Seiten des Transformators mit den Einstellungen *CT ratio Cor Wnd 1* und *CT ration Cor Wnd 2* korrigiert werden.

Zunächst muss die Bemessungslast des Transformators für beide Seiten berechnet werden, wenn die Scheinleistung und Leiter-Leiter-Spannung bekannt sind.

$$I_{nT} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n}$$

(Gleichung 89)

I_{nT} Bemessungslast des Transformators

S_n Bemessungsleistung des Transformators

U_r Bemessungsspannung

Anschließend können die Einstellungen für "CT ratio correction" berechnet werden:

$$CT\ ratio\ correction = \frac{I_{1n}}{I_{nT}}$$

(Gleichung 90)

I_{1n} Primärbemessungsstrom des Stromwandlers

Nach "CT ratio correction" werden die gemessenen Ströme und die entsprechenden Einstellwerte von TR2PTDF als das Mehrfache des Transformator-Bemessungsstroms I_r (xI_r) oder als Prozentwert von I_r ($\%I_r$) ausgedrückt.

Der Bemessungs-Eingangsstrom (1A oder 5A) des Geräts muss sich an der HS- und NS-Seite nicht entsprechen. Beispielsweise kann der sekundäre Bemessungsstrom von 5 A an der HS-Seite eingesetzt werden, während 1 A an der NS-Seite verwendet wird oder umgekehrt.

Beispiel

Die Bemessungsleistung des Transformators beträgt 25 MVA, das Stromwandlerverhältnis an der 110-kV-Seite 300/1 und das an der 21-kV-Seite 1000/1.

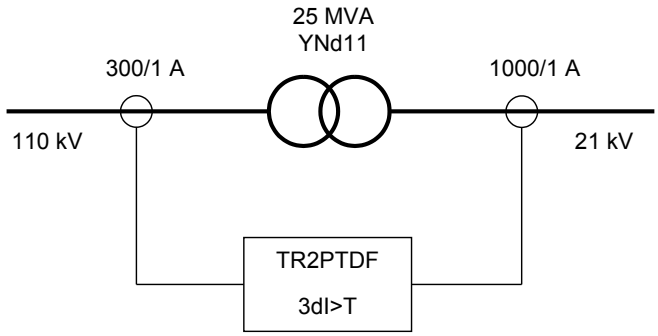


Abb. 258: Beispiel eines Zweiwicklungstransformator-Differentialschutzes

Die Bemessungslast des Transformators wird folgendermaßen berechnet:

HS-Seite: I_{nT_Wnd1} = 25 MVA / (1,732 x 110 kV) = 131,2 A

NS-Seite: I_{nT_Wnd2} = 25 MVA / (1,732 x 21 kV) = 687,3 A

Einstellungen:

CT ratio Cor Wnd 1= 300 A / 131,2 A = "2,29"

CT ratio Cor Wnd 2= 1000 A / 687,3 A = "1,45"

Schaltgruppenabgleich und Eliminierung der Nullsystemstromkomponente

Die numerische Zuordnung der Schaltgruppe des Transformators erfolgt auf der Ober- und Unterspannungsseite über die Einstellungen *Winding 1 type*, *Winding 2 type* und *Clock number*. Folglich werden keine zwischengeschalteten Stromwandler benötigt, wenn sich nur ein Transformator innerhalb der geschützten Zone befindet. Die Zuordnung basiert auf Phasenverschiebung und auf einer numerischen Dreieckschaltung im Gerät. Wenn der Sternpunktleiter eines Transformators geerdet ist, nimmt das Gerät jeden Erdfehler im Netz als Differentialstrom wahr. Die Eliminierung der Nullsystemstromkomponente für die betreffende Wicklung kann durch Einstellen des Parameters *Zro A elimination* ausgewählt werden.

Tabelle 430: TR2PTDF-Einstellungen gemäß der Transformatorschaltgruppen und Nullsystem-Eliminierung

Schaltgruppe des Transformators	Typ Wicklung 1	Typ Wicklung 2	Clock number	Zro-A-Eliminierung
Yy0	Y	y	Clk Num 0	Nicht gebraucht
YNy0	YN	y	Clk Num 0	HS-Seite
YNyn0	YN	yn	Clk Num 0	HS- und NS-Seite
Yyn0	Y	yn	Clk Num 0	NS-Seite
Yy2	Y	y	Clk Num 2	Nicht gebraucht
YNy2	YN	y	Clk Num 2	Nicht gebraucht
YNyn2	YN	yn	Clk Num 2	Nicht gebraucht
Yyn2	Y	yn	Clk Num 2	Nicht gebraucht
Yy4	Y	y	Clk Num 4	Nicht gebraucht
YNy4	YN	y	Clk Num 4	Nicht gebraucht
YNyn4	YN	yn	Clk Num 4	Nicht gebraucht
Yyn4	Y	yn	Clk Num 4	Nicht gebraucht
Yy6	Y	y	Clk Num 6	Nicht gebraucht
YNy6	YN	y	Clk Num 6	HS-Seite
YNyn6	YN	yn	Clk Num 6	HS- und NS-Seite
Yyn6	Y	yn	Clk Num 6	NS-Seite
Yy8	Y	y	Clk Num 8	Nicht gebraucht
YNy8	YN	y	Clk Num 8	Nicht gebraucht
YNyn8	YN	yn	Clk Num 8	Nicht gebraucht
Yyn8	Y	yn	Clk Num 8	Nicht gebraucht
Yy10	Y	y	Clk Num 10	Nicht gebraucht
YNy10	YN	y	Clk Num 10	Nicht gebraucht
YNyn10	YN	yn	Clk Num 10	Nicht gebraucht
Yyn10	Y	yn	Clk Num 10	Nicht gebraucht
Yd1	Y	d	Clk Num 1	Nicht gebraucht
YNd1	YN	d	Clk Num 1	Nicht gebraucht
Yd5	Y	d	Clk Num 5	Nicht gebraucht

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Schaltgruppe des Transformators	Typ Wicklung 1	Typ Wicklung 2	Clock number	Zro-A-Eliminierung
YNd5	YN	d	Clk Num 5	Nicht gebraucht
Yd7	Y	d	Clk Num 7	Nicht gebraucht
YNd7	YN	d	Clk Num 7	Nicht gebraucht
Yd11	Y	d	Clk Num 11	Nicht gebraucht
YNd11	YN	d	Clk Num 11	Nicht gebraucht
Dd0	D	d	Clk Num 0	Nicht gebraucht
Dd2	D	d	Clk Num 2	Nicht gebraucht
Dd4	D	d	Clk Num 4	Nicht gebraucht
Dd6	D	d	Clk Num 6	Nicht gebraucht
Dd8	D	d	Clk Num 8	Nicht gebraucht
Dd10	D	d	Clk Num 10	Nicht gebraucht
Dy1	D	y	Clk Num 1	Nicht gebraucht
Dyn1	D	yn	Clk Num 1	Nicht gebraucht
Dy5	D	y	Clk Num 5	Nicht gebraucht
Dyn5	D	yn	Clk Num 5	Nicht gebraucht
Dy7	D	y	Clk Num 7	Nicht gebraucht
Dyn7	D	yn	Clk Num 7	Nicht gebraucht
Dy11	D	y	Clk Num 11	Nicht gebraucht
Dyn11	D	yn	Clk Num 11	Nicht gebraucht
Yz1	Y	z	Clk Num 1	Nicht gebraucht
YNz1	YN	z	Clk Num 1	Nicht gebraucht
YNzn1	YN	zn	Clk Num 1	NS-Seite
Yzn1	Y	zn	Clk Num 1	Nicht gebraucht
Yz5	Y	z	Clk Num 5	Nicht gebraucht
YNz5	YN	z	Clk Num 5	Nicht gebraucht
YNzn5	YN	zn	Clk Num 5	NS-Seite
Yzn5	Y	zn	Clk Num 5	Nicht gebraucht
Yz7	Y	z	Clk Num 7	Nicht gebraucht
YNz7	YN	z	Clk Num 7	Nicht gebraucht
YNzn7	YN	zn	Clk Num 7	NS-Seite
Yzn7	Y	zn	Clk Num 7	Nicht gebraucht
Yz11	Y	z	Clk Num 11	Nicht gebraucht
YNz11	YN	z	Clk Num 11	Nicht gebraucht
YNzn11	YN	zn	Clk Num 11	NS-Seite
Yzn11	Y	zn	Clk Num 11	Nicht gebraucht
Zy1	Z	y	Clk Num 1	Nicht gebraucht
Zyn1	Z	yn	Clk Num 1	Nicht gebraucht
ZNyn1	ZN	yn	Clk Num 1	HS-Seite
ZNy1	ZN	y	Clk Num 1	Nicht gebraucht

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Schaltgruppe des Transformators	Typ Wicklung 1	Typ Wicklung 2	Clock number	Zro-A-Eliminierung
Zy5	Z	y	Clk Num 5	Nicht gebraucht
Zyn5	Z	yn	Clk Num 5	Nicht gebraucht
ZNyn5	ZN	yn	Clk Num 5	HS-Seite
ZNy5	ZN	y	Clk Num 5	Nicht gebraucht
Zy7	Z	y	Clk Num 7	Nicht gebraucht
Zyn7	Z	yn	Clk Num 7	Nicht gebraucht
ZNyn7	ZN	yn	Clk Num 7	HS-Seite
ZNy7	ZN	y	Clk Num 7	Nicht gebraucht
Zy11	Z	y	Clk Num 11	Nicht gebraucht
Zyn11	Z	yn	Clk Num 11	Nicht gebraucht
ZNyn11	ZN	yn	Clk Num 11	HS-Seite
ZNy11	ZN	y	Clk Num 11	Nicht gebraucht
Dz0	D	z	Clk Num 0	Nicht gebraucht
Dzn0	D	zn	Clk Num 0	NS-Seite
Dz2	D	z	Clk Num 2	Nicht gebraucht
Dzn2	D	zn	Clk Num 2	Nicht gebraucht
Dz4	D	z	Clk Num 4	Nicht gebraucht
Dzn4	D	zn	Clk Num 4	Nicht gebraucht
Dz6	D	z	Clk Num 6	Nicht gebraucht
Dzn6	D	zn	Clk Num 6	NS-Seite
Dz8	D	z	Clk Num 8	Nicht gebraucht
Dzn8	D	zn	Clk Num 8	Nicht gebraucht
Dz10	D	z	Clk Num 10	Nicht gebraucht
Dzn10	D	zn	Clk Num 10	Nicht gebraucht
Zd0	Z	d	Clk Num 0	Nicht gebraucht
ZNd0	ZN	d	Clk Num 0	HS-Seite
Zd2	Z	d	Clk Num 2	Nicht gebraucht
ZNd2	ZN	d	Clk Num 2	Nicht gebraucht
Zd4	Z	d	Clk Num 4	Nicht gebraucht
ZNd4	ZN	d	Clk Num 4	Nicht gebraucht
Zd6	Z	d	Clk Num 6	Nicht gebraucht
ZNd6	ZN	d	Clk Num 6	HS-Seite
Zd8	Z	d	Clk Num 8	Nicht gebraucht
ZNd8	ZN	d	Clk Num 8	Nicht gebraucht
Zd10	Z	d	Clk Num 10	Nicht gebraucht
ZNd10	ZN	d	Clk Num 10	Nicht gebraucht
Zz0	Z	z	Clk Num 0	Nicht gebraucht
ZNz0	ZN	z	Clk Num 0	HS-Seite
ZNzn0	ZN	zn	Clk Num 0	HS- und NS-Seite

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Schaltgruppe des Transformators	Typ Wicklung 1	Typ Wicklung 2	Clock number	Zro-A-Eliminierung
Zzn0	Z	zn	Clk Num 0	NS-Seite
Zz2	Z	z	Clk Num 2	Nicht gebraucht
ZNz2	ZN	z	Clk Num 2	Nicht gebraucht
ZNzn2	ZN	zn	Clk Num 2	Nicht gebraucht
Zzn2	Z	zn	Clk Num 2	Nicht gebraucht
Zz4	Z	z	Clk Num 4	Nicht gebraucht
ZNz4	ZN	z	Clk Num 4	Nicht gebraucht
ZNzn4	ZN	zn	Clk Num 4	Nicht gebraucht
Zzn4	Z	zn	Clk Num 4	Nicht gebraucht
Zz6	Z	z	Clk Num 6	Nicht gebraucht
ZNz6	ZN	z	Clk Num 6	HS-Seite
ZNzn6	ZN	zn	Clk Num 6	HS- und NS-Seite
Zzn6	Z	zn	Clk Num 6	NS-Seite
Zz8	Z	z	Clk Num 8	Nicht gebraucht
ZNz8	ZN	z	Clk Num 8	Nicht gebraucht
ZNzn8	ZN	zn	Clk Num 8	Nicht gebraucht
Zzn8	Z	zn	Clk Num 8	Nicht gebraucht
Zz10	Z	z	Clk Num 10	Nicht gebraucht
ZNz10	ZN	z	Clk Num 10	Nicht gebraucht
ZNzn10	ZN	zn	Clk Num 10	Nicht gebraucht
Zzn10	Z	zn	Clk Num 10	Nicht gebraucht
Yy0	Y	y	Clk Num 0	Nicht gebraucht
YNy0	YN	y	Clk Num 0	HS-Seite
YNyn0	YN	yn	Clk Num 0	HS- und NS-Seite
Yyn0	Y	yn	Clk Num 0	NS-Seite
Yy2	Y	y	Clk Num 2	Nicht gebraucht
YNy2	YN	y	Clk Num 2	Nicht gebraucht
YNyn2	YN	yn	Clk Num 2	Nicht gebraucht
Yyn2	Y	yn	Clk Num 2	Nicht gebraucht
Yy4	Y	y	Clk Num 4	Nicht gebraucht
YNy4	YN	y	Clk Num 4	Nicht gebraucht
YNyn4	YN	yn	Clk Num 4	Nicht gebraucht
Yyn4	Y	yn	Clk Num 4	Nicht gebraucht
Yy6	Y	y	Clk Num 6	Nicht gebraucht
YNy6	YN	y	Clk Num 6	HS-Seite
YNyn6	YN	yn	Clk Num 6	HS- und NS-Seite
Yyn6	Y	yn	Clk Num 6	NS-Seite
Yy8	Y	y	Clk Num 8	Nicht gebraucht
YNy8	YN	y	Clk Num 8	Nicht gebraucht

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Schaltgruppe des Transformators	Typ Wicklung 1	Typ Wicklung 2	Clock number	Zro-A-Eliminierung
YNyn8	YN	yn	Clk Num 8	Nicht gebraucht
Yyn8	Y	yn	Clk Num 8	Nicht gebraucht
Yy10	Y	y	Clk Num 10	Nicht gebraucht
YNy10	YN	y	Clk Num 10	Nicht gebraucht
YNyn10	YN	yn	Clk Num 10	Nicht gebraucht
Yyn10	Y	yn	Clk Num 10	Nicht gebraucht
Yd1	Y	d	Clk Num 1	Nicht gebraucht
YNd1	YN	d	Clk Num 1	Nicht gebraucht
Yd5	Y	d	Clk Num 5	Nicht gebraucht
YNd5	YN	d	Clk Num 5	Nicht gebraucht
Yd7	Y	d	Clk Num 7	Nicht gebraucht
YNd7	YN	d	Clk Num 7	Nicht gebraucht
Yd11	Y	d	Clk Num 11	Nicht gebraucht
YNd11	YN	d	Clk Num 11	Nicht gebraucht
Dd0	D	d	Clk Num 0	Nicht gebraucht
Dd2	D	d	Clk Num 2	Nicht gebraucht
Dd4	D	d	Clk Num 4	Nicht gebraucht
Dd6	D	d	Clk Num 6	Nicht gebraucht
Dd8	D	d	Clk Num 8	Nicht gebraucht
Dd10	D	d	Clk Num 10	Nicht gebraucht
Dy1	D	y	Clk Num 1	Nicht gebraucht
Dyn1	D	yn	Clk Num 1	Nicht gebraucht
Dy5	D	y	Clk Num 5	Nicht gebraucht
Dyn5	D	yn	Clk Num 5	Nicht gebraucht
Dy7	D	y	Clk Num 7	Nicht gebraucht
Dyn7	D	yn	Clk Num 7	Nicht gebraucht
Dy11	D	y	Clk Num 11	Nicht gebraucht
Dyn11	D	yn	Clk Num 11	Nicht gebraucht
Yz1	Y	z	Clk Num 1	Nicht gebraucht
YNz1	YN	z	Clk Num 1	Nicht gebraucht
YNzn1	YN	zn	Clk Num 1	NS-Seite
Yzn1	Y	zn	Clk Num 1	Nicht gebraucht
Yz5	Y	z	Clk Num 5	Nicht gebraucht
YNz5	YN	z	Clk Num 5	Nicht gebraucht
YNzn5	YN	zn	Clk Num 5	NS-Seite
Yzn5	Y	zn	Clk Num 5	Nicht gebraucht
Yz7	Y	z	Clk Num 7	Nicht gebraucht
YNz7	YN	z	Clk Num 7	Nicht gebraucht
YNzn7	YN	zn	Clk Num 7	NS-Seite

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Schaltgruppe des Transformators	Typ Wicklung 1	Typ Wicklung 2	Clock number	Zro-A-Eliminierung
Yzn7	Y	zn	Clk Num 7	Nicht gebraucht
Yz11	Y	z	Clk Num 11	Nicht gebraucht
YNz11	YN	z	Clk Num 11	Nicht gebraucht
YNzn11	YN	zn	Clk Num 11	NS-Seite
Yzn11	Y	zn	Clk Num 11	Nicht gebraucht
Zy1	Z	y	Clk Num 1	Nicht gebraucht
Zyn1	Z	yn	Clk Num 1	Nicht gebraucht
ZNyn1	ZN	yn	Clk Num 1	HS-Seite
ZNy1	ZN	y	Clk Num 1	Nicht gebraucht
Zy5	Z	y	Clk Num 5	Nicht gebraucht
Zyn5	Z	yn	Clk Num 5	Nicht gebraucht
ZNyn5	ZN	yn	Clk Num 5	HS-Seite
ZNy5	ZN	y	Clk Num 5	Nicht gebraucht
Zy7	Z	y	Clk Num 7	Nicht gebraucht
Zyn7	Z	yn	Clk Num 7	Nicht gebraucht
ZNyn7	ZN	yn	Clk Num 7	HS-Seite
ZNy7	ZN	y	Clk Num 7	Nicht gebraucht
Yy0	Y	y	Clk Num 0	Nicht gebraucht

Inbetriebnahme

Die korrekten Einstellungen für die Schaltgruppenkompensierung (*CT connection type*, *Winding 1 type*, *Winding 2 type* und *Clock number*) können mithilfe der Winkelwerte (`I_ANGL_A1_B1`, `I_ANGL_B1_C1`, `I_ANGL_C1_A1`, `I_ANGL_A2_B2`, `I_ANGL_B2_C2`, `I_ANGL_C2_A2`, `I_ANGL_A1_A2`, `I_ANGL_B1_B2` und `I_ANGL_C1_C2`) verifiziert werden, während der Strom in den Transformator injiziert wird. Diese Winkelwerte werden aus den kompensierten Strömen berechnet. Siehe Signalbeschreibung in der Tabelle "Überwachte Daten".

Wenn ein Eigenbedarfstransformator verfügbar ist, kann dieser zur Einspeisung von Strom an die Windungen der Oberspannungsseite verwendet werden, während die Windungen der Unterspannungsseite kurzgeschlossen sind. Auf diese Weise kann der Strom sowohl in die Ober- als auch in die Unterspannungswicklung fließen. Die Inbetriebnahmesignale können auch auf andere Weise bereitgestellt werden. Damit Leiterstrom und -winkel überwacht werden können, ist ein Mindeststrom von 0,015 I_r erforderlich.

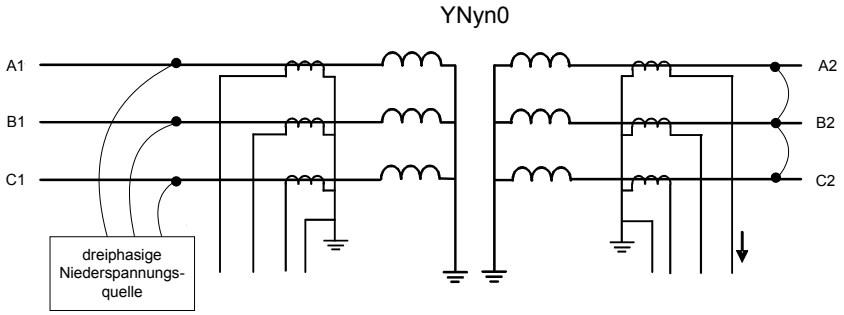


Abb. 259: Niederspannungs-Prüfanordnung. Die dreiphasige Niederspannungsquelle kann der Eigenbedarfstransformator sein.

Der Steuerungsparameter *Tapped winding* ist auf “Not in use” zu setzen, um sicherzustellen, dass die Werte in den Überwachten Daten durch die automatische Anpassung der Stufenschalterposition nicht skaliert werden. Wenn ausschließlich die Winkelwerte erforderlich sind, dann wird die Einstellung *Tapped winding* nicht benötigt, da die Winkelwerte von der Anpassung der Stufenschalterposition nicht beeinflusst werden.

Beim Einspeisen der Ströme in die Hochspannungswicklung müssen die Werte `I_ANGL_A1_B1`, `I_ANGL_B1_C1`, `I_ANGL_C1_A1`, `I_ANGL_A2_B2`, `I_ANGL_B2_C2` und `I_ANGL_C2_A2` +120 Grad anzeigen. Andernfalls kann es sein, dass die Leiteranordnung falsch ist oder dass die Polarität eines Stromwandlers von den Polaritäten der anderen Stromwandler an derselben Seite abweicht.

Wenn die Winkelwerte `I_ANGL_A1_B1`, `I_ANGL_B1_C1` und `I_ANGL_C1_A1` -120 Grad aufweisen, dann ist die Leiteranordnung an der Hochspannungsseite falsch. Wenn die Winkelwerte `I_ANGL_A2_B2`, `I_ANGL_B2_C2` und `I_ANGL_C2_A2` -120 Grad aufweisen, dann ist die Leiteranordnung an der Niederspannungsseite falsch. Wenn die Winkelwerte `I_ANGL_A1_B1`, `I_ANGL_B1_C1` und `I_ANGL_C1_A1` nicht denselben Wert (+120) aufweisen, dann kann die Polarität des Stromwandlers falsch sein. Wenn die Polarität des Stromwandlers zur Messung von IL2 beispielsweise falsch ist, dann zeigt `I_ANGL_A1_B1` -60 Grad, `I_ANGL_B1_C1` -60 Grad und `I_ANGL_C1_A1` +120 Grad an.

Wenn die Leiterreihenfolge und die Winkelwerte stimmen, werden für die Winkelwerte `I_ANGL_A1_A2`, `I_ANGL_B1_B2` und `I_ANGL_C1_C2` normalerweise ±180 Grad angezeigt. Es kann mehrere Gründe dafür geben, dass die Winkelwerte nicht ±180 Grad betragen. Wenn die Werte 0 Grad sind, ist wahrscheinlich der Wert für *CT connection type* falsch. Wenn die Winkelwerte etwas anderes betragen, ist wahrscheinlich der für *Clock number* angegebene Wert falsch. Eine weitere Ursache könnte sein, dass die Kombination von *Winding 1 type* und *Winding 2 type* nicht dem Wert *Clock number* entspricht. Dies bedeutet, dass die resultierende Schaltgruppe nicht unterstützt wird.

Beispiel

Wenn *Winding 1 type* auf "Y", *Winding 2 type* auf "y" und *Clock number* auf "Clk num 1" eingestellt ist, ergibt sich daraus die nicht unterstützte Schaltgruppenkombination "Yy1". Ebenso gilt: Wenn *Winding 1 type* auf "Y", *Winding 2 type* auf "d" und *Clock number* auf "Clk num 0" eingestellt ist, ergibt sich daraus die nicht unterstützte Schaltgruppenkombination "Yd0". Alle nicht unterstützten Kombinationen der Einstellungen *Winding 1 type*, *Winding 2 type* und *Clock number* führen zur voreingestellten Schaltgruppenkompensierung "Yy0".

4.3.2.6 Stromwandleranschlüsse und Nachregelung der Transformator-Übersetzung

Die Anschlüsse der primären Stromwandler werden mit "Typ 1" und "Typ 2" bezeichnet.

- Wenn die positiven Richtungen der Geräteströme auf Wicklung 1 und Wicklung 2 umgekehrt verlaufen, lautet der Wert des Parameters *CT connection type* "Typ 1". Die Anschlussbeispiele von "Typ 1" werden in Abbildung 260 und Abbildung 261 gezeigt.
- Wenn die positiven Richtungen der Geräteströme auf Wicklung 1 und Wicklung 2 gleich verlaufen, lautet der Wert des Parameters *CT connection type* "Typ 2". Die Anschlussbeispiele von "Typ 2" werden in Abbildung 262 und Abbildung 263 gezeigt.
- Der Standardwert des Parameters *CT connection type* ist "Typ 1".

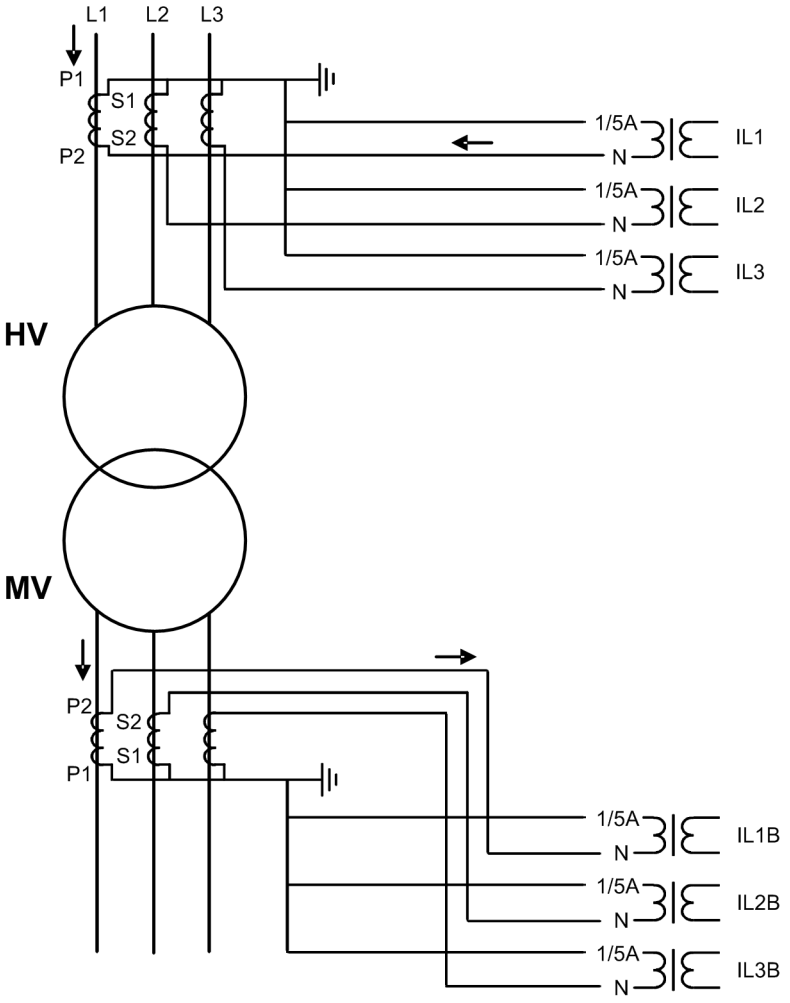


Abb. 260: Beispiel für Anschluss von Stromwandlern vom Typ 1.

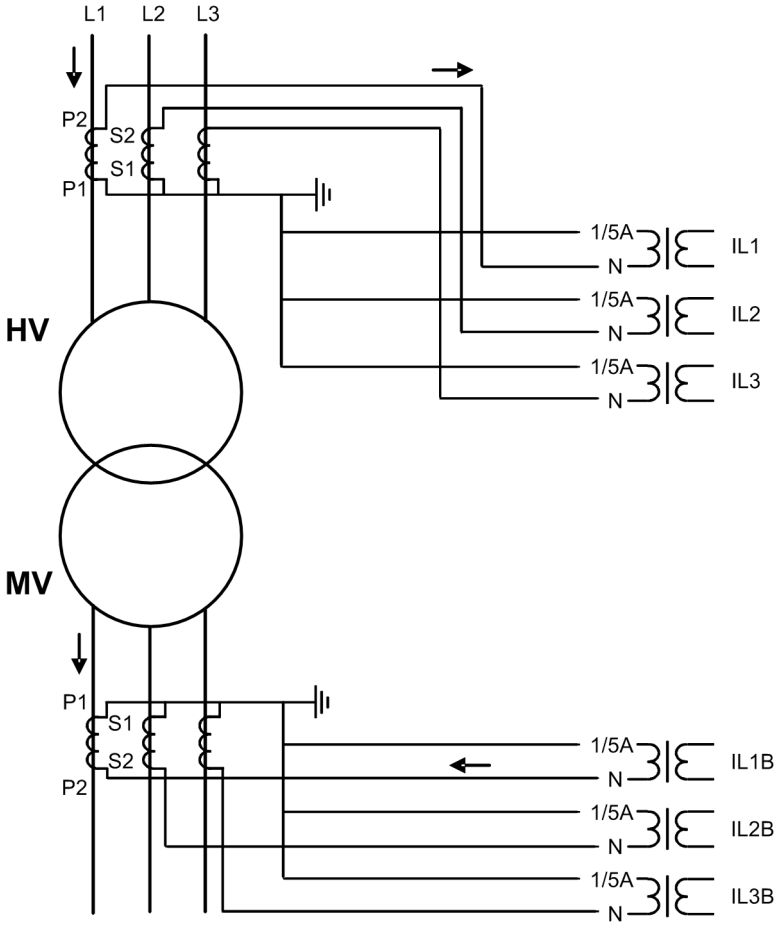


Abb. 261: Beispiel für alternativen Anschluss von Stromwandlern vom Typ 1.

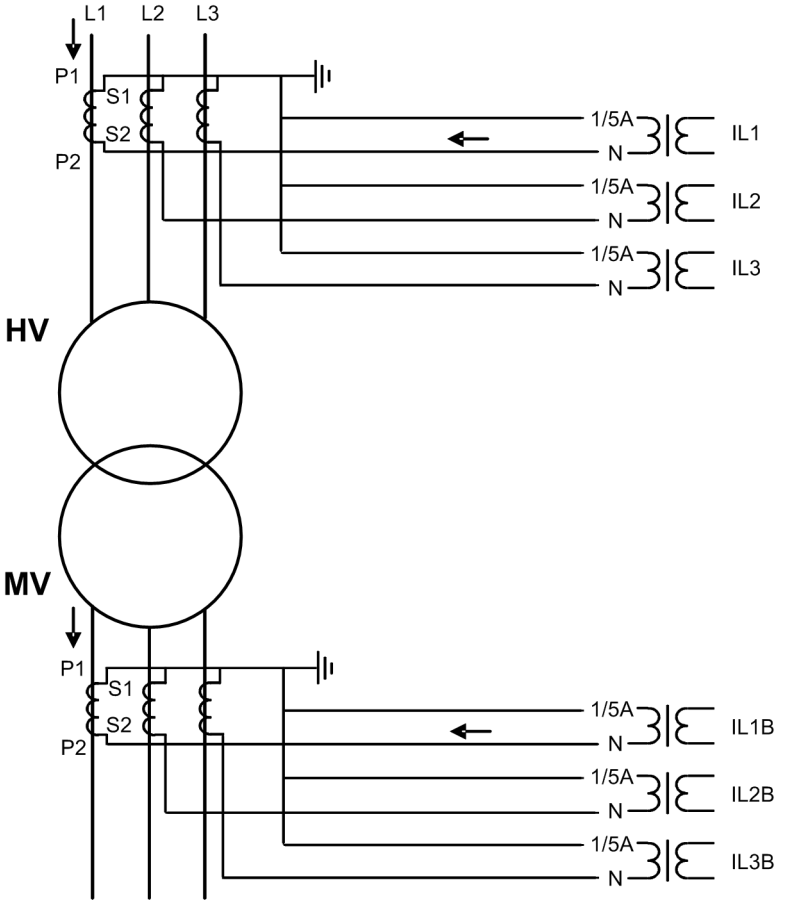


Abb. 262: Anschluss von Stromwandlern des Typs 2 und Beispiel der Ströme während eines externen Fehlers

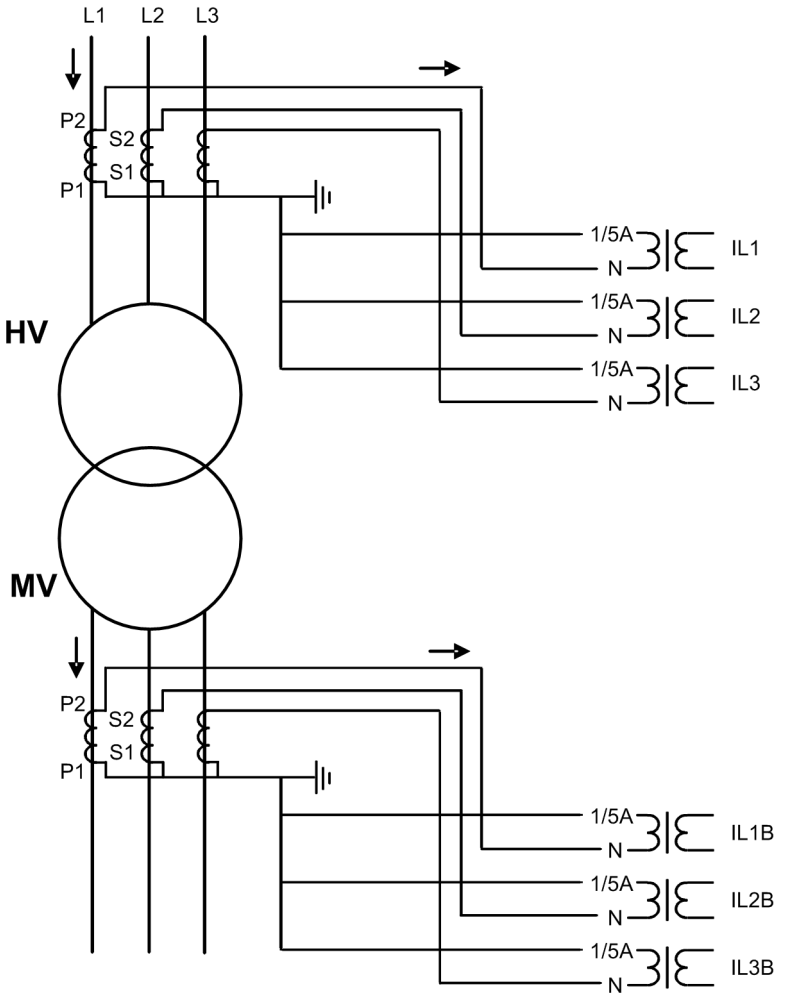


Abb. 263: Beispiel für alternativen Anschluss von Stromwandlern vom Typ 2.

Die sekundären Stromwandlerströme unterscheiden sich bei der Bemessungslast des Stromwandlers häufig von ihrem Bemessungsstrom. Die Stromwandler-Übersetzungsverhältnisse können an beiden Seiten des Transformators mit den Einstellungen *CT ratio Cor Wnd 1* und *CT ration Cor Wnd 2* korrigiert werden.

4.3.2.7 Signale

Tabelle 431: TR2PTDF – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_A1	SIGNAL	0	Primärstrom Leiter L1
I_B1	SIGNAL	0	Primärstrom Leiter L2
I_C1	SIGNAL	0	Primärstrom Leiter L3
I_A2	SIGNAL	0	Sekundärstrom Leiter L1
I_B2	SIGNAL	0	Sekundärstrom Leiter L2
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_C2	SIGNAL	0	Sekundärstrom Leiter L3
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockierung
BLK_AUSL_LS	BOOLEAN	0=False	Blockiert Auslöseausgänge der stabilisierten Stufe
BLK_AUSL_HS	BOOLEAN	0=False	Blockiert Auslöseausgänge der Schnellstufe
TAP_POS	INT8	0	Anzeige der Stufenschalterposition

Tabelle 432: TR2PTDF – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Kombinierte Auslösung
AUS_LS	BOOLEAN	Auslösung vom Low Set
AUSL_OS	BOOLEAN	Auslösung von oberer Stufe
BLKD2H	BOOLEAN	2. Harm. Rückfallblockierstatus
BLKD5H	BOOLEAN	5. Harm. Rückfallblockierstatus
BLKDWELLE	BOOLEAN	Blockierstatus Welle

4.3.2.8 Einstellungen

Tabelle 433: TR2PTDF Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Oberer Auslösewert	500...3000	%Ir	10	1000	Schnellstufe Einstellung
Auslösewert	5...50	%Ir	1	20	Basiseinstellung für stabilisierten Betrieb
Anstiegsbereich 2	10...50	%	1	30	Anstieg der zweiten Linie der Auslösecharakteristik
Endbereich 2	100...500	%Ir	1	150	Wendepunkt zwischen der zweiten und dritten Linie der Auslösecharakteristik
Rückfallmodus	5=Kurvenform 6=2.h + Kurvenform 8=5. Oberschw. + Kurvenform 9=2. Oberschw. + 5. Oberschw. + Kurvenform			9=2. Oberschw. + 5. Oberschw. + Kurvenform	Rückfallmodus
Anregewert 2.H	7...20	%	1	15	Blockierverhältnis 2. Oberschwingung
Anregewert 5.H	10...50	%	1	35	Blockierverhältnis 5. Oberschwingung

Tabelle 434: TR2PTDF Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Schnellstufe aktiv	0=False 1=True			1=True	Aktivierung der Schnellstufe
Anstiegsbereich 3	10...100	%	1	100	Steilheit der dritten Auslösekennlinie
Deblockierung 2. H	0=False 1=True			1=True	Deblockierung 2.Harm.-Sperre bei Schalten auf Fehler
Rückfallwert 5.H	10...50	%	1	35	Deblockierung 5.H Einstellverhältnis
Deblockierung 5. H	0=False 1=True			0=False	Deblockierung 5.H bei Überspannung

Tabelle 435: TR2PTDF Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Auslösung EIN/AUS
Stromwandler Verbindungstyp	1=Typ 1 2=Typ 2			1=Typ 1	Stromwandler Verbindungstyp Stromwandler Verbindungstyp. Festgelegt durch die Richtung der Stromwandler
Typ Wicklung 1	1=Y 2=YN 3=D 4=Z 5=ZN			1=Y	Anbindung der Hochspannungsseite des Transformators
Typ Wicklung 2	1=y 2=yn 3=d 4=z 5=zn			1=y	Anbindung an der Niederspannungsseite des Transformators
Schaltgr-Kennz.	0=Clk Num 0 1=Clk Num 1 2=Clk Num 2 4=Clk Num 4 5=Clk Num 5 6=Clk Num 6 7=Clk Num 7 8=Clk Num 8 10=Clk Num 10 11=Clk Num 11			0=Clk Num 0	Einstellen der Phasenverschiebung zwischen Ober- und Unterspannung mit Clock Number für Schaltgruppenkompensierung (z.B. Dyn11 -> 11)
Nullsys.strom	1=Nicht eliminiert 2=Wicklung 1 3=Wicklung 2 4=Wicklung 1 und 2			1=Nicht eliminiert	Eliminierung des Nullsystemstroms
CT-Verh.-Korr.,W1	0.40...4.00		0.01	1.00	Stromwandlerverhältniskorrektur Windung 1
CT-Verh.-Korr.,W2	0.40...4.00		0.01	1.00	Stromwandlerverhältniskorrektur Windung 2

Tabelle 436: TR2PTDF Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Niedrigste Stufe	-36...36		1	36	Niedrigste Stufestellung des Stufenschalters
Höchste Stufe	-36...36		1	0	Höchste Stufestellung des Stufenschalters
Nennschaltstufe	-36...36		1	18	Spannungsübersetzung bei Stufenschalter in Mittelstellung
Stufenstellung	1=Nicht verwendet 2=Wicklung 1 3=Wicklung 2			1=Nicht verwendet	Aktive Stufenschalter-Stellung
Stufung	0.60...9.00	%	0.01	1.50	Prozentuale Spannungsänderung pro Schaltstufe

4.3.2.9 Überwachte Daten

Tabelle 437: TR2PTDF – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
AUSL_L1	BOOLEAN	0=False 1=True		Auslösung Phase L1
AUSL_L2	BOOLEAN	0=False 1=True		Auslösung Phase L2
AUSL_L3	BOOLEAN	0=False 1=True		Auslösung Phase L3
BLKD2H_L1	BOOLEAN	0=False 1=True		2.te Oberschwingung Rückfallblockierstatus Leiter L1
BLKD2H_L2	BOOLEAN	0=False 1=True		2.te Oberschwingung Rückfallblockierstatus Leiter L2
BLKD2H_L3	BOOLEAN	0=False 1=True		2.te Oberschwingung Rückfallblockierstatus Leiter L3
BLKD5H_L1	BOOLEAN	0=False 1=True		5.te Oberschwingung Rückfallblockierstatus Leiter L1
BLKD5H_L2	BOOLEAN	0=False 1=True		5.te Oberschwingung Rückfallblockierstatus Leiter L2
BLKD5H_L3	BOOLEAN	0=False 1=True		5.te Oberschwingung Rückfallblockierstatus Leiter L3
BLKDWELLE_L1	BOOLEAN	0=False 1=True		Blockierstatus Stromform Leiter L1
BLKDWELLE_L2	BOOLEAN	0=False 1=True		Blockierstatus Stromform Leiter L2
BLKDWELLE_L3	BOOLEAN	0=False 1=True		Blockierstatus Stromform Leiter L3
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
BLKD2HPHAR	BOOLEAN	0=False 1=True		Blockierung 2.te Oberschwingung für PHAR LN, Phasenübergreifend
BLKD2HPHAR_L1	BOOLEAN	0=False 1=True		Blockierung 2.te Oberschwingung für PHAR LN, Phase L1
BLKD2HPHAR_L2	BOOLEAN	0=False 1=True		Blockierung 2.te Oberschwingung für PHAR LN, Phase L2
BLKD2HPHAR_L3	BOOLEAN	0=False 1=True		Blockierung 2.te Oberschwingung für PHAR LN, Phase L3
BLKD5HPHAR	BOOLEAN	0=False 1=True		Blockierung 5.te Oberschwingung für PHAR LN, Phasenübergreifend
BLKD5HPHAR_L1	BOOLEAN	0=False 1=True		Blockierung 5.te Oberschwingung für PHAR LN, Leiter L1
BLKD5HPHAR_L2	BOOLEAN	0=False 1=True		Blockierung 5.te Oberschwingung für PHAR LN, Leiter L2
BLKD5HPHAR_L3	BOOLEAN	0=False 1=True		Blockierung 5.te Oberschwingung für PHAR LN, Leiter L3
I_AMPL_A1	FLOAT32	0.00...40.00	xIr	Angepasster Primärstrom Leiter L1
I_AMPL_B1	FLOAT32	0.00...40.00	xIr	Angepasster Primärstrom Leiter L2
I_AMPL_C1	FLOAT32	0.00...40.00	xIr	Angepasster Primärstrom Leiter L3
I_AMPL_A2	FLOAT32	0.00...40.00	xIr	Angepasster Sekundärstrom Leiter L1
I_AMPL_B2	FLOAT32	0.00...40.00	xIr	Angepasster Sekundärstrom Leiter L2
I_AMPL_C2	FLOAT32	0.00...40.00	xIr	Angepasster Sekundärstrom Leiter L3
ID_A	FLOAT32	0.00...80.00	xIr	Differentialstrom Leiter L1
ID_B	FLOAT32	0.00...80.00	xIr	Differentialstrom Leiter L2
ID_C	FLOAT32	0.00...80.00	xIr	Differentialstrom Leiter L3
IB_A	FLOAT32	0.00...80.00	xIr	Stabilisierungsstrom Phase L1
IB_B	FLOAT32	0.00...80.00	xIr	Stabilisierungsstrom Phase L2
IB_C	FLOAT32	0.00...80.00	xIr	Stabilisierungsstrom Phase L3
I_2H_NENN_L1	FLOAT32	0.00...1.00		Verhältnis der 2.ten Oberschwingung des Diff.-Stromes, Leiter L1

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
I_2H_NENN_L2	FLOAT32	0.00...1.00		Verhältnis der 2.ten Oberschwingung des Diff.-Stromes, Leiter L2
I_2H_NENN_L3	FLOAT32	0.00...1.00		Verhältnis der 2.ten Oberschwingung des Diff.-Stromes, Leiter L3
I_WINKEL_A1_B1	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Strom Phasenwinkel Leiter L1-Leiter L2, Wicklung 1
I_WINKEL_B1_C1	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Strom Phasenwinkel Leiter L2-Leiter L3, Wicklung 1
I_WINKEL_C1_A1	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Strom Phasenwinkel Leiter L3-Leiter L1, Wicklung 1
I_WINKEL_A2_B2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Strom Phasenwinkel Leiter L1-Leiter L2, Wicklung 2
I_WINKEL_B2_C2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Strom Phasenwinkel Leiter L2-Leiter L3, Wicklung 2
I_WINKEL_C2_A2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Strom Phasenwinkel Leiter L3-Leiter L1, Wicklung 2
I_WINKEL_A1_A2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Strom Winkel Leiter L1, Wicklung 1-2
I_WINKEL_B1_B2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Strom Winkel Leiter L2, Wicklung 1-2
I_WINKEL_C1_C2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Strom Winkel Leiter L3, Wicklung 1-2
I_5H_NENN_L1	FLOAT32	0.00...1.00		Diff.-Strom 5.te Oberschwingungs-Verhältnis, Leiter L1
I_5H_NENN_L2	FLOAT32	0.00...1.00		Diff.-Strom 5.te Oberschwingungs-Verhältnis, Leiter L2
I_5H_NENN_L3	FLOAT32	0.00...1.00		Diff.-Strom 5.te Oberschwingungs-Verhältnis, Leiter L3
TR2PTDF	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status
IL1-diff	FLOAT32	0.00...80.00		Gemessene Differentialstromamplitude Phase IL1
IL2-Diff	FLOAT32	0.00...80.00		Gemessene Differentialstromamplitude Phase IL2
IL3-diff	FLOAT32	0.00...80.00		Gemessene Differentialstromamplitude Phase IL3
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
IL1-Bias	FLOAT32	0.00...80.00		Gemessene Stabilisierungsstromamplitude Phase IL1
IL2-Bias	FLOAT32	0.00...80.00		Gemessene Stabilisierungsstromamplitude Phase IL2
IL3-Bias	FLOAT32	0.00...80.00		Gemessene Stabilisierungsstromamplitude Phase IL3

4.3.2.10 Technische Daten

Tabelle 438: TR2PTDF - Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz		
		± 3,0% des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_n		
Anregezeit[1)2)]		Mindestens	Typisch	Höchstens
	Niedrig eingestellte Stufe	36 ms	41 ms	46 ms
	Hoch eingestellte Stufe	21 ms	22 ms	24 ms
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis		Üblicherweise 0,96		
Oberschwingungsunterdrückung		DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wobei n = 2, 3, 4, 5,…		

1) Strom vor Fehler = 0,0, f_n = 50 Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Ausgangskontakts Wenn der Differentialstrom = 2 × eingestellter Auslösewert und f_n = 50 Hz.

4.3.2.11 Technische Änderungshistorie

Tabelle 439: TR2PTDF Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Übernahme der Blockierung der 5. Oberschwingung und Kurvenform in den Ereignisdatensatz.
C	Einstellung *Slope section 3* hinzugefügt. Eingang `TAP_POS` hinzugefügt.

4.3.3 Erdfehlerdifferentialschutz (LREFPNDF)

4.3.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Numerisch stabilisierter Erdfehlerdifferentialschutz	LREFPNDF	dIoLo>	87NL

4.3.3.2 Funktionsblock

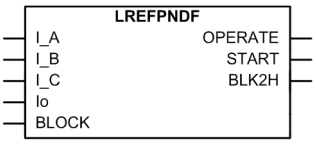


Abb. 264: Funktionsblock

4.3.3.3 Funktionalität

Die Erdfehler-Differentialschutzfunktion LREFPNDF für einen Zweiwicklungs-Transformator basiert auf dem Prinzip des numerisch stabilisierten Differentialstroms. Es wird kein stabilisierender Außenwiderstand oder nichtlinearer Widerstand benötigt.

Die Grundkomponenten dieser Ströme werden zur Berechnung des Summenstroms der Leiterströme, des Differentialsummenstroms, der Differentialströme und Stabilisierungsströme verwendet. Die Auslösekennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie.

LREFPNDF enthält eine Blockierfunktion. Die 2. Oberschwingung des Sternpunktleiterstroms wird zum Blockieren verwendet, wenn der Transformator Einschaltströmen ausgesetzt ist. Falls gewünscht, können die Ausgänge der Funktion, Zeitgeber oder die Funktion selbst gesperrt werden.

4.3.3.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von LREFPNDF kann anhand eines Logikdiagramms erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

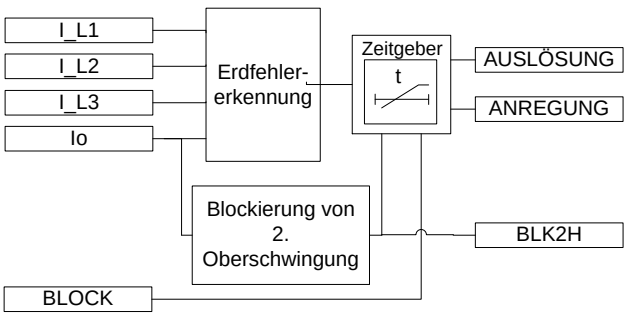


Abb. 265: Logikdiagramm

Erdfehlererkennung

Die Funktion basiert auf einem Vergleich der Amplitude und des Phasenverschiebungswinkels zwischen der Summe aus der Grundfrequenzkomponente der Leiterströme (ΣI, Summenstrom) und der Grundfrequenzkomponente des Sternpunktleiterstroms (Io), der im Leiter zwischen dem Sternpunkt des Transformators oder Generators und der Erde fließt. Der Differentialstrom berechnet sich als Absolutwert der Differenz zwischen dem Summenstrom (d. h. der Summe der Grundfrequenzkomponenten der Leiterströme I_L1, I_L2 und I_L3) und dem Sternpunktleiterstrom. Der Differentialrichtungsstrom ID_COSPHI ist das Produkt aus dem Differentialstrom und cosφ. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

$$ID_COSPHI = (\left|\overline{\Sigma I} - \bar{I}o\right|) \times \cos\varphi$$

(Gleichung 91)

$\overline{\Sigma I}$	Summenstrom
φ	Phasendifferenz zwischen dem Summenstrom und dem Differential-summenstrom
$\bar{I}o$	Differentialsummenstrom

Ein Erdfehler, der im Schutzbereich auftritt, d.h. zwischen den Leiterstromwandlern und dem Sternpunktleiterstromwandler, verursacht einen Differentialstrom. Die Richtungen, d.h. die Phasendifferenz zwischen dem Summenstrom und dem Sternpunktleiterstrom, werden in den Auslösekriterien berücksichtigt, um die Selektivität zu gewährleisten. Ein korrekter Wert für *CT connection type* wird anhand der Anschlusspolaritäten des Stromwandlers bestimmt.

Die Abweichung des Stromwandlerverhältnisses zwischen dem Leiter-Stromwandler und dem Sternpunktleiterstromwandler (Summenstrom in den analogen Eingangseinstellungen) wird anhand der korrekt eingestellten analogen Eingangswerte in der Funktion berücksichtigt.

Bei einem Erdfehler im geschützten Bereich sind die Ströme ΣI und Io zum geschützten Bereich hin gerichtet. Der Faktor cosφ beträgt 1, wenn der Phasenverschiebungswinkel des Summenstroms und des Sternpunktleiterstroms 180 Grad beträgt, d. h., wenn die Ströme an den Erdfehlern im geschützten Bereich in umgekehrte Richtung fließen. Dementsprechend ist ID_COSPHI gleich 0, wenn der Phasenverschiebungswinkel zwischen dem Summenstrom und dem Sternpunktleiterstrom in Situationen, in denen kein Erdfehler im geschützten Bereich vorliegt, weniger als 90° beträgt. Eine Auslösung ist daher nur möglich, wenn der

Phasenverschiebungswinkel zwischen dem Summenstrom und dem Sternpunktleiterstrom mehr als 90° beträgt.

Der im Prinzip des Stabilisierungsstroms verwendete Stabilisierungsstrom IB berechnet sich als Mittelwert der Leiterströme in den zu schützenden Wicklungen. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

$$IB = \frac{\left|\overline{I_A}\right| + \left|\overline{I_B}\right| + \left|\overline{I_C}\right|}{3}$$

(Gleichung 92)

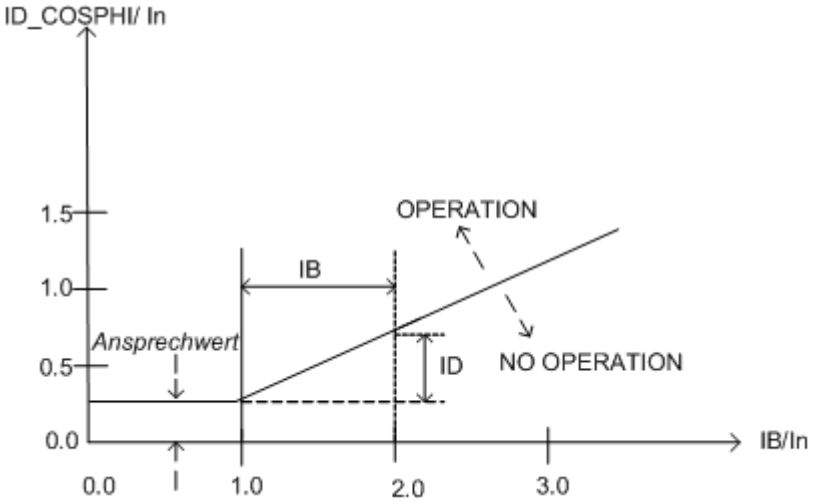


Abb. 266: Auslösekennlinien der stabilisierten Erdfehler-Schutzfunktion

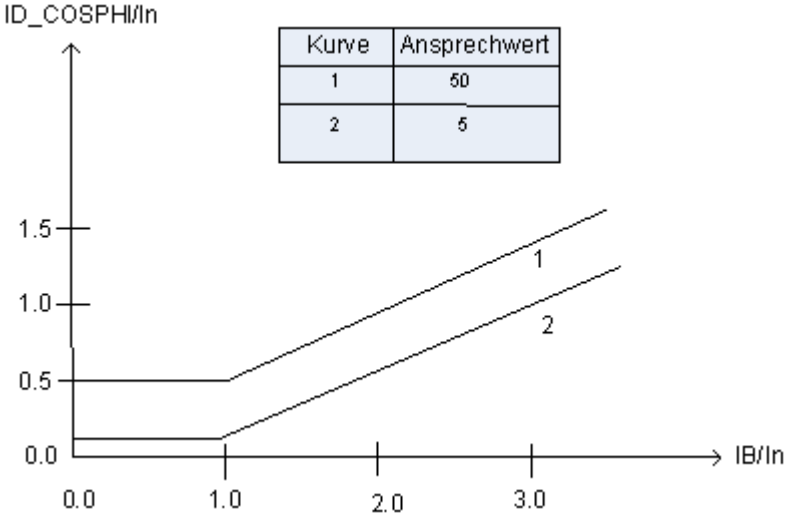


Abb. 267: Einstellbereich der Auslösekennlinie für das Prinzip des stabilisierten Differentialstroms bei der Erdfehlerschutzfunktion

Die Einstellung *Operate value* wird zur Definition der Kennlinie der Funktion verwendet. Der zur Auslösung erforderliche Differentialstrom ist bei den Stabilisierungsstromwerten 0,0 < IB/Ir < 1,0 konstant. Dabei ist "Ir" der Bemessungsstrom und bezieht sich in diesem Zusammenhang auf den Bemessungswert der Leiterstromeingänge. Wenn der Stabilisierungsstrom höher als 1,0 ist, hat die Kennlinie (ID/IB) eine konstante Steilheit von 50 Prozent. In Abhängigkeit vom Wert der Einstellung *Operate value* sind unterschiedliche Auslösekennlinien möglich.

Zum Schutz der Auslösung muss der gemessene Summenstrom mindestens über 4 Prozent liegen. Wenn die Bedingung erfüllt wurde, muss der gemessene Summenstrom über 2 Prozent bleiben, andernfalls wird die Rückfallzeit ausgelöst.

Um den Differentialrichtungsstrom ID_COSPHI zu berechnen, muss die Amplitude der Grundfrequenz sowohl des Null- als auch des Differentialsummenstroms über 4 Prozent von In liegen. Wenn keine oder gleichzeitig nur eine der Bedingungen erfüllt ist, wird der Term cosφ zwangsweise auf 1 gesetzt. Nachdem die Bedingungen erfüllt sind, müssen beide Ströme über 2 Prozent von Ir bleiben, um die kontinuierliche Berechnung des Terms cosφ zu gestatten.

Auf 2. Oberschwingung basierende Blockierung

Dieses Modul vergleicht den Quotienten aus dem Strom der 2. Oberschwingung (I_0_2H) und I_0 mit dem für *Start value 2.H* eingestellten Wert. Wenn der Wert von (I_0_2H / I_0) den eingestellten Wert übersteigt, wird der Ausgang `BLK2H` aktiviert.

Die Blockierung verhindert auch die unerwünschte Auslösung bei der Erholung nach Fehlerklärung im Netz und beim Einschalten des parallelgeschalteten Transformators. Nach der Fehlerklärung im Netz steigen die Magnetisierungsströme des zu schützenden Transformators zeitweise an, wenn die Spannung wieder ihren Bemessungswert erreicht. Ebenso beim Einschalten eines mit dem geschützten Transformator parallel geschalteten Transformators treten verhältnismäßig hohe Magnetisierungsströme auf.

Die Blockierung der 2. Oberschwingung wird deaktiviert, wenn der Parameter *Restraint Modus* auf "Kein" eingestellt ist; die Blockierung wird aktiviert, wenn der Parameter auf "Oberschwingung2" eingestellt ist.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert es den Ausgang `START`. Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den über *Minimum operate time* festgelegten Wert erreicht, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert. Wenn der Fehler verschwindet, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rückfallzeitgeber den unter *Reset delay time* eingestellten Wert erreicht, wird der Auslösezeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang `START` wird deaktiviert.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DUR. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über die Ansicht "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden vom Eingang BLOCK und der globalen Einstellung **Konfiguration/System/ Blockiermodus** gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Geräteprogramms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslösezeitgeber auf den geltenden Wert eingefroren, aber der Ausgang OPERATE wird nicht aktiviert, wenn die Blockierung aktiviert ist. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Ausgang AUSLÖSUNG blockieren" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang OPERATE wird jedoch nicht aktiviert. Die Aktivierung des Ausgangs zur Blockierung der Oberschwingung der zweiten Ordnung BLK2H deaktiviert den Ausgang OPERATE.

4.3.3.5 Anwendung

Ein Erdfehlerschutz unter Verwendung eines Überstromelements schützt die Transformatorwicklung grundsätzlich nicht hinreichend, und dies gilt insbesondere für Wicklungen mit Sternschaltung.

Der Erdfehlerdifferentialschutz wird hauptsächlich als Schutz für die Transformatorwicklungen verwendet. LREFPNDF ist eine empfindliche Schutzfunktion für die mit Sternschaltung angeschlossene Transformatorwicklung. Dieses Schutzsystem verhält sich gegenüber allen außerhalb der geschützten Zone auftretenden Fehlern stabil.

LREFPNDF bietet eine höhere Empfindlichkeit für die Erkennung von Erdfehlern als der Transformator-Differentialschutz insgesamt. Hierbei wird ein schnelles Schutzkonzept auf die mit Sternschaltung angeschlossene Transformatorwicklung angewandt. LREFPNDF wird normalerweise angewandt, wenn der Transformator wirksam oder über einen niederohmigen Widerstand geerdet ist. LREFPNDF kann auf der Dreiecksschaltungsseite des Transformators eingesetzt werden, wenn dort ein Erdungstransformator (Transformator mit Zickzackschaltung) verwendet wird. Bei LREFPNDF wird das Differentialelement mit der Differenz aus der Grundkomponente aller Drehströme und dem Sternpunktleiterstrom gespeist, um den Erdfehler in der Transformatorwicklung basierend auf dem Prinzip des numerisch stabilisierten Differentialstroms erkennen zu können.

Anschluss der Stromwandler

Die Anschlüsse der primären Stromwandler werden mit "Typ 1" und "Typ 2" bezeichnet.

- Wenn die positiven Richtungen der Geräteströme auf Wicklung 1 und Wicklung 2 umgekehrt verlaufen, lautet der Wert des Parameters *CT connection type* "Typ

1". Die Anschlussbeispiele von "Typ 1" werden in Abbildung 268 und 269 gezeigt.
- Wenn die positiven Richtungen der Geräteströme auf Wicklung 1 und Wicklung 2 sich gleichen, lautet der Wert des Parameters *CT connection type* "Typ 2". Die Anschlussbeispiele von "Typ 2" werden in Abbildung 270 und 271 gezeigt.
- Der Standardwert des Parameters *CT connection type* ist "Typ 1".

Bei einer Erdung des Stromwandlers an der Leiterseite und Sternpunktseite befinden sich beide Seiten entweder innerhalb oder außerhalb des Schutzbereichs; Der Einstellparameter *CT connection type* entspricht "Typ 1".

Falls die Erdung der Stromwandler leiterseitig innerhalb und sternpunktleiterseitig außerhalb des zu schützenden Bereichs oder leiterseitig außerhalb und sternpunktleiterseitig innerhalb des zu schützenden Bereichs liegt, erhält der Parameter *CT connection type* den Wert "Typ 2".

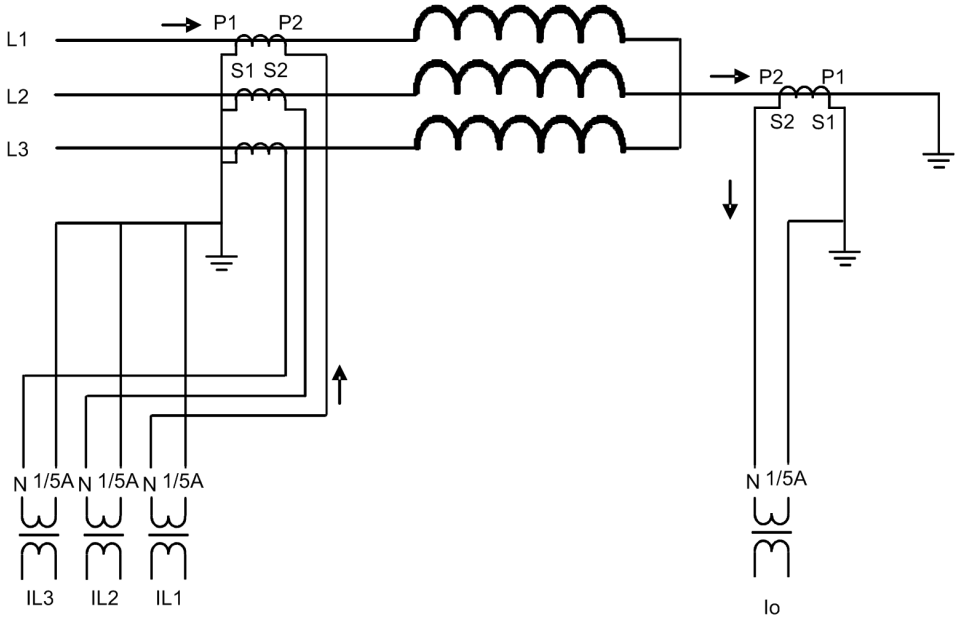


Abb. 268: Anschluss der Stromwandler vom Typ 1. Die angeschlossenen Leiterströme und der Sternpunktleiterstrom haben bei einem externen Erdfehler entgegengesetzte Richtungen. Beide Erdungen befinden sich innerhalb des Schutzbereichs.

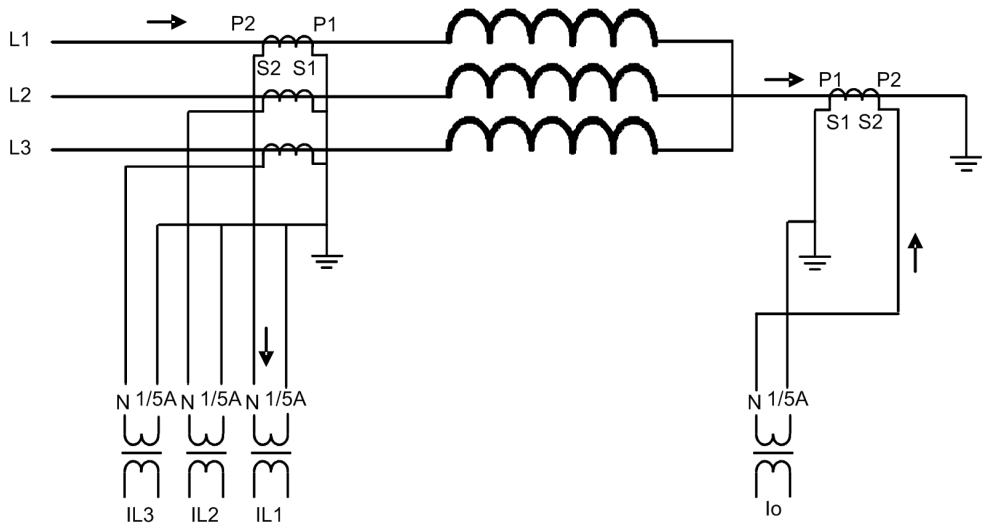


Abb. 269: *Anschluss der Stromwandler vom Typ 1. Die angeschlossenen Leiterströme und der Sternpunktleiterstrom haben bei einem externen Erdfehler entgegengesetzte Richtungen. Beide Erdungen befinden sich außerhalb des Schutzbereichs.*

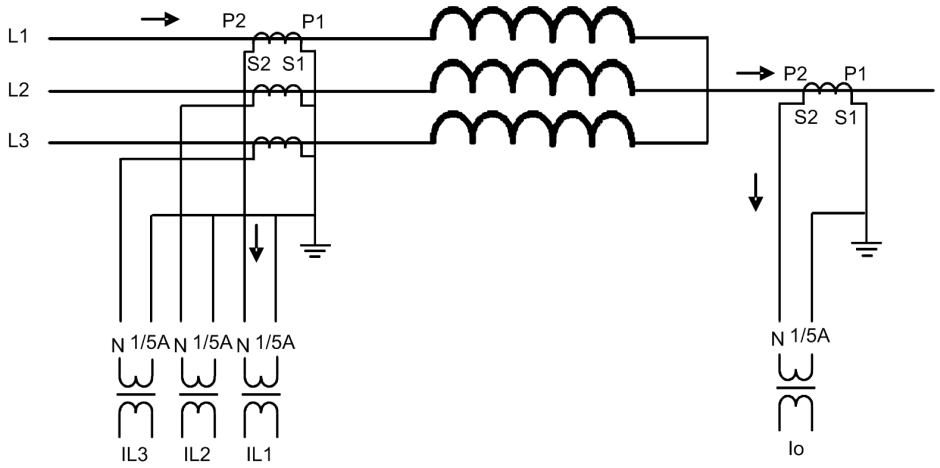


Abb. 270: *Anschluss der Stromwandler vom Typ 2. Die Leiterströme und der Sternpunkstrom haben bei einem externen Erdfehler die gleiche Richtung. Die Leitererdung befindet sich innerhalb und die Sternpunkterdung außerhalb des Schutzbereichs.*

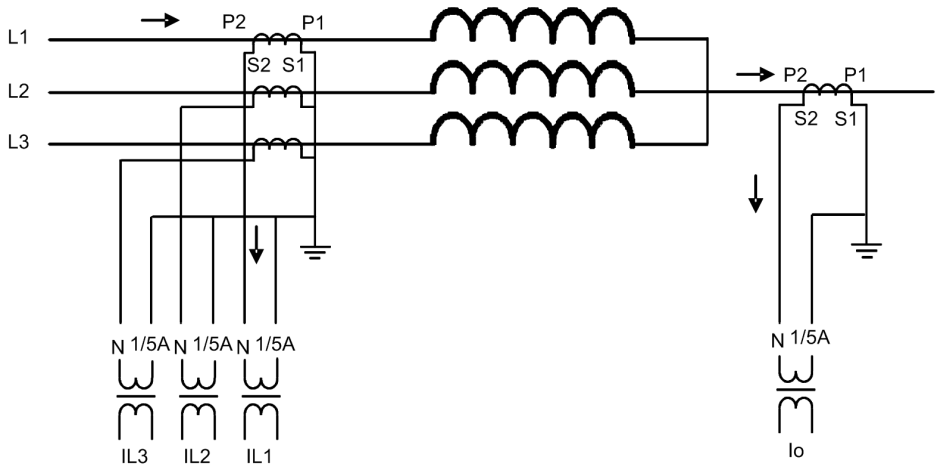


Abb. 271: Anschluss der Stromwandler vom Typ 2. Die Leiterströme und der Sternpunkstrom haben bei einem externen Erdfehler die gleiche Richtung. Die Leitererdung befindet sich Außerhalb und die Sternpunkterdung innerhalb des Schutzbereichs.

Interne und externe Fehler

LREFPNDF reagiert nicht auf Fehler außerhalb der geschützten Zone. Ein externer Fehler wird durch Prüfung der Phasenwinkeldifferenz des Sternpunktleiterstroms und der Summe der Leiterströme erkannt. Beträgt die Differenz weniger als 90°, wird der Betrieb intern beschränkt oder blockiert. Daher spricht diese Schutzfunktion nicht auf externe Fehler an.

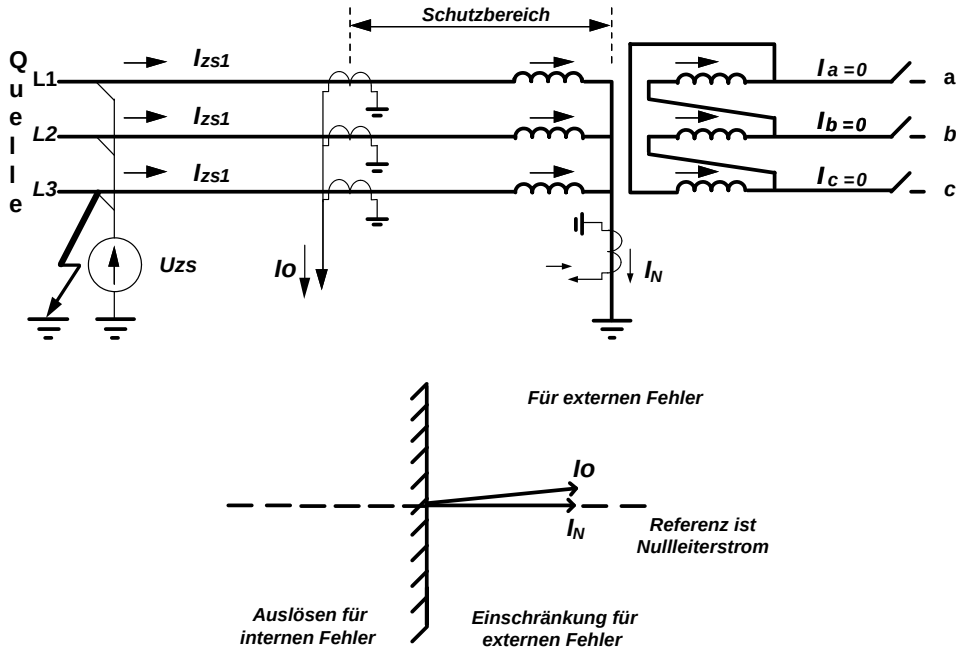


Abb. 272: Stromfluss in allen Stromwandlern bei einem externen Fehler

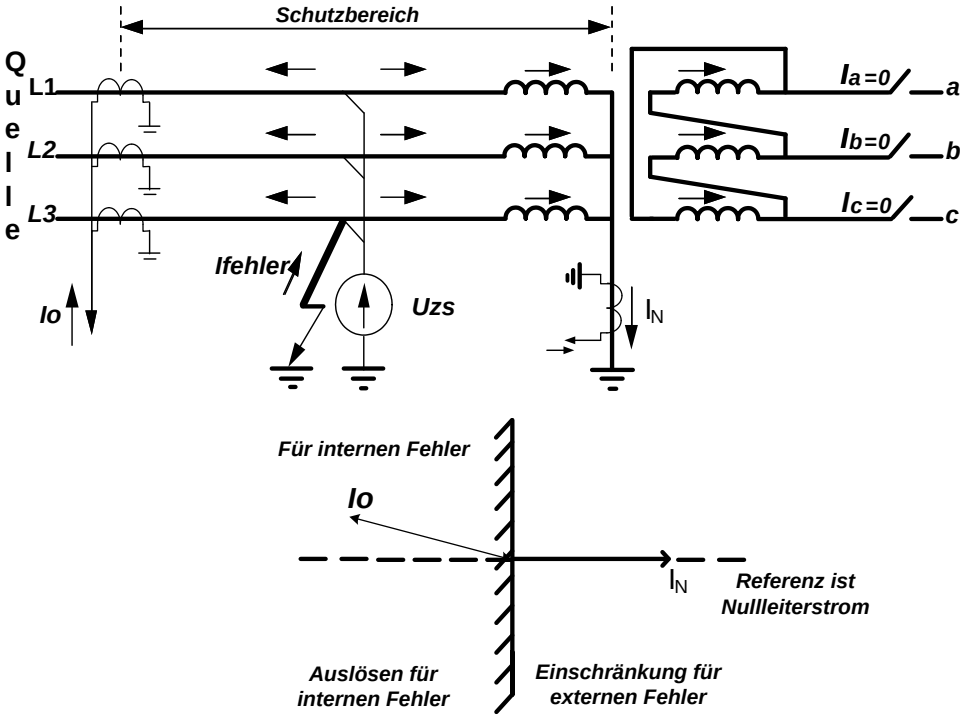


Abb. 273: Stromfluss in allen Stromwandlern bei einem internen Fehler

LREFPNDF reagiert auch nicht auf Leiter-Leiter-Fehler, da in diesem Fall der Fehlerstrom zwischen den beiden Leiterstromwandlern fließt und der Erdfehlerstromwandler diesen Fehlerstrom somit nicht aufnimmt.

Auf der 2. Oberschwingung basierende Blockierung des Summenstroms

Transformator-Einschaltströme treten auf, wenn der Transformator nach einer längeren Betriebsunterbrechung wieder eingeschaltet wird. Der Einschaltstrom kann den Bemessungsstrom um ein Vielfaches übertreffen, und seine Abklingzeit mehrere Sekunden betragen. Dem Differentialschutzgerät erscheint der Einschaltstrom als Differentialstrom, der praktisch zu einer Auslösung des Geräts führen würde, sobald der Transformator an das Netz angeschlossen wird. Typischerweise enthält der Einschaltstrom einen großen Anteil an 2. Oberschwingung.

Die Blockierung verhindert auch die unerwünschte Auslösung bei der Erholung und magnetisierenden Einschaltströmen. Bei der Erholungseinschaltung steigen die magnetisierenden Ströme des zu schützenden Transformators zeitweise an, wenn die Spannung nach der Fehlerbehebung außerhalb der Schutzzone wieder ihren Normalpegel erreicht. Dieser Einschaltstrom wird durch das Einschalten eines mit dem geschützten und dem Netz bereits verbundenen Transformator parallel geschalteten Transformators verursacht.

Die Blockierung der Auslösung des Nulldifferentialschutzes basiert auf dem Quotienten aus der 2. Oberschwingung und den Grundfrequenzamplituden des Sternpunktleiterstroms Io_2H / Io. Im Normalfall ist der Sternpunktleiterstrom stärker mit der 2. Oberschwingung besetzt als es die Leiterströme sind.

4.3.3.6 Signale

Tabelle 440: LREFPNDF – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
Io	SIGNAL	0	Fehlerstrom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 441: LREFPNDF – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung
BLK2H	BOOLEAN	Blockierung 2.Harmonische

4.3.3.7 Einstellungen

Tabelle 442: LREFPNDF Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Auslösewert	5.0...50.0	%Ir	1.0	5.0	Auslösewert

Tabelle 443: LREFPNDF Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Min. Auslösezeit	40...300000	ms	1	40	Min. Auslösezeit
Rückfallmodus	1=Keine 2=Zweite Oberschwingung			1=Keine	Rückfallmodus
Anregewert 2.H	10...50	%	1	50	Verhältnis der 2. Oberschwingung zur Grundkomponente benötigt für Blockierung

Tabelle 444: LREFPNDF Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Stromwandler Verbindungstyp	1=Typ 1 2=Typ 2			2=Typ 2	Stromwandler Verbindungstyp

Tabelle 445: LREFPNDF Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit

4.3.3.8 Überwachte Daten

Tabelle 446: LREFPNDF – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
RES2H	BOOLEAN	0=False 1=True		Rückfall 2. Harm.
IDIFF	FLOAT32	0.00...80.00	xIn	Differentialstrom
I_STAB	FLOAT32	0.00...80.00	xIn	Stabilisierungsstrom
LREFPNDF	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.3.3.9 Technische Daten

Tabelle 447: LREFPNDF Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz		
		± 2,5% des eingestellten Wertes oder ± 0,002 x I_n		
Anregezeit[1)2)]		Mindestens	Typisch	Höchstens
	I = 2,0 × eingestellter *Auslösewert*	37 ms	41 ms	45 ms
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis		Üblicherweise 0,96		
Verzögerungszeit		< 35 ms		
Auslösegenauigkeit im unabhängigen Modus		±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms		
Oberschwingungsunterdrückung		DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wobei n = 2, 3, 4, 5,…		

1) Strom vor Fehler = 0,0, f_n = 50 Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.3.3.10 Technische Änderungshistorie

Tabelle 448: LREFPNDF Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Einheit der Einstellung *Start value 2.H* von %Ir in % geändert.
C	Interne Verbesserung.

4.3.4 Hochimpedanz-Erdfehlerschutz (HREFPDIF)

4.3.4.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Hochimpedanz-Erdfehlerschutz	HREFPDIF	dIoHi>	87NH

4.3.4.2 Funktionsblock

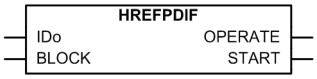


Abb. 274: Funktionsblock

4.3.4.3 Funktionalität

Die hochimpedanzbasierte Erdfehlerschutzfunktion HREFPDIF wird für den Erdfehlerschutz von Generatoren und Transformatoren verwendet.

Die Funktion wird angeregt, wenn der Differentialsummenstrom den eingestellten Grenzwert übersteigt. HREFPDIF folgt der unabhängige Kennlinie.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Falls gewünscht, können die Ausgänge der Funktion, Zeitgeber oder die Funktion selbst blockiert werden.

4.3.4.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Arbeitsweise der Funktion HREFPDIF kann mithilfe eines Moduldiagramms beschrieben werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

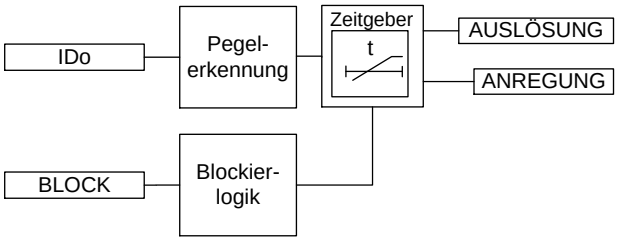


Abb. 275: Logikdiagramm

Pegelerkennung

Die Pegelerkennung vergleicht den Differentialsummenstrom IDo mit dem eingestellten *Auslösewert*. Wenn der Differentialsummenstrom den *Auslösewert* übersteigt, übermittelt die Pegelerkennung ein Signal an das Zeitgebermodul, um den unabhängigen Zeitgeber zu starten.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang `START`. Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Auslösezeitgeber den über *Minimum operate time* festgelegten Wert erreicht, wird der Ausgang `OPERATE` aktiviert. Wenn der Fehler verschwindet, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Wert erreicht, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang `START` wird deaktiviert.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DUR. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden vom Eingang `BLOCK` und der globalen Einstellung **Konfiguration/System/ Blockiermodus** gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs `BLOCK` ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Geräteprogramms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals `BLOCK` wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Ausgang AUSLÖSUNG blockieren" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang `OPERATE` wird jedoch nicht aktiviert.

4.3.4.5 Anwendung

In fest geerdeten Netzen wird der Hochimpedanz-Erdfehlerschutz immer als Ergänzung zum regulären Transformator-Differentialschutz eingerichtet. Der Vorteil des Hochimpedanz-Erdfehlerschutz ist seine hohe Empfindlichkeit. Mit ihm können Empfindlichkeiten um 1,0 Prozent erreicht werden. Das Minimum eines gewöhnlichen Differentialschutzgeräts liegt im Bereich zwischen 5 bis 10 Prozent. Der Pegel von HREFPDIF hängt von den magnetisierenden Strömen des Stromwandlers ab. Der Hochimpedanz-Erdfehlerschutz reagiert außerdem aufgrund seines einfachen Messprinzips äußerst schnell, da es sich um einen Einheitenschutz handelt.

Aufgrund der Unterschiede beim Messprinzip können Differentialschutzgeräte die Erdfehler nur innerhalb gewisser Grenzen erkennen. Solche Fehler werden dann nur vom Hochimpedanz-Erdfehlerschutz erkannt.

Der Hochimpedanz-Erdfehlerschutz wird über jeden Kern direkt oder an die niederohmig geerdete Transformatorwicklung angeschlossen. Wenn dieselben Stromwandler an weitere Geräte angeschlossen sind, müssen separate Kerne verwendet werden.

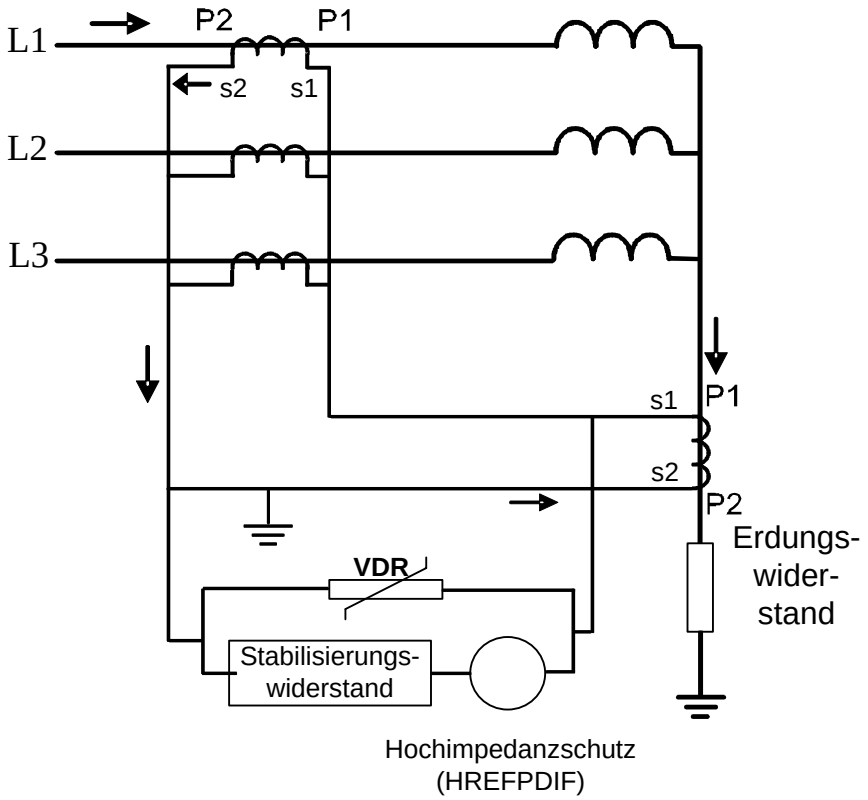


Abb. 276: Schaltschema für den Hochimpedanz-Erdfehlerschutz

Hochimpedanz-Prinzip

Das Hochimpedanz-Prinzip ist stabil für alle Arten von Fehlern außerhalb des Schutzbereichs. Die Stabilisierung wird erreicht durch einen Stabilisierungswiderstand im Differentialstromkreis. Diese Methode macht es erforderlich, dass alle Stromwandler dieselbe Magnetisierungskennlinie, dasselbe Übersetzungsverhältnis und eine relativ hohe Kniespannung haben. Die Stromwandler auf jeder Seite werden parallel geschaltet zusammen mit einem Relaismesszweig, wie in Abbildung 277 gezeigt. Der Messzweig ist eine Reihenschaltung von Stabilisierungswiderstand und Gerät.

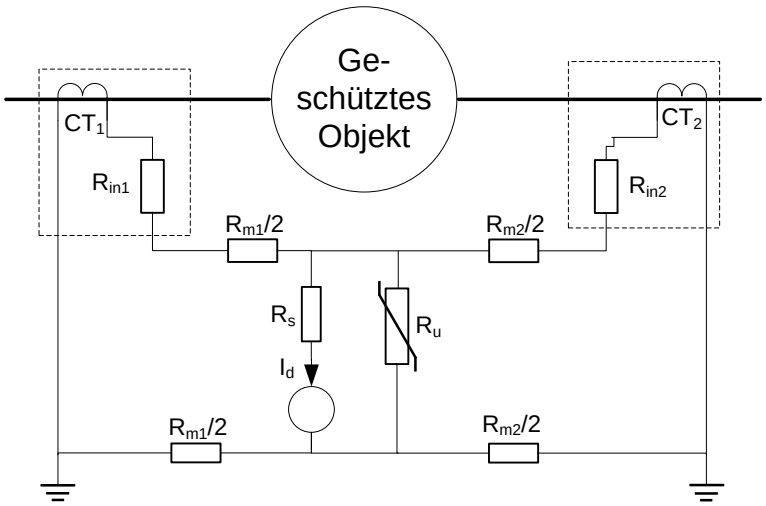


Abb. 277: Hochimpedanz-Prinzip

Die Stabilität des Schutzes basiert auf der Verwendung des Stabilisierungswiderstands (Rs) und der Tatsache, dass die Impedanz des Stromwandler-Sekundärkreises schnell mit der Sättigung des Stromwandlers sinkt. Der Magnetisierungsblindwiderstand eines vollständig gesättigten Stromwandlers sinkt auf null, und die Impedanz wird nur aus dem Widerstand der Wicklung (R_{in}) und dem Leitungswiderstand (R_m) gebildet.

Die Stromwandlersättigung sorgt für einen Differentialstrom mit zwei Fließpfaden: durch den gesättigten Stromwandler aufgrund des Magnetisierungsblindwiderstands von nahezu null und durch den Messzweig. Der Stabilisierungswiderstand wird so gewählt, dass der Strom im Messzweig niedriger als der Relaisauslösestrom bei Fehlern außerhalb der Zone ist. Im Ergebnis ist die Auslösung während der Sättigung stabil und weiterhin empfindlich bei ungesättigten Teilen der Stromwelle, wie in Abbildung 278 gezeigt.

Im Fall eines internen Fehlers kann der Fehlerstrom nicht durch die Stromwandler fließen. Stattdessen fließt er durch den Messzweig und die Schutzfunktion löst aus. Ein teilweise Sättigung des Stromwandlers kann im Fall eines internen Fehlers auftreten, aber der ungesättigte Teil der Stromkurve löst den Schutz aus.

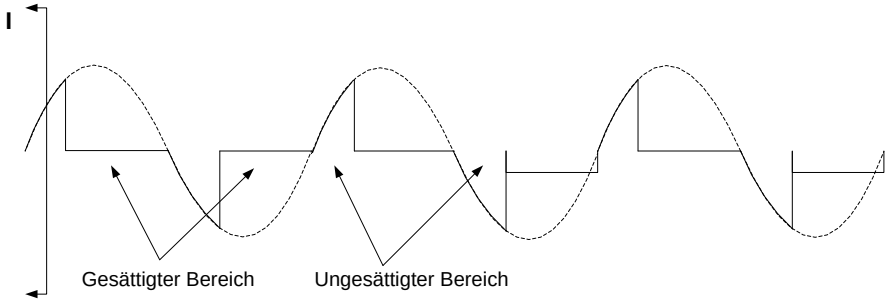


Abb. 278: Sekundärstromkurve eines gesättigten Stromwandlers

Bei einem internen Fehler kann die Sekundärkreisspannung schnell die Isolationsspannung der Stromwandler, Anschlussdrähte und des Geräts überschreiten. Um diese Spannung zu begrenzen, wird ein spannungsabhängiger Widerstand (Varistor) verwendet, wie in Abbildung 277 gezeigt.

Das gesamte System bestehend aus Stabilisierungswiderstand, Varistor und Verdrahtung muss angemessen gepflegt werden (regelmäßige Auslöse- und Isolationstests), um sicherzustellen, dass es Hochspannungsimpulsen während eines internen Fehlers für die Lebensdauer der Netzbetriebsmittel widersteht. Anderenfalls kann jeder Spannungsüberschlag in den Stromwandler-Sekundärkreisen oder einem anderen Teil des Netzes während eines Fehlers in der Schutzzone eine korrekte Auslösung des Hochimpedanz-Differenzialschutzes verhindern.

4.3.4.6 Die Messkonfiguration

Die externe Messkonfiguration besteht aus vier Stromwandlern zur Messung der Ströme und einem Stabilisierungswiderstand. Wenn hohe Überspannungen zu erwarten sind, wird ein Varistor benötigt.

Der Stabilisierungswiderstand errechnet sich nach folgender Formel:

$$R_s = \frac{U_s}{I_{rs}}$$

(Gleichung 93)

R_s der Wirkwiderstand des Stabilisierungswiderstands

U_s die Stabilisierungsspannung des Geräts

I_{rs} der Wert der Einstellung *Low operate value*

Die Stabilisierungsspannung errechnet sich nach folgender Formel:

$$U_s = \frac{I_{k\max}}{n}(R_{in} + R_m)$$

(Gleichung 94)

I_{max} der höchste Durchgangsfehlerstrom

n das Übersetzungsverhältnis des Stromwandlers

R_{in} der sekundäre Innenwiderstand des Stromwandlers

R_m der Wirkwiderstand der längsten Schleife des Sekundärkreislaufs

Außerdem muss gewährleistet sein, dass die Kniespannungen U_k des Stromwandlers mindestens das Doppelte der Stabilisierungsspannung U_s betragen.

4.3.4.7 Empfehlungen für Stromwandler

Die Empfindlichkeit und Zuverlässigkeit der Schutzfunktion hängt entscheidend von der Kennlinie der Stromwandler ab. Die Stromwandler müssen ein identisches Übersetzungsverhältnis haben. Es wird empfohlen, dass alle Stromwandler die gleiche Bürde und Charakteristik besitzen, von demselben Typ sind und eine identische Bauweise haben (vorzugsweise aus derselben Fertigungscharge). Wenn die Kennlinien- und Bürdenwerte der Stromwandler nicht gleich sind, müssen die Werte für jeden Zweig separat berechnet werden. Das Worst-Case-Analyseergebnis wird dann verwendet.

Zuerst wird die Stabilisierungsspannung, d. h. die Spannung über dem Messzweig während des Fehlers außerhalb der Zone berechnet. Dabei wird davon ausgegangen, dass einer der parallel geschalteten Stromwandler vollständig gesättigt ist. Die Stabilisierungsspannung errechnet sich nach folgender Formel:

$$U_s = \frac{I_{k\max}}{n}(R_{in} + R_m)$$

(Gleichung 95)

I_{max} der höchste Durchgangsfehlerstrom in Primär-Ampere. Der höchste Erdfehler- oder Kurzschlussstrom während des Fehlers außerhalb der Zone.

n das Übersetzungsverhältnis des Stromwandlers

R_{in} der sekundäre Innenwiderstand des Stromwandlers in Ohm.

R_m der Wirkwiderstand (Maximum von R_{in} + R_m) des Stromwandler-Sekundärkreises in Ohm.

Die Stromwandler müssen ausreichend Strom treiben, um das Gerät durch den Differentialstromkreis während eines Fehlerzustands innerhalb der Schutzzone auszulösen. Dazu muss die Kniespannung U_{kn} mindestens das Doppelte der Stabilisierungsspannung U_s betragen.

Die erforderliche Kniespannung U_{kn} des Stromwandlers errechnet sich nach folgender Formel:

$$U_{kn} \geq 2 \times U_s$$

(Gleichung 96)

U_{kn} die Kniespannung.

U_s die Stabilisierungsspannung.

Der Faktor 2 wird verwendet, wenn keine Auslöseverzögerung zulässig ist. Um zu verhindern, dass die Kniespannung zu sehr ansteigt, sollten Stromwandler verwendet werden, wobei der Widerstand der Sekundärwicklung gleich dem Widerstand der Messschleife ist.

Aufgrund der niedrigen Impedanz des Geräts ist ein Stabilisierungswiderstand erforderlich. Der Stabilisierungswiderstand errechnet sich nach folgender Formel:

$$R_s = \frac{U_s}{I_{rs}}$$

(Gleichung 97)

R_s der Wirkwiderstand des Stabilisierungswiderstands

U_s die Stabilisierungsspannung des Geräts

I_{rs} der Wert des *Auslösewerts* in Sekundär-Ampere.

Der Stabilisierungswiderstand sollte in der Lage, hohe Energie innerhalb einer kurzen Zeit abzuführen. Daher sollte ein Drahtwiderstand verwendet werden. Aufgrund der möglichen Stromwandler-Ungenauigkeit kann es zu einem Stromfluss durch den Stabilisierungswiderstand im normalen Lastzustand kommen. Die Bemessungsleistung sollte mindestens 25 W betragen.

Wenn die U_{kn} hoch oder die Stabilisierungsspannung niedrig ist, ist ein Widerstand mit einer höheren Belastbarkeit erforderlich. Oft gestatten Hersteller für 5 Sekunden eine 10-fache Bemessungsleistung. Die Leistung des Widerstands kann anhand der folgenden Gleichung ermittelt werden:

$$\frac{U_{kn}^2}{R_s \times 10}$$

(Gleichung 98)

Die tatsächliche Empfindlichkeit der Schutzfunktion hängt von der Geräteeinstellung, den Magnetisierungsströmen der parallel geschalteten Stromwandler und dem Nebenschlusseffekt des spannungsabhängigen Widerstands (Varistors) ab. Der Wert des Primärstroms I_{prim}, bei dem das Gerät bei einer bestimmten Einstellung auslöst, kann mit der folgenden Formel berechnet werden:

$$I_{prim} = n \times (I_{rs} + I_u + m \times I_m)$$

(Gleichung 99)

I_{prim} der Primärstrom, bei dem der Schutz auslöst

n das Windungsverhältnis des Stromwandlers

I_{rs} der Wert der Einstellung *Auslösewert*

I_u der bei der Spannung U_s durch den Varistor fließende Leckstrom

m die Zahl der im Schutzbereich befindlichen Stromwandler pro Leiter (=4)

I_m der Magnetisierungsstrom pro Stromwandler bei der Spannung U_s

Der in vielen Katalogen angegebene Wert I_e ist der Erregerstrom bei Kniespannung.

Unter der Annahme, dass $U_{kn} \approx 2 \times U_s$, bildet der Wert von $I_m \approx \frac{I_e}{2}$ einen Näherungswert für Gleichung 99.

Die Auswahl der Stromwandler lässt sich in Prozeduren unterteilen:

1. Prinzipiell sollte der höchste Durchgangsfehler bekannt sein. Wenn die erforderlichen Daten jedoch nicht zur Verfügung stehen, können Näherungswerte verwendet werden.
   - Kleine Leistungstransformatoren: $I_{kmax} = 16 \times I_r$ (entspricht $z_k = 6$ % und infinites Raster)
   - Große Leistungstransformatoren: $I_{kmax} = 12 \times I_r$ (entspricht $z_k = 8$ % und infinites Raster)
   - Generatoren und Motoren: $I_{max} = 6 \times I_r$
     Wobei I_r = Bemessungsstrom und z_k = Kurzschlussimpedanz des geschützten Objekts
2. Der Bemessungsprimärstrom I_{1r} des Stromwandlers muss höher sein als der Bemessungsstrom der Maschine.
   Die Auswahl des Stromwandlers legt auch R_{in} fest.
3. Die erforderliche U_{kn} wird nach Gleichung 96 berechnet. Wenn U_{kn} des Stromwandlers nicht hoch genug ist, muss ein anderer Stromwandler ausgewählt werden. Der Wert U_{kn} wird im Falle von Stromwandlern der Klasse X vom Hersteller angegeben oder kann nach Gleichung 100 berechnet werden.
4. Die Empfindlichkeit I_{prim} wird nach Gleichung 99 berechnet. Wenn die erreichte Empfindlichkeit ausreicht, wird der vorhandene Stromwandler ausgewählt. Wenn eine höhere Empfindlichkeit erforderlich ist, wird ein Stromwandler mit größerem Kern benötigt.

Wenn andere Stromwandler als die der Klasse X verwendet werden, wird U_{kn} wie folgt berechnet:

$$U_{kn} = 0.8 \times F_n \times I_{2n} \times \left(R_{in} + \frac{S_n}{I_{2n}^2} \right)$$

(Gleichung 100)

F_r der mit der Bemessungsbürde S einhergehende Fehlergrenzfaktor$_n$

I_{2r} der Bemessungssekundärstrom des Stromwandlers

R_{in} der sekundäre Innenwiderstand des Stromwandlers

S_n die Volt-Ampere-Einstufung des Stromwandlers

Die Formeln basieren auf der Auswahl der Stromwandler nach Gleichung 96, die als Ergebnis ein völlig stabiles Schema hat. In manchen Fällen kann Stabilität mit niedrigeren Kniespannungen als in den Formeln angegeben erreicht werden. Die Bedingungen im Netz müssen jedoch hinreichend genau bekannt sein, um die Stabilität sicherstellen zu können.

1. Wenn $U_k \geq 2$ x U_s, wird ein schneller Gerätebetrieb sichergestellt.
2. Wenn $U_k \geq 1{,}5$ x U_s und < 2 x U_s, kann der Gerätebetrieb leicht verlängert sein und sollte von Fall zu Fall eingehend beobachtet werden.
   Wenn $U_k < 1{,}5$ x U_s, wird der Gerätebetrieb gefährdet. Ein anderer Stromwandler muss dann ausgewählt werden.

Die Notwendigkeit eines Varistors hängt von bestimmten Bedingungen ab.

Zuerst die Spannung U_{max} unter Nichtbeachtung der Stromwandlersättigung während des Fehlers wie folgt berechnen:

$$U_{max} = \frac{I_{k\,max\,in}}{n} \times \left(R_{in} + R_m + R_s \right) \approx \frac{I_{k\,max\,in}}{n} \times R_s$$

(Gleichung 101)

I_{kmaxin} der maximale Fehlerstrom innerhalb des Schutzbereiches in Primär-Ampere

n das Windungsverhältnis des Stromwandlers

R_{in} der Innenwiderstand des Stromwandlers in Ohm

R_m der Wirkwiderstand der längsten Schleife des Sekundärkreislaufs des Stromwandlers in Ohm

R_s der Wirkwiderstand des Stabilisierungswiderstands in Ohm

Dann die Spitzenspannung û, die die Stromwandler-Sättigung enthält und mit folgender Formel (von P. Mathews, 1955) berechnet wird:

$$\hat{u} = 2\sqrt{2U_{kn}\left(U_{max} - U_{kn}\right)}$$

(Gleichung 102)

U_{kn} die Kniespannung des Stromwandlers.

Der Varistor wird empfohlen, wenn die Spitzenspannung $\hat{u} \geq 2$ kV ist, die den Isolierpegel darstellt, auf den das Gerät geprüft ist.

Wenn R_s kleiner ist, muss kein Varistor verwendet werden. Jedoch hängt der Wert R_s vom Gerätebetriebsstrom und von der Stabilisierungsspannung ab. Daher muss entweder eine höhere Einstellung im Gerät verwendet oder die Stabilisierungsspannung gesenkt werden.

4.3.4.8 Einstellbeispiele

Beispiel 1

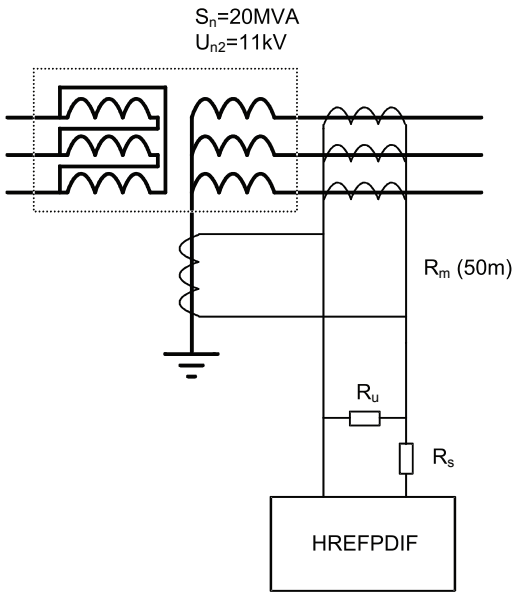


Abb. 279: Hochimpedanz-Erdfehlerschutz eines Transformators

Die Daten des geschützten Transformators sind die folgenden:

S_n = 20 MVA

U_{2n} = 11 kV

Die größte Distanz des Sekundärkreises beträgt 50 m (die gesamte Schleife beträgt 100 m) und der Querschnitt beträgt 10 mm^2.

$I_r = S_n / (\sqrt{3} \cdot U_r) = 1050$ A

$I_{kmax} = 12 \cdot I_n = 12600$ A

In diesem Beispiel handelt es sich um einen Stromwandlertyp IHBF 12, die Kerngröße beläuft sich auf 35 Prozent, der Primärstrom beträgt 1200 A und der Sekundärstrom 5 A.

$R_{in} = 0{,}26\ \Omega$ (vom Hersteller angegebener Wert).

$U_k = 40$ V (vom Hersteller angegebener Wert).

$I_e = 0{,}055$ A (vom Hersteller angegebener Wert).

$R_m = 1{,}81\ \Omega/km \cdot 2 \cdot 0{,}05\ km = 0{,}181\ \Omega \approx 0{,}18\ \Omega$

$$U_s = \frac{12600 \times (0.26 + 0.18)}{240} V \approx 23V$$

Gemäß des Kriteriums sollte der Wert von U_k $2 \cdot U_s = 2 \cdot 23$ V = 46 V betragen. Dies hängt davon ab, ob die Stabilität des Schemas über $U_k = 40$ V erzielt wurde. Andernfalls ist auch die Wahl eines größeren Kerns von 65 Prozent möglich, mit:

$R_{in} = 0{,}47\ \Omega$ (vom Hersteller angegebener Wert).

$U_k = 81$ V (vom Hersteller angegebener Wert).

$R_m = 0{,}18\ \Omega$

$$U_s = \frac{12600 \times (0.47 + 0.18)}{240} V \approx 34V$$

$U_k = 2 \cdot U_s = 68$ V (erforderlicher Wert).

Wie vorher bereits erwähnt, liefert $I_m = 0{,}5 \cdot I_e$ einen realistischen Wert für I_{prim} in der Gleichung 99. Wenn $I_u = 0$ und $I_{rs} = m \cdot 0{,}5 \cdot I_o$, dann beträgt der Wert für die Empfindlichkeit:

$I_{prim} = n \cdot m \cdot I_e = 240 \cdot 4 \cdot 0{,}055\ A \approx 53\ A$

$I_{rs} = 4 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}055\ A = 0{,}11\ A$

Der Einstellwert kann folgendermaßen berechnet werden:

$$Operate\,value = \left(\frac{I_{rs}}{I_{CT_n2}} \right) = \left(\frac{0.11A}{5A} \right) \approx 2.2\%$$

Der Widerstand des Stabilisierungswiderstands kann folgendermaßen berechnet werden:

$R_s = U_s / I_{rs} = 34\ V / 0{,}11\ A \approx 309\ \Omega$

Die Empfindlichkeit kann dennoch exakter berechnet werden, wenn die tatsächlichen Werte von I_u und I_{rs} bekannt sind. Der Stabilisierungswiderstand des Geräts wird im oben genannten Beispiel frei gewählt. Es wird angenommen, dass der Widerstandswert nicht fest ist.

Beispiel 2a

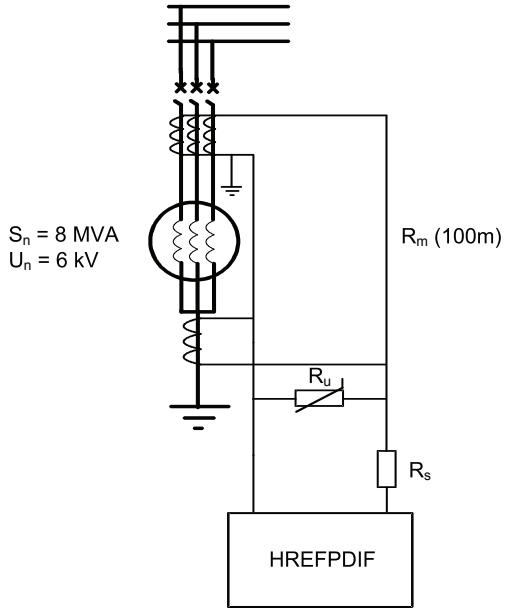


Abb. 280: Hochimpedanz-Erdfehlerschutz eines Generators

Beim geschützten Generator:

$S_n = 8$ MVA

$U_r = 6$ kV.

$I_r = 770$ A

$I_{kmax} = 6 \cdot I_r = 6 \cdot 770\ A = 4620\ A$

In diesem Beispiel handelt es sich um einen Stromwandler des Typs KOFD 12 A 21 mit:

I_{CT_1n} = 1000 A (vom Hersteller angegebener Wert).

I_{CT_2n} = 1 A (vom Hersteller angegebener Wert).

U_k = 323 V (vom Hersteller angegebener Wert).

R_{in} = 15,3 Ω (vom Hersteller angegebener Wert).

I_e = 0,012 A (vom Hersteller angegebener Wert).

Wenn die Länge des Sekundärkreises 100 m (die gesamte Schleife beträgt 200 m) und der Querschnitt 2,5 mm^2 beträgt:

R_m = 7,28 Ω/km · 2 · 0,1 km ≈ 1,46 Ω

Die erforderliche Kniepunktspannung lässt sich über die Gleichung 96 berechnen.

U_k = 2 · (4620 A / 1000) · (15,3 + 1,46) ≈ 155 V.

Der Wert 155 V ist geringer als der Wert 323 V, d.h. dass der Wert von U_k hoch genug ist.

Wie vorher bereits erwähnt, liefert $I_m = 0,5 \cdot I_e$ einen realistischen Wert für I_{prim} in der Gleichung 99. Wenn I_u = 0 und $I_{rs} = m \cdot 0,5 \cdot I_e$, dann beträgt der Wert für die Empfindlichkeit:

$I_{prim} = n \cdot m \cdot I_e$ = 1000 · 4 · 0,012 A = 48 A (≈ 6 % x I_r).

I_{rs} = 4 · 0,5 · 0,012 A = 0,024 A.

Der Einstellwert kann folgendermaßen berechnet werden:

$$Operate\,value = \left(\frac{I_{rs}}{I_{CT_2n}} \right) = \left(\frac{0.024\,A}{1A} \right) \approx 2.4\%$$

Der Widerstand des Stabilisierungswiderstands kann nun folgendermaßen berechnet werden:

$R_s = U_s / I_{rs}$ = 78 V / (2 · I_e) = 78 V / (2 · 0,012 A) = 3250 Ω.

Beispiel 2b

In diesem Beispiel ist I_{rs} = 4 x 12 mA = 48 mA und I_u = 30 mA. Dies ergibt eine Empfindlichkeit von:

$I_{prim} = n \cdot (I_{rs} + I_u + m \cdot I_m)$ = 1000 · (48 + 30 + 24) mA = 102 A

Der Einstellwert kann folgendermaßen berechnet werden:

$$Operate\,value = \left(\frac{I_{rs}}{I_{CT_2n}} \right) = \left(\frac{0.048\,A}{1A} \right) \approx 4.8\%$$

Der Widerstand des Stabilisierungswiderstands beträgt nun:

$R_s = U_s / I_{rs} = 78\ V / 48\ mA \approx 1630\ \Omega$

In diesem Beispiel entspricht das Gerät einem Typen, der die freie Auswahl des Stabilisierungswiderstands gewährleistet.

4.3.4.9 Signale

Tabelle 449: HREFPDIF – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
IDo	SIGNAL	0	Differentialstrom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 450: HREFPDIF – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

4.3.4.10 Einstellungen

Tabelle 451: HREFPDIF Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Auslösewert	1.0...50.0	%In	0.1	1.0	Differentialstrom-Anregewert
Min. Auslösezeit	40...300000	ms	1	40	Min. Auslösezeit

Tabelle 452: HREFPDIF Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein

Tabelle 453: HREFPDIF Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit

4.3.4.11 Überwachte Daten

Tabelle 454: HREFPDIF – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
HREFPDIF	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.3.4.12 Technische Daten

Tabelle 455: HREFPDIF - Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz		
		± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_n		
Anregezeit[1)2)]		Mindestens	Typisch	Höchstens
	I_{Fehler} = 2,0 × eingestellter *Auslösewert* I_{Fehler} = 10,0 × eingestellter *Auslösewert*	16 ms 11 ms	21 ms 13 ms	23 ms 14 ms
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis		Üblicherweise 0,96		
Verzögerungszeit		< 35 ms		
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus		±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms		

1) Strom vor Fehler = 0,0, f_n = 50 Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.3.4.13 Technische Änderungshistorie

Tabelle 456: HREFPDIF Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Interne Verbesserung.
C	Interne Verbesserung.

4.3.5 Hochimpedanz-Differentialschutz (HIxPDIF)

4.3.5.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Hochimpedanz Differentialschutz Leiter A	HIAPDIF	dHi_A>	87A
Hochimpedanz Differentialschutz Leiter B	HIBPDIF	dHi_B>	87B
Hochimpedanz Differentialschutz Leiter C	HICPDIF	dHi_C>	87C

4.3.5.2 Funktionsblock

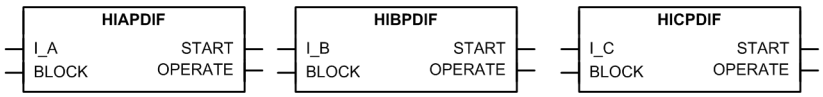


Abb. 281: Funktionsblock

4.3.5.3 Funktionalität

Bei der Hochimpedanz-Differentialschutzfunktion HIxPDIF handelt es sich um einen allgemeinen Differentialschutz. Sie bietet einen leiterselektiven Kurzschlussschutz für Sammelschienen. Die Funktion kann aber auch für den Schutz von Generatoren, Motoren, Transformatoren und Reaktoren verwendet werden.

Die Funktion wird angeregt und ausgelöst, wenn der Differentialstroms den eingestellten Grenzwert übersteigt. Die Auslöseverzögerung verwendet eine unabhängige Zeitcharakteristik (DT).

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Zeitgeber oder die gesamte Funktion können blockiert werden.

4.3.5.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von HIxPDIF kann mit einem Logikdiagramm erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

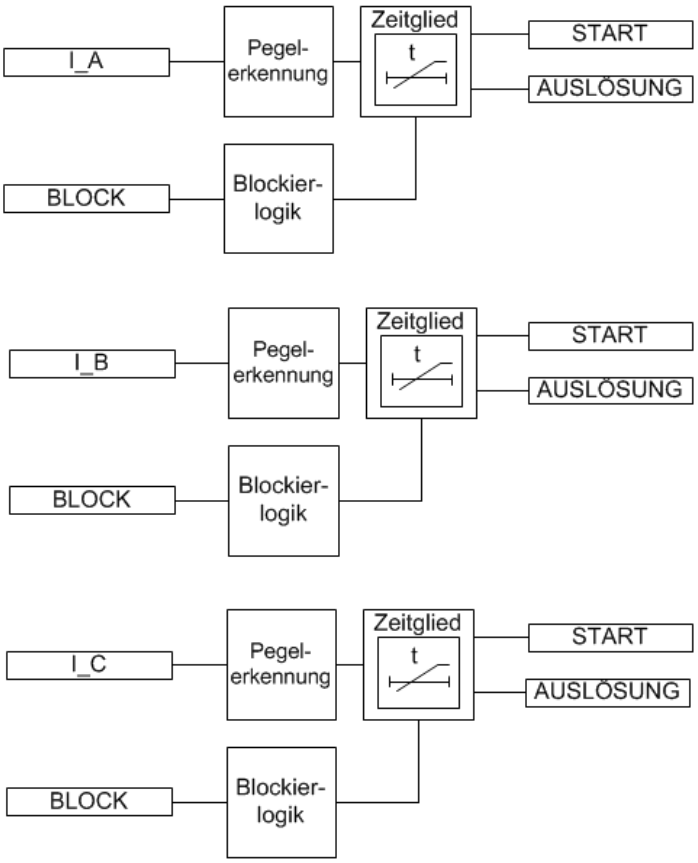


Abb. 282: Logikdiagramm

In den Logikdiagrammen sind alle Funktionsphasen beschrieben. Die Funktionen für die Leiter L1, L2 und L3 gleichen sich.

Alle drei Leiter verfügen über unabhängige Einstellungen.

Pegelerkennung

Das Modul vergleicht die Differentialströme `I_L1`, die über den Spitzenwertmessmodus anhand des eingestellten *Operate value* berechnet wurden. Das Zeitgebermodul wird aktiviert, wenn der Differentialstrom den eingestellten *Operate value* überschreitet.

Zeitgeber

Nach der Aktivierung, aktiviert der Zeitgeber den Ausgang `START`. Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn das Auslösezeitglied den über *Minimum operate time* festgelegten Wert erreicht, wird der Ausgang `OPERATE` aktiviert. Wenn der Fehler verschwindet, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter

Rückfallzeitverzögerung eingestellten Wert erreicht, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang START wird deaktiviert.

Der Zeitgeber berechnet den Wert der Startdauer START_DUR. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über die Ansicht "Überwachte Daten" verfügbar.

Die Aktivierung des Signals BLOCK setzt den Zeitgeber zurück und deaktiviert die Ausgänge START und OPERATE.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden vom Eingang BLOCK und der globalen Einstellung **Konfiguration/System/ Blockiermodus** gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Geräteprogramms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Ausgang AUSLÖSUNG blockieren" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang OPERATE wird jedoch nicht aktiviert.

4.3.5.5 Anwendung

HIxPDIF bietet ein sicheres und zuverlässiges Schutzschema gegen alle Arten von Fehlern. Das Hochimpedanzprinzip wird aufgrund seiner Fähigkeit zur Behandlung von Durchgangsfehlern auch an stark gesättigten Stromwandlern für den Differentialschutz verwendet.

Angaben zu Stromwandlerempfehlungen finden Sie im Kapitel "Anforderungen an Messwandler" in diesem Handbuch.

Hochimpedanz-Prinzip

Die Leiterströme werden sowohl von der Seite des ein- als auch des ausgehenden Abgangs der Sammelschiene gemessen. Der Sekundärstrom des Stromwandlers jedes Leiters wird mit der Messabzweigung des Schutzgeräts parallel geschaltet. Daher misst das Gerät ausschließlich die Differenz der Ströme. Im Idealfall liegt nur dann ein Differentialstrom zur Auslösung des Geräts vor, wenn ein Fehler zwischen den Stromwandlern auftritt, d.h. innerhalb der Schutzzone.

Tritt ein Fehler außerhalb der Schutzzone auf, ein hoher Strom, der auch als Durchgangs-Fehlerstrom bekannt ist, kann dieser durch das geschützte Objekt fließen. Dies kann zu einer teilweisen Sättigung der Stromwandler führen. Die Auslösung des Geräts wird durch einen Stabilisierungswiderstand (R_s) in der

Messabzweigung des Schutzgeräts unterbunden. R_s steigert die Impedanz des Schutzgeräts; deswegen auch die Bezeichnung Hochimpedanz-Differentialschema.

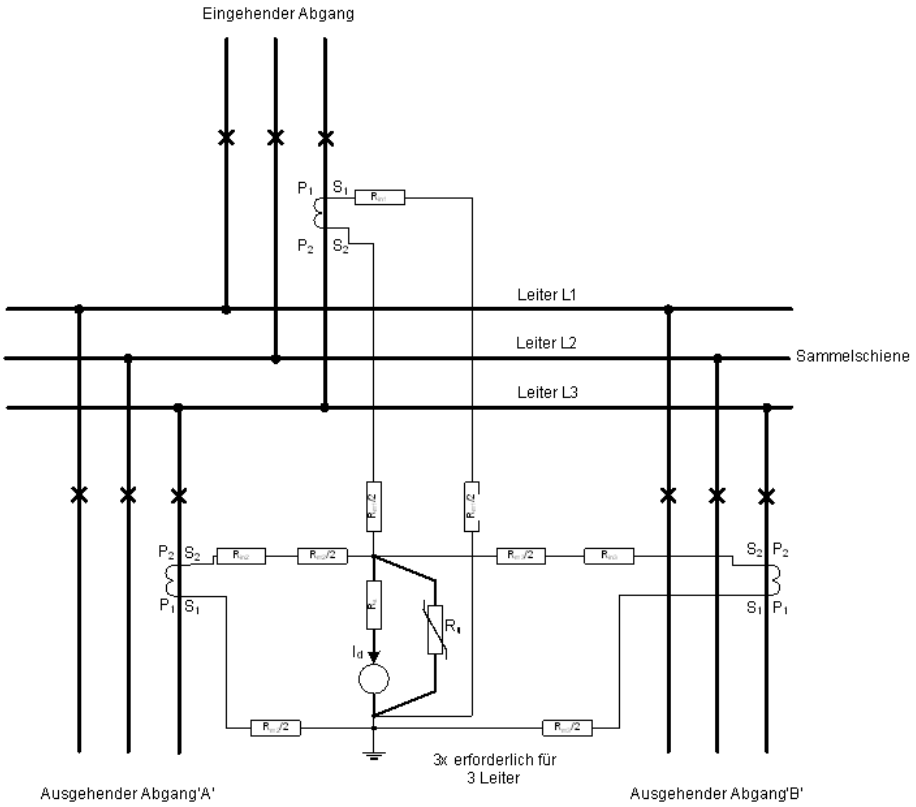


Abb. 283: Leiterselektiver Sammelschienen-Differentialschutz auf der Grundlage des Hochimpedanzprinzips

Die Widerstände der sekundären Stromwandlerwicklung (R_{in}) und die Widerstände der Anschlussdrähte ($R_m/2$) werden in Abbildung 284 ebenfalls dargestellt.

In Abbildung 284 ist ein vereinfachter Schaltkreis dargestellt, der nur aus einem ein- und einem ausgehenden Abgang besteht. Um es einfach zu halten, ist der spannungsabhängige Widerstand (R_u) nicht aufgeführt. Die Verkabelungswiderstände werden als gesamte Verkabelungswiderstände R_{m1} und R_{m2} ausgedrückt.

R_{m1} entspricht dem maximalen Verkabelungswiderstand aller eingehenden Abgängssätze, R_{m2} entspricht dem maximalen Verkabelungswiderstand aller ausgehenden Abgangssätze.

Im unteren Teil von Abbildung 284 ist die Spannungsbilanz dargestellt, wenn kein Fehler im Netz vorliegt und kein Stromwandler gesättigt ist.

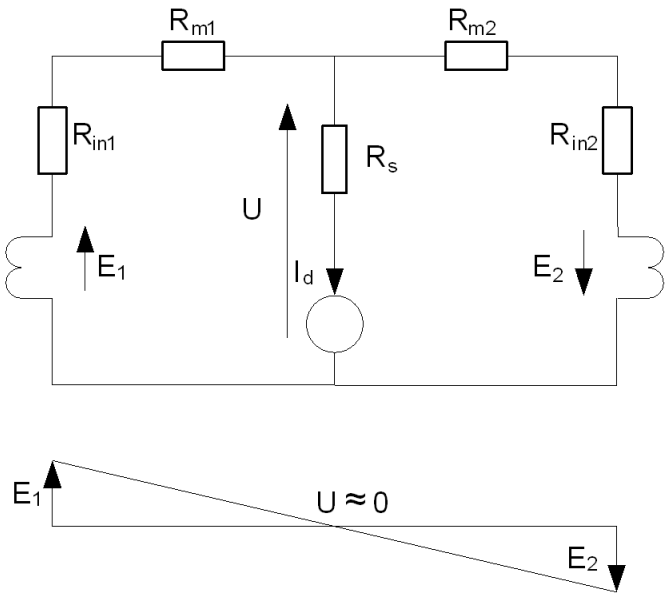


Abb. 284: Äquivalenter Kreis ohne Fehler oder Stromwandlersättigung

Wenn kein Fehler vorliegt, dann verlaufen die Sekundärströme des Stromwandlers und ihre EMK-Spannungen, E_1 und E_2, entgegengesetzt und an der Messabzweigung des Schutzgeräts liegt keine Spannung oder kein Strom an. Tritt ein Fehler innerhalb der Schutzzone auf, dann weisen die Sekundärströme dieselbe Richtung auf. Das Schutzgerät misst die Summe der Ströme als Differentialstrom und löst den Leistungsschalter aus. Fließt der Fehlerstrom nur durch einen Stromwandler, dann magnetisiert seine sekundäre EMK-Spannung den gegenüberliegenden Stromwandler, d.h. $E_1 \approx E_2$.

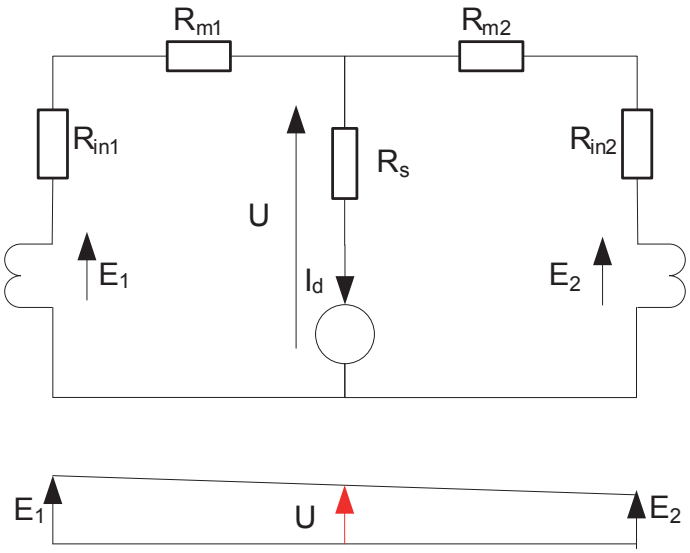


Abb. 285: Äquivalenter Kreis im Fall eines Fehlers innerhalb der Schutzzone

In Abbildung 286 ist die Stromwandlersättigung bei einem Durchgangsfehler dargestellt, d.h. bei einem Fehler außerhalb der Schutzzone. Die Magnetisierungsimpedanz eines gesättigten Stromwandlers liegt nahezu bei Null. An der Wicklung des gesättigten Stromwandlers kann ein Kurzschluss vorliegen. Ist ein Stromwandler gesättigt, dann fließt der Strom des ungesättigten Stromwandlers über zwei Wege: zum einen durch die Messabzweigung des Schutzgeräts (R_s + Gerät), zum anderen durch den gesättigten Stromwandler (R_m + R_{in2}).

Das Schutzgerät darf während der Sättigung nicht auslösen. Dies wird erreicht, indem die Impedanz des Geräts über den Stabilisierungswiderstand (R_s) angehoben wird, der veranlasst, dass der Großteil des Differentialstroms durch den gesättigten Stromwandler fließt. Folglich wird ein Auslösen des Geräts unterbunden, d.h. die Auslösung des Geräts ist bei Durchgangs-Fehlerströmen gegen die Stromwandlersättigung stabilisiert. Die Stabilisierungsspannung U_s ist die Grundlage aller Berechnungen.

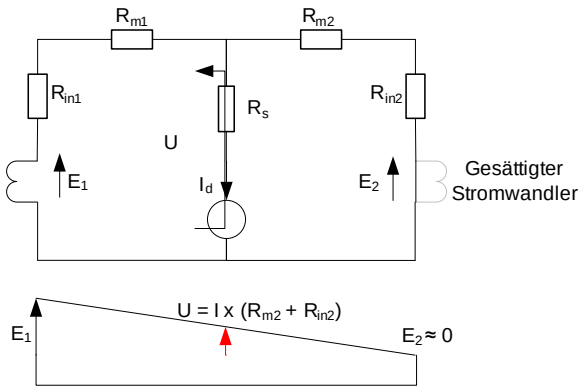


Abb. 286: Äquivalenter Kreis im Fall einer Stromwandlersättigung bei einem Durchgangsfehler

Die Stromwandlersättigung tritt wahrscheinlich im Fall eines Fehlers innerhalb der Schutzzone auf Dies ist kein Problem, da der ungesättigte Teil der Stromkurve zu einer Auslösung des Schutzes führt, obwohl die Auslösung für die gesättigten Teile der sekundären Stromkurve des Stromwandlers stabil bleibt (keine Auslösung).

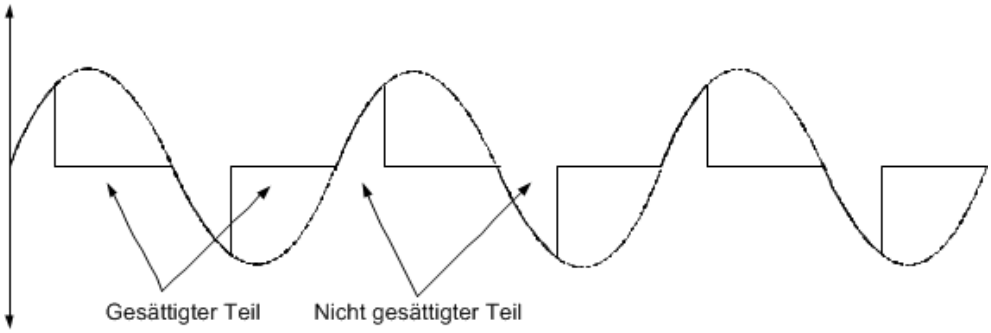


Abb. 287: Sekundäre Kurve eines gesättigten Stromwandlers

Die Sekundärspannung übersteigt aufgrund des Stabilisierungswiderstands und der Stromwandlersättigung leicht die Isolationsspannung der Stromwandler, Anschlusskabel und des Schutzgeräts. Ein spannungsabhängiger Widerstand (VDR, R_u) wird zur Begrenzung der Spannung eingesetzt, wie in Abbildung 283 dargestellt.

Sammelschienen-Schutzschema

Das Grundkonzept hinter jedem Differentialschutzgerät ist der direkte Einsatz des ersten Kirchoffschen Gesetzes, das besagt, dass die Summe aller an einer Differentialschutzzone angeschlossener Ströme Null ist. Ist diese Summe nicht Null, dann liegt ein interner Fehler vor. Anders ausgedrückt, aus der Sicht des Sammelschienen-Differentialschutzes muss die Summe aller Ströme, die in die Schutzzone fließen, d.h. Ströme mit einem positiven Wert, jederzeit der Summe der Ströme entsprechen, die aus der Schutzzone hinaus fließen, d.h. Ströme mit einem negativen Wert.

In Abbildung 288 ist ein Beispiel eines leiterselektiven einzelnen Sammelschienenschutzes für den Hochimpedanz-Differentialschutz dargestellt. Das System im Beispiel besteht aus einem einzelnen eingehenden Sammelschienenabgang und zwei ausgehenden Abgängen. Der Stromwandler sowohl an den ausgehenden als auch an den eingehenden Sammelschienenabgängen sind mit der Polarität parallel geschaltet. Während normaler Lastbedingungen gleicht der gesamte eingehende Strom dem gesamten unverzögert ausgehendem Strom und der Differentialstrom kann vernachlässigt werden. Ein Fehler in der Sammelschiene führt zu einem Ungleichgewicht zwischen dem ein- und dem ausgehenden Strom. Der Differentialstrom fließt durch das Schutzgerät, das ein Auslösesignal erzeugt.

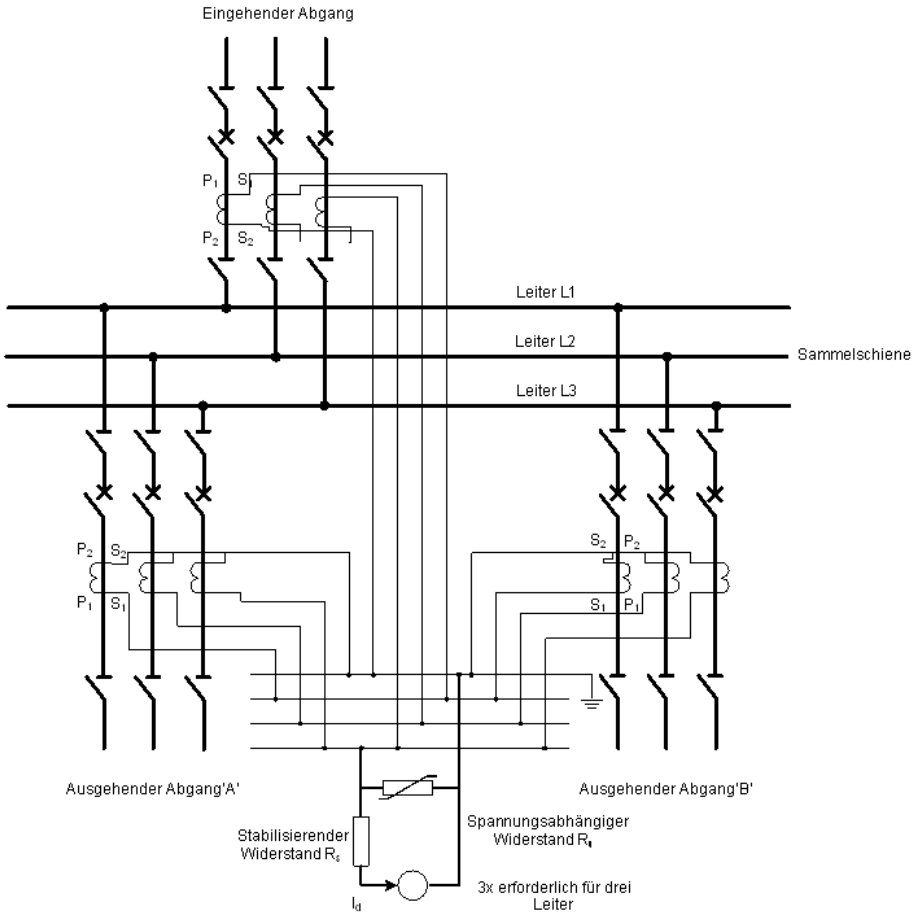


Abb. 288: Leiterselektiver einzelner Sammelschienenschutz für den Hochimpedanz-Differentialschutz

In Abbildung 289 ist ein Beispiel für ein System dargestellt, das aus zwei Sammelschienenabschnitten besteht, die mit einer Sammelschienenkupplung gekoppelt sind. Jeder Sammelschienenabschnitt besteht aus zwei Abgängen und beide Abschnitte sind mit einem separaten Differentialschutz für entsprechende Differentialschutzzonen ausgestattet. Die so gebildeten Zonen überschneiden sich an der Sammelschienenkupplung.

Wenn die Sammelschienenkupplung geöffnet ist, behandelt jede Sammelschiene den Stromfluss unabhängig von der anderen, d.h. der eingehende Strom entspricht dem ausgehenden Strom und die Stromdifferenz kann vernachlässigt werden. Wenn ein Fehler in der Sammelschiene vorliegt, ist die Stromdifferenz nicht mehr Null und der Schutz löst aus.

Wenn die Sammelschienenkupplung geschlossen ist, fließt der Strom auch von einem Sammelschienenbereich in den anderen. Daher ist der durch die Sammelschienenkupplung fließende Strom bei der Berechnung des

Differentialstroms zu berücksichtigen. Während des Normalbetriebs ergibt die Summe der Ströme in jedem Sammelschienenabschnitt Null. Wenn ein Fehler in einem Sammelschienenabschnitt vorliegt, dann ist die Differenz nicht länger Null und der Schutz löst aus.

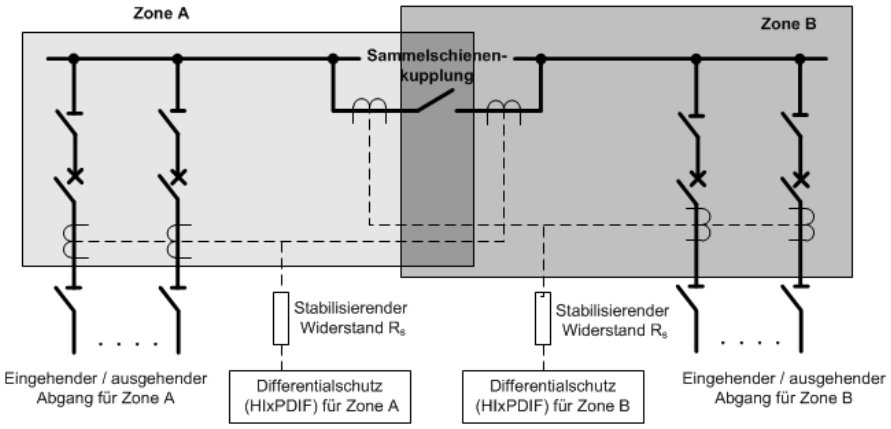


Abb. 289: Differentialschutz an Sammelschiene mit Sammelschienenkupplung (einphasige Darstellung)

4.3.5.6 Beispielberechnungen für den Sammelschienen Hochimpedanz-Differentialschutz

Das geschützte Objekt im Beispiel des Sammelschienen-Differentialschutzes ist ein System mit einer einzelnen Sammelschiene mit zwei Schutzzonen.

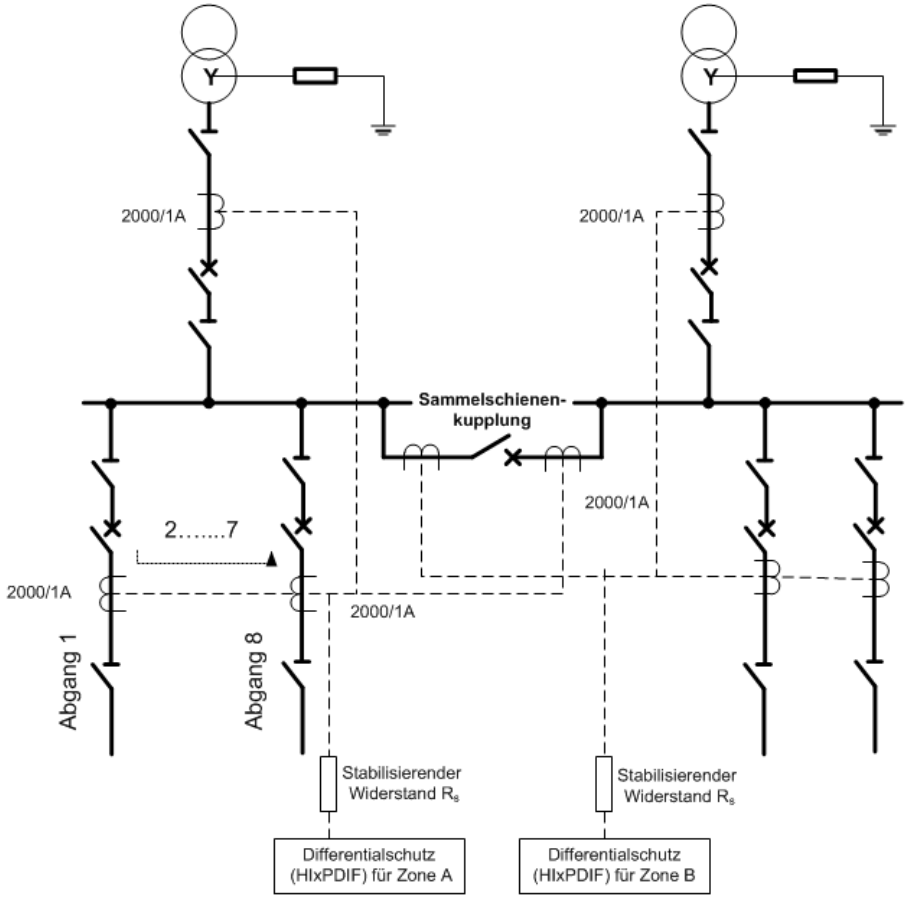


Abb. 290: Beispiel für den Sammelschienen-Differentialschutz

Sammelschienendaten:

U_r	20 kV
I_r	2000 A
I_{kmax}	25 kA

10 Abgänge pro Schutzzone, einschließlich Sammelschienenkupplung und Einspeisung.

Es wird angenommen, dass die Stromwandlerdaten den folgenden entsprechen:

Strom-wand-ler	2000/1 A
R_{in}	15,75 Ω
U_{kn}	436 V
I_e	<7 mA (bei U_{kn})
R_m	1Ω

Die Stabilisierungsspannung wird nach der folgenden Formel berechnet:

$$U_s = \frac{25000A}{2000}(15.75\Omega + 1.\Omega) \approx 209.37\ V$$

(Gleichung 103)

In diesem Fall werden die Anforderungen an die Kniepunktspannung des Stromwandlers erfüllt, weil $U_{kn} > 2U_s$.

Man geht von einer linearen Magnetisierungskurve des Stromwandlers aus. Der Magnetisierungsstrom bei Stabilisierungsspannung wird folgendermaßen geschätzt:

$$I_m = \frac{U_s}{U_{kn}} \cdot I_e$$

(Gleichung 104)

$$I_m = \frac{209.37V}{436V} \cdot 7mA \approx 3.4mA$$

(Gleichung 105)

Um eine geeignete Stabilität des Schutzes zu erzielen, muss der Einstellstrom I_{rs} das Minimum der Summe der Magnetisierungsströme aller angeschlossenen Stromwandler betragen.

$$I_{rs} = 10 \cdot 3.4mA \approx 34\,mA$$

(Gleichung 106)

Der Widerstand des Stabilisierungswiderstands wird anhand der folgenden Gleichung 107 berechnet.

$$R_S = \frac{209.37\ V}{0.034A} \approx 6160\,\Omega$$

(Gleichung 107)

Bei dem berechneten Wert handelt es sich um den Maximalwert des Stabilisierungswiderstands. Ist dieser Wert nicht verfügbar, ist der nächstkleinere Wert zu wählen und der Geräte-Einstellstrom entsprechend des ausgewählten Widerstands anzupassen. In diesem Fall wird beispielsweise der Widerstandswert 5900 Ω verwendet.

$$I_{rs} = \frac{209.37V}{5900\,\Omega} \approx 35\,mA$$

(Gleichung 108)

Die Empfindlichkeit des Schutzes wird entsprechend der Gleichung 109 unter der Annahme erzielt, dass $I_u = 0$.

$$I_{prim} = 2000 \cdot (0.035\,A + 10 \cdot 0.0034\,A + 0\,A) \approx 140A$$

(Gleichung 109)

Die Leistung des Stabilisierungswiderstands wird folgendermaßen berechnet:

$$P \geq \frac{(436V)^2}{5900\Omega} \approx 32W$$

(Gleichung 110)

Auf Grundlage der Gleichung 111 und Gleichung 112 wird geprüft, ob ein spannungsabhängiger Widerstand erforderlich ist.

$$U_{max} = \frac{25000A}{2000}(5900\Omega + 15.75\Omega + 1.00\Omega) \approx 74.0kV$$

(Gleichung 111)

$$\breve{u} = 2 \cdot \sqrt{2 \cdot 436V \cdot (74000V - 436V)} \approx 16.0kV$$

(Gleichung 112)

Der spannungsabhängige Widerstand (einer pro Leiter) wird benötigt, falls die Spannung während des Fehlers höher als 2 kV ist.

Der bei Stabilisierungsspannung durch den Varistor fließende Leckstrom ist über das Handbuch des Varistors zu ermitteln, unter der Annahme, dass er bei Stabilisierungsspannung etwa 2 mA beträgt

$$Iu \approx 0.002A$$

(Gleichung 113)

Die Empfindlichkeit des Schutzes kann unter Berücksichtigung des durch den Varistor fließenden Leckstroms gemäß der Gleichung 114 erneut berechnet werden.

$$I_{prim} = 2000 \cdot (0.035A + 10 \cdot 0.0034A + 0.002A) \approx 142A$$

(Gleichung 114)

4.3.5.7 Signale

Tabelle 457: HIAPDIF Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Leiter L1 Strom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 458: HIBPDIF Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_L2	SIGNAL	0	Leiter L2 Strom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 459: HICPDIF Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_L3	SIGNAL	0	Leiter L3 Strom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 460: HIAPDIF Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
START	BOOLEAN	Start

Tabelle 461: HIBPDIF Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
START	BOOLEAN	Start

Tabelle 462: HICPDIF Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
START	BOOLEAN	Start

4.3.5.8 Einstellungen

Tabelle 463: HIAPDIF Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Auslösewert	1,0...200,0	%Ir	1,0	5,0	Auslösewert, Prozent vom Bemessungsstrom
Minimale Auslösezeit	20...300000	ms	10	20	Minimale Auslösezeit

Tabelle 464: HIAPDIF Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein

Tabelle 465: HIAPDIF Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Rückfallzeitverzögerung	0...60000	ms	10	20	Rückfallzeitverzögerung

Tabelle 466: HIBPDIF Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Auslösewert	1,0...200,0	%Ir	1,0	5,0	Auslösewert, Prozent vom Bemessungs-strom
Minimale Auslösezeit	20...300000	ms	10	20	Minimale Auslösezeit

Tabelle 467: HIBPDIF Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein

Tabelle 468: HIBPDIF Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Rückfallzeitverzögerung	0...60000	ms	10	20	Rückfallzeitverzögerung

Tabelle 469: HICPDIF Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Auslösewert	1,0...200,0	%Ir	1,0	5,0	Auslösewert, Prozent vom Bemessungs-strom
Minimale Auslösezeit	20...300000	ms	10	20	Minimale Auslösezeit

Tabelle 470: HICPDIF Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein

Tabelle 471: HICPDIF Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Rückfallzeitverzögerung	0...60000	ms	10	20	Rückfallzeitverzögerung

4.3.5.9 Überwachte Daten

Tabelle 472: HIAPDIF Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
START_DAU	FLOAT32	0,00...100,00	%	Verhältnis von Startzeit / Auslösezeit
HIAPDIF	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

Tabelle 473: HIBPDIF Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
START_DAU	FLOAT32	0,00...100,00	%	Verhältnis von Startzeit / Auslösezeit
HIBPDIF	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

Tabelle 474: HICPDIF Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
START_DAU	FLOAT32	0,00...100,00	%	Verhältnis von Startzeit / Auslösezeit
HICPDIF	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

4.3.5.10 Technische Daten

Tabelle 475: HIxPDIF Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_r ±2 Hz		
		± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_r		
Startzeit [1)2)]		Mindestens	Typisch	Höchstens
	I_{Fehler} = 2,0 × eingestellter Wert *Startwert*	12 ms	16 ms	24 ms
	I_{Fehler} = 10 × eingestellter Wert *Startwert*	10 ms	12 ms	14 ms
Rückfallzeit		< 40 ms		
Rückfallverhältnis		Üblicherweise 0,96		
Verzögerungszeit		< 35 ms		
Auslösegenauigkeit im unabhängigen Modus		±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms		

1) *Messmethode* = Standard (stufenabhängig), Strom vor Fehler = 0,0 × I_r, f_r = 50 Hz, aus zufälligem Phasenwinkel injizierter Fehlerstrom mit Bemessungsfrequenz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.3.5.11 Technische Änderungshistorie

Tabelle 476: HIxPDIF Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
A	-
B	Funktionsnamen von HIPDIF in HIAPDIF, HIBPDIF, HICPDIF geändert.

4.3.6 Motordifferentialschutz (MPDIF)

4.3.6.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Motordifferentialschutz	MPDIF	3dI>G/M	87G/M

4.3.6.2 Funktionsblock

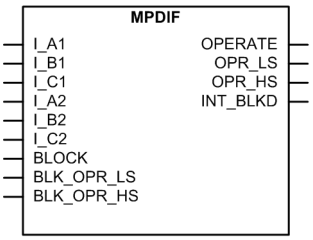


Abb. 291: Funktionsblock

4.3.6.3 Funktionalität

Die stabilisierte und unverzögerte Differentialschutzfunktion für Maschinen MPDIF ist eine Schutzfunktion. Die Wahrscheinlichkeit eines internen Maschinenfehlers ist relativ gering. Jedoch können die Kosten und Produktionsausfälle beträchtlich sein, weswegen dieser Differentialschutz eine wichtige Schutzfunktion darstellt.

Die Stabilität des Differentialschutz wird durch ein Gleichstromstabilisierungsfunktion erhöht. Diese Funktion reduziert die Empfindlichkeit des Differentialschutzes optional für einen bestimmten Zeitraum, um eine unnötige Verbindungstrennung der Maschine während externer Fehler mit einem Fehlerstrom mit hohem DC-Anteil zu verhindern. MPDIF schließt auch eine auf einer Stromwandlersättigung basierende Blockierung ein, die eine unnötige Auslösung verhindert, wenn magnetisierende Einschaltströme ermittelt werden, die bei Schaltvorgängen, Überspannungen oder externen Fehlern auftreten können.

4.3.6.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von MPDIF kann anhand eines Logikdiagramms erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

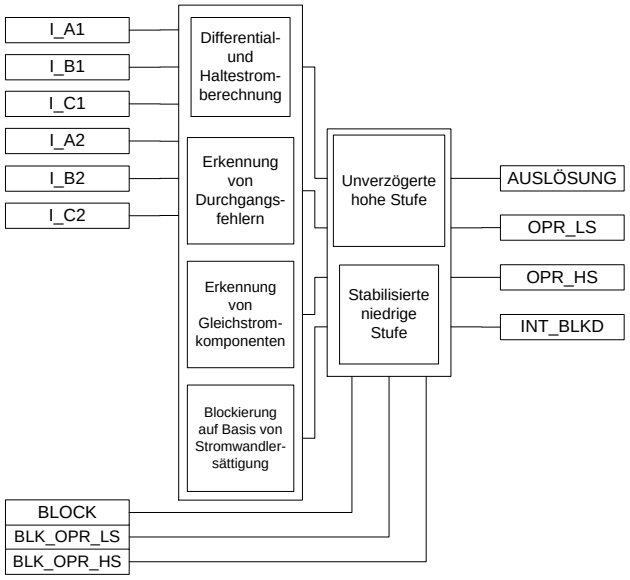


Abb. 292: Logikdiagramm

Berechnung des Differenz- und Haltestroms

Das Modul zur Differentialberechnung berechnet den Differentialstrom. Der Differentialstrom ist die Differenz des Stroms zwischen Leitern- und Sternpunktleiterseite der Maschine. Die Leiterströme $\bar{I}_1$ und $\bar{I}_2$ bezeichnen die Grundfrequenzkomponenten auf der Leiter- und Sternpunktleiterseite. Die Amplitude des Differentialstroms I_d wird mit der folgenden Gleichung ermittelt (wobei angenommen wird, dass die Positivrichtung des Stroms zur Maschine hin verläuft):

$$I_d = \left|\bar{I}_1 + \bar{I}_2\right|$$

(Gleichung 115)

Im Normalzustand existiert kein Fehler in dem vom Funktionsblock geschützten Bereich, sodass die Ströme $\bar{I}_1$ und $\bar{I}_2$ gleich sind und der Differentialstrom $I_d = 0$ ist. In der Praxis ist jedoch im Normalzustand ein sehr geringer Differentialstrom aufgrund von Ungenauigkeiten im Stromwandler auf Leiter- und Sternpunktleiterseite vorhanden.

Das Modul berechnet den Differentialstrom für alle drei Leiter.

Die untere Stufe des Differentialschutzes wird mit einem Haltestrom stabilisiert. Der Haltestrom wird auch als Stabilisierungsstrom bezeichnet. Stabilisierung bedeutet, dass der für die Auslösung erforderliche Differentialstrom entsprechend dem Haltestrom und den Auslöseeigenschaften zunimmt. Beim Eintritt eines internen Fehlers fließen die Ströme auf beiden Seiten des geschützten Objekts in dieses hinein. Dadurch wird der Haltestrom bedeutend schwächer, sodass die Funktion bei internen Fehlern empfindlicher anspricht.

Traditionell wird der Stabilisierungsstrom wie folgt berechnet:

$$I_b = \left| \frac{\bar{I}_1 - \bar{I}_2}{2} \right|$$

(Gleichung 116)

Das Modul berechnet den Haltestrom für alle drei Leiter.

Erkennung von Durchgangsfehlern

Das Modul zur Erkennung von Durchgangsfehlern erkennt, ob der Fehler extern, d. h. durchgehend, oder intern ist. Diese Information ist essenziell für eine korrekte Auslösung der Schutzfunktion im Fall einer Stromwandlersättigung.

- Durchgangsfehler können aufgrund der hohen Fehlerstromstärke zu einer Sättigung der Stromwandler führen. Eine solche Wechselstromsättigung erfolgt nicht sofort, wenn der Fehler auftritt. Das Durchgangsfehlermodul erkennt den Fehler als einen externen Fehler, da der Haltestrom hoch ist, aber der Differentialstrom niedrig bleibt. Wenn die Wechselstromsättigung auftritt, erfolgt eine auf die Sättigung des Stromwandlers basierende Blockierung, um eine Auslösung zu verhindern.
- Normalerweise beträgt der Phasenwinkel zwischen den leiterseitigen und sternpunktleiterseitigen Stromwandlern der Maschine 180°. Wenn ein interner Fehler während eines Durchgangsfehlers auftritt, weist ein Winkel von weniger als 50° deutlich auf einen internen Fehler hin und das Durchgangsfehlermodul hebt eine etwaige durch eine Stromwandlersättigung bedingte Blockierung auf.

Auf eine Stromwandlersättigung basierende Blockierung

Hohe Ströme beim Motorstart, abnormal hohe Magnetisierungsströme bei Überspannung (transformatorgespeister Motor) oder ein externer Fehler können zu einer Sättigung der Stromwandler führen. Die ungleiche Sättigung der sternpunktseitigen und leitungsseitigen Stromwandler (z. B. aufgrund von Lastdifferenzen) kann zu einem Differentialstrom führen, der den Differentialschutz auslöst. Dieses Modul blockiert bei einer Stromwandlersättigung die Auslösung der vorbestromten 1. Stufe von MPDIF intern. Wenn die Blockierung aktiviert ist, wird sie nach Wegfall der Blockierkriterien noch eine gewisse Zeit lang aufrecht erhalten.

Erkennung der DC-Komponente

Bei Erkennung einer DC-Komponente desensibilisiert die Funktion vorübergehend den Differentialschutz. Die Funktion dieses Moduls hängt von der Einstellung *DC Restrain aktiv* ab. Die DC-Komponenten werden fortdauernd aus den drei unverzögerten Differentialströmen extrahiert. Die höchste DC-Komponente aller drei Ströme wird als eine Art Gleichstromstabilisierung in dem Sinne verwendet, dass die höchste effektive zeitweilige Empfindlichkeit des Schutzes für einen bestimmten Zeitraum als Funktion dieses höchsten DC-Offset reduziert wird. Der errechnete Stabilisierungsstrom darf nicht schneller als mit einer Zeitkonstante von einer Sekunde (vom höchsten gemessenen Wert) abfallen. Der Wert der zeitweilig effektiven Empfindlichkeitsgrenze ist auf den Bemessungsstrom der Maschine oder auf den 3,3-fachen Wert des *Unteren Auslösewerts* beschränkt, je nachdem welcher Wert kleiner ist. Der vorübergehende Extragrenzwert fällt exponentiell von seinem Maximalwert mit einer Zeitkonstante von einer Sekunde ab.

Diese Funktion sollte bei Netzen verwendet werden, die eine große Zeitkonstante erwarten lassen. Die vorübergehende Empfindlichkeitsgrenze muss höher als die Auslösecharakteristik gewählt werden. Anders ausgedrückt, die vorübergehende Grenze überlagert die unveränderte Auslösecharakteristik und bestimmt zeitweilig die höchste Empfindlichkeit des Schutzes. Die zeitweilige Empfindlichkeit ist kleiner als die Empfindlichkeit in Abschnitt 1 der Auslösecharakteristik und soll eine unerwünschte Auslösung während eines externen Fehlers mit geringen Strömen verhindern.

Stabilisierte 1. Stufe

Der Differentialstromschutz muss stabilisiert sein, da ein Differentialstrom auftreten kann, der eine andere Ursache hat als einen Maschinenfehler. Beim Differentialschutz kann ein falscher Differentialstrom folgende Ursachen haben:

- Stromwandlerfehler
- Sättigung des Stromwandlers bei hohem Stromfluss durch die Maschine.

Der durch Stromwandlerfehler verursachte Differentialstrom steigt proportional zum Laststrom an.

Die hohen Ströme im geschützten Objekt können durch den Durchgangsfehler verursacht werden. Aus diesem Grund erfolgt die Auslösung des Differentialschutzes in Bezug auf den Laststrom stabilisiert. Je höher der Laststrom ist, desto höher ist der zur Auslösung eines Differentialschutzes erforderliche Differentialstrom.

Anhand der Bedingungen, die von den Modulen für eine Durchgangsfehler-Erkennung, DC-Komponenten-Erkennung und Blockierung basierend auf einer Stromwandlersättigung geprüft wurden, entscheidet das Modul der stabilisierten 1. Stufe, ob sich der Differentialstrom aus einem internen Fehler oder aus bestimmten Fehlerursachen ergibt. Wird ein Durchgangsfehler, eine DC-Komponente oder eine Stromwandlersättigung erkannt, wird das interne Differentialblockiersignal erzeugt, welches das Auslösesignal blockiert. Bei einem internen Fehler wird der Betrieb des Differentialschutzes durch den Vorstrom beeinflusst.

Der Wert für die Einstellung *Unterer Auslösewert* für die stabilisierte Stufe des Funktionsblocks wird mit der folgenden Gleichung ermittelt:

$$Low\,operate\,value = I_{d1}$$

(Gleichung 117)

Die Einstellungen *Slope section 2* und *Slope section 3* werden entsprechend bestimmt:

$$Slope\,section\,2 = \frac{I_{d2}}{I_{b2}} \cdot 100\%$$

(Gleichung 118)

$$Slope\,section\,3 = \frac{I_{d3}}{I_{b3}} \cdot 100\%$$

(Gleichung 119)

Das Ende des ersten Abschnitts *End section 1* kann innerhalb eines Bereichs von 0 bis 100 Prozent (oder % I_r) frei gewählt werden. Entsprechend kann das Ende des zweiten Abschnitts *End section 2* innerhalb eines Bereichs von 100 bis 300 Prozent (oder % I_r) gewählt werden.

Die Steilheit der Auslösekennlinie des Funktionsblocks ist in den einzelnen Bereichsabschnitten unterschiedlich.

In Abschnitt 1 gilt: 0,0 < I_b/I_r < *Ende Sektion 1*; der zur Auslösung erforderliche Differentialstrom ist konstant. Der Wert des Differentialstroms ist identisch mit dem für den Funktionsblock ausgewählten *Unteren Auslösewert*. Die Einstellung *Low operate value* gestattet kleinere Ungenauigkeiten der Stromwandler, kann aber auch verwendet werden, um den Gesamtpegel der Auslösekennlinie zu beeinflussen.

Für Abschnitt 2 gilt: *End section 1* < I_b/I_r < *End section 2*, wird auch als Einflussbereich von *Slope section 2* bezeichnet. In diesem Abschnitt wirken sich Schwankungen in *Endsektion 2* auf die Steilheit der Kennlinie aus, d. h. auf die zur Auslösung erforderliche Veränderung des Differentialstroms in Relation zur Veränderung des Laststroms. Die Einstellung *End section 2* toleriert Stromwandlerfehler.

Für Abschnitt 3 gilt: I_b/I_r > *End section 2*; die Steigung der Kennlinie kann über die Einstellung *Slope section 3* festgelegt werden, die den Anstieg des Differentialstroms im Verhältnis zum entsprechenden Anstieg des Stabilisierungsstroms definiert.

Der für die Auslösung bei einem bestimmten Stabilisierungsstrompegel erforderliche Differentialstrom lässt sie anhand der folgenden Formel berechnen:

Für einen Stabilisierungsstrom kleiner als der Wert in Einstellung *Ende Sektion 1*

$$I_{doperate}[\%I_r] = Set\,Low\,operate\,value$$

(Gleichung 120)

Für einen Stabilisierungsstrom größer als der Wert in Einstellung *Ende Sektion 1*, aber kleiner als *Endsektion 2*

$$I_{doperate}[\%I_r] = Low\,operate\,value + (I_b[\%Ir] - End\ section\,1) \cdot Slope\ section\,2$$

(Gleichung 121)

Für einen höheren Stabilisierungsstrom größer als der Wert in Einstellung *Endsektion 2*

$$I_{d\,operate}[\%I_r] = Low\,operate\,value + (End\ section\,2 - End\ section\,1) \cdot Slope\ section\,2 + (I_b[\%I_r] - End\ section\,2) \cdot Slope\ section\,3$$

(Gleichung 122)

Wenn der Differentialstrom den von der Auslösekennlinie bestimmten Auslösewert übersteigt, wird der Ausgang AUS_LS aktiviert. Der Ausgang OPERATE wird immer dann aktiviert, wenn der Ausgang OPR_LS aktiviert wird.

Das Auslösesignal durch die stabilisierte Stufe kann durch den Eingang BLK_OPR_LS oder BLOCK blockiert werden. Wenn die Auslösung der stabilisierten 1. Stufe von der Kurvenform-Blockierfunktion blockiert wird, wird außerdem der Ausgang INT_BLKD entsprechend den Leiterdaten aktiviert.

Die Phasenwinkeldifferenz zwischen den beiden Strömen I_A1 und I_A2 beträgt theoretisch 180° bei einem externen Fehler und 0° bei einem internen Fehler. Wenn die Phasenwinkeldifferenz kleiner als 50° ist oder wenn der Vorstrom unter 30 Prozent des Differentialstroms sinkt, ist höchstwahrscheinlich ein Fehler in dem von MPDIF geschützten Bereich aufgetreten. In diesem Fall werden die internen Blockiersignale (Stromwandlersättigung und DC-Komponenten-Blockierung) der stabilisierten Stufe unterdrückt.

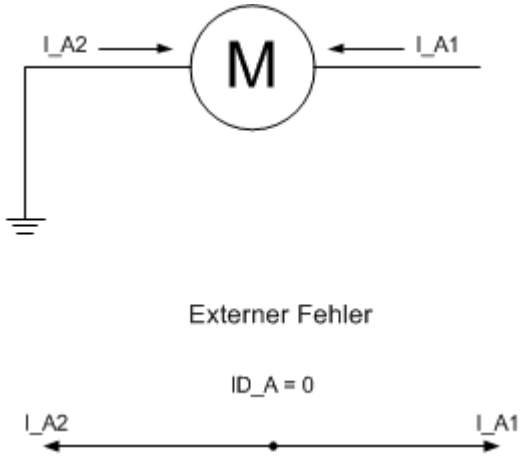


Abb. 293: Positivrichtung des Stroms

Unverzögerte 2. Stufe

Der Differentialschutz schließt eine unverzögerte 2. Stufe ohne Stabilisierung ein. Zur Auslösung der unverzögerten 2. Stufe und zur Aktivierung des Ausgangs AUS_HS kommt es, wenn die Amplitude der Grundfrequenzkomponente des Differentialstroms den eingestellten *Oberen Auslösewert* übersteigt, oder wenn der unverzögerte Wert des Differentialstroms das 2,5-fache des *Oberen Auslösewerts*

übersteigt. Der Faktor 2,5 (=1,8 √2) ergibt sich aus dem maximalen asymmetrischen Kurzschlussstrom.

Der Ausgang OPERATE wird immer dann aktiviert, wenn der Ausgang OPR_HS aktiviert wird.

Die internen Blockiersignale des Funktionsblocks verhindern nicht die Auslösung des Signals der unverzögerten Stufe. Falls erforderlich, kann das Auslösesignal aufgrund des unverzögerten Betriebs durch den Eingang BLK_OPR_HS oder BLOCK blockiert werden.

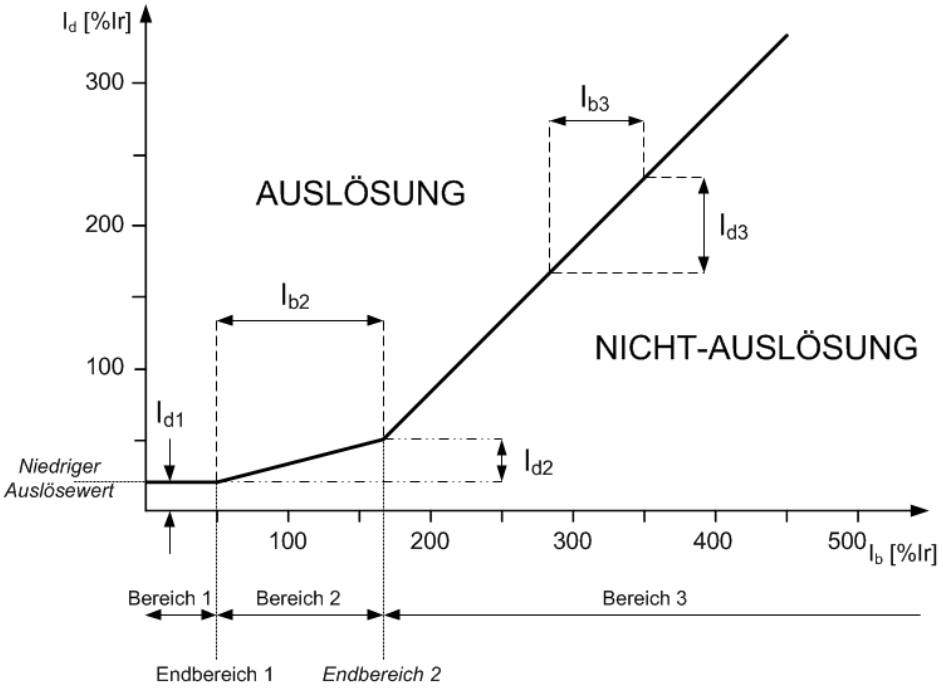


Abb. 294: Auslösekennlinie für die stabilisierte Stufe der Generator-Differentialschutzfunktion

4.3.6.5 Anwendung

Der Differentialschutz arbeitet nach dem Prinzip der Berechnung des Differentialstroms an zwei Enden der Wicklung, d. h. der in die Wicklung eintretende Strom wird mit dem die Wicklung verlassenden Strom verglichen. Im Falle eines internen Fehlers sind eintretender und verlassender Strom unterschiedlich, was zu einem Differentialstrom führt, der dann als Basis für die Erzeugung des Auslösesignals verwendet wird. Wegen dieses Funktionsprinzips eignet sich der Differentialschutz nicht für die Auslösung bei externen Fehlern. Es sollte erwähnt werden, dass Wicklungsschlüsse in demselben Leiter üblicherweise nicht erkannt werden, sofern sie nicht eine andere Art von Fehler zur Folge haben.

Ein Kurzschluss zwischen den Leitern der Statorwicklungen verursacht normalerweise große Fehlerströme. Der Kurzschluss birgt die Gefahr einer Beschädigung von Isolierung, Wicklungen und Statorkern. Die großen Kurzschlussströme sorgen für große Stromkräfte, die andere Komponenten der Maschine beschädigen können. Der Kurzschluss birgt zudem das Risiko einer Explosion oder eines Brands. Wenn ein Kurzschluss in einer Maschine auftritt, liegt ein Schaden vor, der unbedingt behoben werden muss. Der Schweregrad und die Reparaturzeit hängen vom Grad der Schädigung ab, der wiederum sehr von der Fehlerdauer beeinflusst ist. Eine schnelle Beseitigung dieses Fehlers ist von großer Bedeutung bei der Begrenzung der Schäden und des wirtschaftlichen Verlusts.

Um Schäden im Zusammenhang mit Kurzschlüssen in der Statorwicklung zu begrenzen, muss die Störungsbeseitigung schnellstmöglich (umgehend) erfolgen. Der Fehlerstrombeitrag sowohl vom externen elektrischen Netz (über die Maschine oder den Blockleistungsschalter) und von der Maschine selbst muss schnellstmöglich abgetrennt werden.

Die Gleichstromstabilisierungsfunktion sollte bei einer Anwendung mit einer großen DC-Zeitkonstante in den Fehlerströmen verwendet werden. Dieser Fehlerstrom ist eventuell nicht so hoch (geringer als der Bemessungsstrom), aber er ist unerfreulich, da er für eine Sättigung der Stromwandler und die Auslösung des Differentialschutzes für externe Fehler sorgt. Diese Funktion ist effektiv bei moderaten Durchflussströmen und unwirksam bei höheren Durchflussströmen.

Obwohl der Kurzschlussstrom normalerweise sehr hoch ist, d. h. deutlich höher als der Bemessungsstrom der Maschine, kann der Fehlerstrom bei einem Leiter-Leiter-Fehler nahe des Sternpunkts relativ klein sein. Die Fehlerstromeinspeisung von der Synchronmaschine kann zudem durch eine geringe Erregung des Synchrongenerators begrenzt sein. Dies ist meistens der Fall beim Anlaufen der Synchronmaschine vor der Synchronisierung des Netzes. Daher sollte die Erkennung von Leiter-Leiter-Fehlern in der Maschine relativ empfindlich sein, um auch kleinere Fehlerströme zu erkennen.

Außerdem ist es wichtig, dass der Kurzschlussschutz der Maschine nicht bei externen Fehlern auslöst, wenn ein großer Fehlerstrom von der Maschine eingespeist wird. Für Leiter-Leiter-Fehler ist normalerweise der Maschinen-Differentialstromschutz die beste Lösung, da er schnelle Störungsbeseitigung, Empfindlichkeit und Selektivität miteinander verbindet.

Das Risiko einer ungewollten Differentialschutzauslösung durch die Sättigung des Stromwandlers ist ein generelles Differentialschutzproblem. Wenn eine große Synchronmaschine infolge eines externen Kurzschlusses ausgelöst wird, besteht die zunehmende Gefahr eines Zusammenbruchs des elektrischen Netzes. Des Weiteren hat jede ungewollte Auslösung der Maschine einen Produktionsausfall zur Folge. Daher hat eine Verhinderung unerwünschter Maschinentrennungen einen großen wirtschaftlichen Wert.

Empfehlungen für Stromwandler

Je wichtiger das zu schützende Objekt ist, desto mehr Aufmerksamkeit muss den Stromwandlern gewidmet werden. Stromwandler können normalerweise nicht so

dimensioniert werden, dass sie bei hohem Remanenzfluss die Ströme mit hohen Gleichstromgliedern übertragen können, ohne in die Sättigung zu gehen. Der Differentialschutz-Funktionsblock funktioniert auch dann zuverlässig, wenn die Stromwandler teilweise gesättigt sind.

Für Stromwandler, die für den Differentialfunktionsblock vorgesehen sind, wird die Genauigkeitsklasse 5P empfohlen. Hierbei ist der Fehlerstrom beim primären Bemessungsstrom auf 1 Prozent und die Phasenverschiebung auf 60 Minuten begrenzt. Der Gesamtfehler bei der primären Bemessungs-Fehlergrenzstromstärke ist auf 5 Prozent begrenzt.

Der Näherungswert des mit der tatsächlichen Stromwandlerbürde einhergehenden Fehlergrenzfaktors F_a kann auf der Basis der Bemessungs-Fehlergrenzstromstärke F_r (ALF) bei der Bemessungsbürde, der Bemessungsbürde S_n, der Innenbürde S_{in} und der tatsächlichen Bürde S_a des Stromwandlers folgendermaßen berechnet werden:

$$F_a = F_n \times \frac{S_{in} + S_n}{S_{in} + S_a}$$

(Gleichung 123)

Beispiel 1

Die Bemessungsbürde S_n des Stromwandlers 5P20 beträgt 10 VA, der Sekundär-Bemessungsstrom beträgt 5 A, der Innenwiderstand R_{in} beträgt 0,07 Ω, und der mit der Bemessungsbürde einhergehende Fehlergrenzfaktor F_r lautet 20 (5P20). Die interne Bürde des Stromwandlers beträgt demnach $S_{in} = (5\ A)^2 \times 0{,}07\ \Omega = 1{,}75$ VA. Die Eingangsimpedanz des Geräts bei einem Bemessungsstrom von 5 A ist < 20 mΩ. Wenn die Messleiter einen Widerstand von 0,113 Ω haben, beträgt die tatsächliche Bürde des Stromwandlers $S_a=(5\ A)^2 \times (0{,}113 + 0{,}02)\ \Omega = 3{,}33$ VA. Folglich ist der mit der tatsächlichen Bürde einhergehende Fehlergrenzfaktor F_a ungefähr 46.

Die Stromwandler-Bürde kann bei einem Bemessungsstrom von 5 A beträchtlich ansteigen. Die tatsächliche Bürde des Stromwandlers nimmt bei einem Bemessungsstrom von 1 A ab, während sich die Wiederholgenauigkeit gleichzeitig verbessert.

Bei Fehlern im geschützten Bereich können die Fehlerströme sehr hoch sein, verglichen mit den Bemessungsströmen der Stromwandler. Aufgrund der unverzögerten Stufe des Differentialfunktionsblocks reicht es aus, wenn die Stromwandler imstande sind, den zur unverzögerten Auslösung während des ersten Zyklus benötigten Strom wiederholen zu können.

Daher sind die Stromwandler normalerweise in der Lage, den asymmetrischen Fehlerstrom innerhalb der ersten 10 ms nach Eintritt des Fehlers zu reproduzieren, ohne in die Sättigung zu gehen, damit gewährleistet ist, dass die Auslösezeiten des Geräts mit der Verzögerungszeit in Einklang stehen.

Die mit der tatsächlichen Bürde des für Schutzaufgaben verwendeten Stromwandlers einhergehenden Fehlergrenzfaktoren müssen diese Anforderung erfüllen:

$$F_a > K_r \times Ik_{\max} \times (T_{dc} \times \omega \times (1 - e^{\frac{-T_m}{T_{dc}}}) + 1)$$

(Gleichung 124)

Ik_{max}	Der maximale Durchgangsfehlerstrom (in I_R), bei dem der Schutz nicht auslösen darf.
T_{dc}	Die mit Ik_{max} einhergehende primäre DC-Zeitkonstante
ω	Die Pulsatanz, 2 x π x f_r.
T_m	Die Zeit bis zur Sättigung, d. h. die Dauer der sättigungsfreien Transformation.
K_r	Der Remanenzfaktor 1/(1-r), dabei ist r der maximale Remanenzfluss in pu in Relation zum Sättigungsfluss.

Der Parameter r ist die maximale Remanenzflussdichte im Stromwandler-Kern pu in Relation zur Sättigungsflussdichte. Der Wert des Parameters r hängt von dem beim Bau des Stromwandlers verwendeten magnetischen Material ab. Wenn z. B. r = 0,4 ist, dann kann die Remanenzflussdichte 40 Prozent der Sättigungsflussdichte betragen. Wenn ein präziser Wert für den Parameter r benötigt wird, muss der Hersteller des Stromwandlers kontaktiert werden. Wenn kein präziser Wert verfügbar ist, wird empfohlen, den Wert r = 0,4 zu verwenden.

Die erforderliche Zeit bis zur Sättigung T_m in MPDIF entspricht der Dauer eines halben Grundzyklus (10 ms, wenn f_r = 50 Hz).

Zur Bestimmung des tatsächlich hinreichenden Fehlergrenzfaktors (F_a) sollen zwei typische Fälle betrachtet werden:

1. Ein Fehler an einer Sammelschiene.

   Der Schutz muss bei einem aus normalen Betriebsbedingungen resultierenden Fehler stabil sein. Das Wiedereinschalten des Transformators bei einem Sammelschienenfehler führt zu sehr hohen Fehlerströmen und hoher thermischer Belastung. Daher ist ein Wiedereinschalten in diesem Fall nicht ratsam. Die Remanenz kann vernachlässigt werden.
   Der maximale Durchgangsfehlerstrom Ik_{max} beträgt bei einem Motor normalerweise 6 I_R. Bei einem Kurzschluss in der Nähe des Netztransformators ist die DC-Zeitkonstante (T_{dc}) des Fehlerstroms mit derjenigen des Transformators nahezu identisch (typischer Wert: 100 ms).

Ik_{max}	= 6 I_R
T_{dc}	= 100 ms
ω	= 100π Hz
T_m	= 10 ms
K_r	= 1

   Gleichung 124 mit diesen Werten ergibt folgendes Ergebnis:

$$F_a > K_r \times Ik_{\max} \times (T_{dc} \times \omega \times (1 - e^{\frac{-T_m}{T_{dc}}}) + 1) \approx 24$$

2. Wiedereinschalten bei Vorliegen eines Fehlers weiter vorne im Netz.

   Der Schutz muss auch im Falle eines Wiedereinschaltens bei vorliegendem Leitungsfehler stabil sein. In diesem Fall liegt sehr wahrscheinlich Remanenz vor. Diese soll im vorliegenden Beispiel 40 Prozent betragen.
   Andererseits ist der Fehlerstrom jetzt kleiner, und da der Quotient aus Widerstand und Reaktanz an dieser Stelle größer ist, ist kein voller DC-Offset möglich.
   Außerdem ist die DC-Zeitkonstante (T_{dc}) des Fehlerstroms jetzt kleiner und wird für dieses Beispiel mit 50 ms angenommen.
   Es wird davon ausgegangen, dass der maximale Fehlerstrom um 30 % niedriger ist als beim Sammelschienenfehler, und dass ein DC-Offset von maximal 90 % möglich ist.

   Ik_{max} = 0,7 × 6 = 4,2 (I_R)
   T_{dc} = 50 ms
   ω = 100π Hz
   T_m = 10 ms
   K_r = 1/(1-0,4) = 1,6667

   Gleichung 124 mit diesen Werten ergibt folgendes Ergebnis:

$$F_a > K_r \times Ik_{\max} \times 0.9 \times (T_{dc} \times \omega \times (1 - e^{\frac{-T_m}{T_{dc}}}) + 1) \approx 24$$

Wenn die tatsächliche Bürde des Stromwandlers (S_a) in Gleichung nicht weit genug reduziert werden kann, um einen hinreichenden Wert für F_a zu erhalten, kann der Situation auf zweierlei Arten begegnet werden:

1. Es kann ein Stromwandler mit einer höheren Bemessungsbürde S_n gewählt werden (was zugleich einen höheren Bemessungs-Fehlergrenzfaktor F_r bedeutet).
2. Es kann ein Stromwandler mit einem höheren primären Bemessungsstrom I_{1n} (jedoch mit gleicher Bemessungsbürde) gewählt werden.

Alternative 2 ist kostengünstiger und daher oftmals geeigneter, obgleich die Empfindlichkeit dieses Systems geringfügig kleiner ist.

Beispiel 2

Hier werden die als zweite Möglichkeit genannten Maßnahmen durchgeführt, um den tatsächlichen Fehlergrenzfaktor zu verbessern:

$$F_a = \left(\frac{I_R CT}{I_R Motor} \right) \times F_n$$

(Gleichung 125)

I_RCT	Primärbemessungsstrom des Stromwandlers, z. B. 1500 A
I_RMotor	Bemessungsstrom des geschützten Motors, z. B. 1000 A
F_r	Bemessungs-Fehlergrenzfaktor des Stromwandlers, z. B. 30
F_a	Tatsächlicher Fehlergrenzfaktor infolge der Überdimensionierung des Stromwandlers; ersetzen die Werte in der Gleichung, F_a = 45

Beim Differentialschutz ist es wichtig, dass die Fehlergrenzfaktoren F_a der Wandler einander entsprechen, d. h., dass die Bürden der Stromwandler auf beiden Seiten so ähnlich wie möglich sind. Wenn hohe Einschalt- oder Anlaufströme bei Komponenten mit hoher Gleichstromschaltleistung durch das geschützte Objekt fließen, wenn dieses an das Netz angeschlossen wird, muss der Leistung und der Bürde der Stromwandler sowie den Einstellungen des Funktionsblocks besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden.

Anschluss der Stromwandler

Die Anschlüsse der primären Stromwandler werden mit "Typ 1" und "Typ 2" bezeichnet.

- Wenn die positiven Richtungen der Geräteströme auf Wicklung 1 und Wicklung 2 umgekehrt verlaufen, lautet der *CT connection type* "Typ 1". Die Anschlussbeispiele von "Typ 1" werden in Abbildung 295 und 296 gezeigt.
- Wenn die positiven Richtungen der Geräteströme auf Wicklung 1 und Wicklung 2 sich gleichen, lautet der Wert des Einstellparameters *CT connection type* "Typ 2". Die Anschlussbeispiele von "Typ 2" werden in Abbildung 297 und 298 gezeigt.
- Der Standardwert des Parameters *CT connection type* ist "Typ 1".

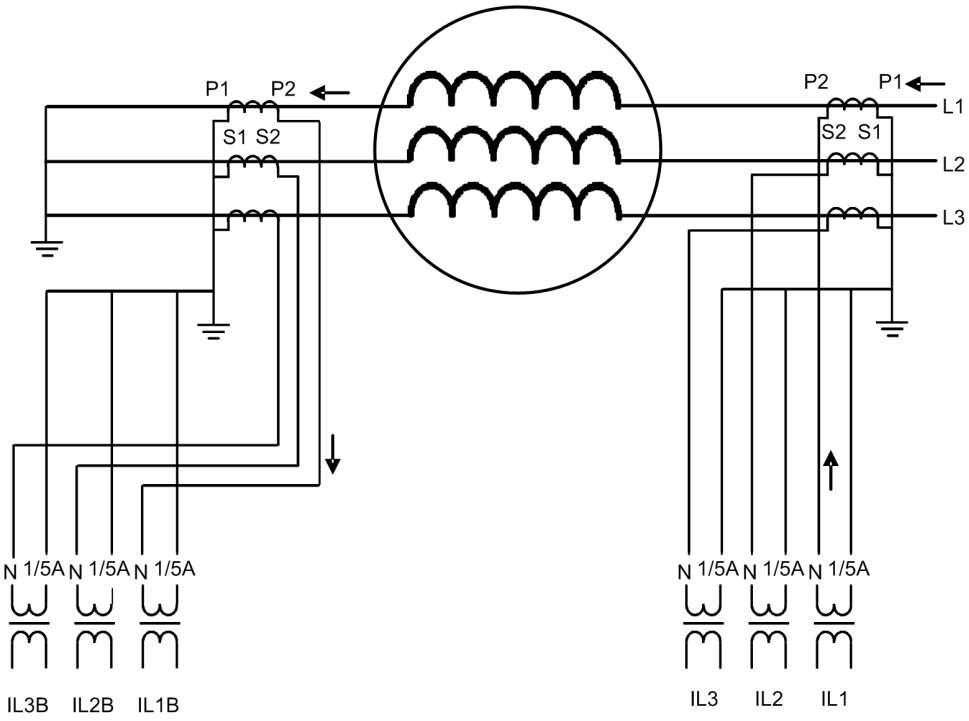


Abb. 295: Anschluss eines Stromwandlers vom Typ 1, Beispiel 1

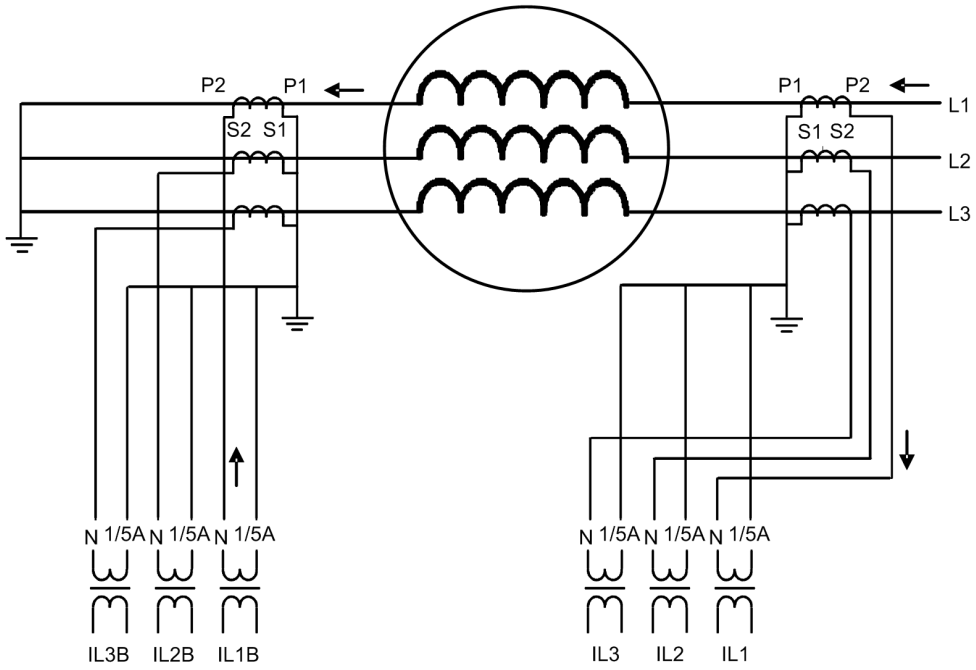


Abb. 296: Anschluss eines Stromwandlers vom Typ 1, Beispiel 2.

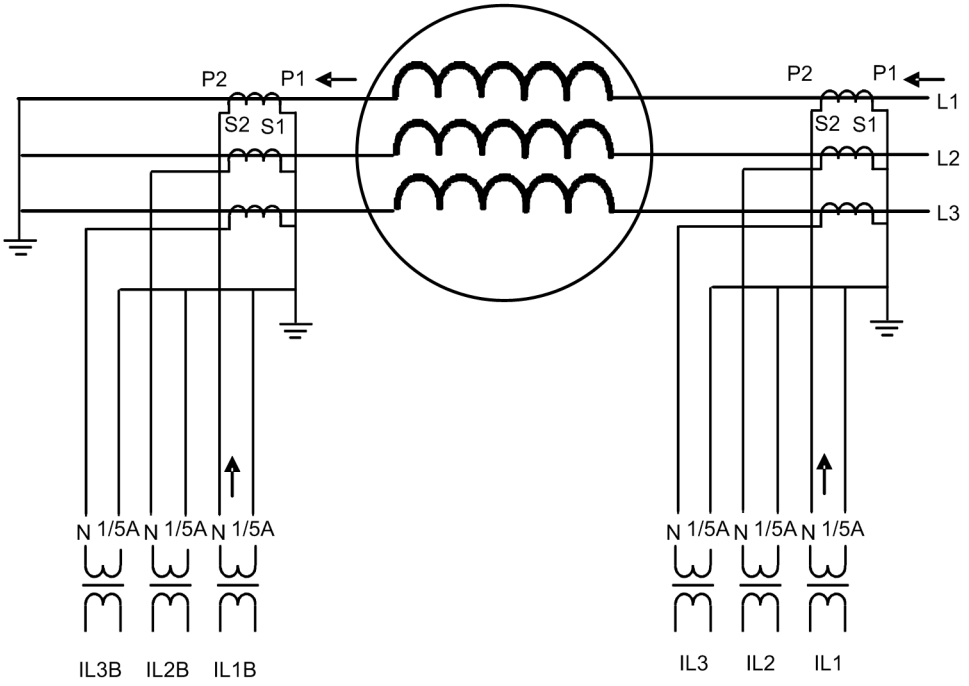


Abb. 297: Anschluss eines Stromwandlers vom Typ 2, Beispiel 1

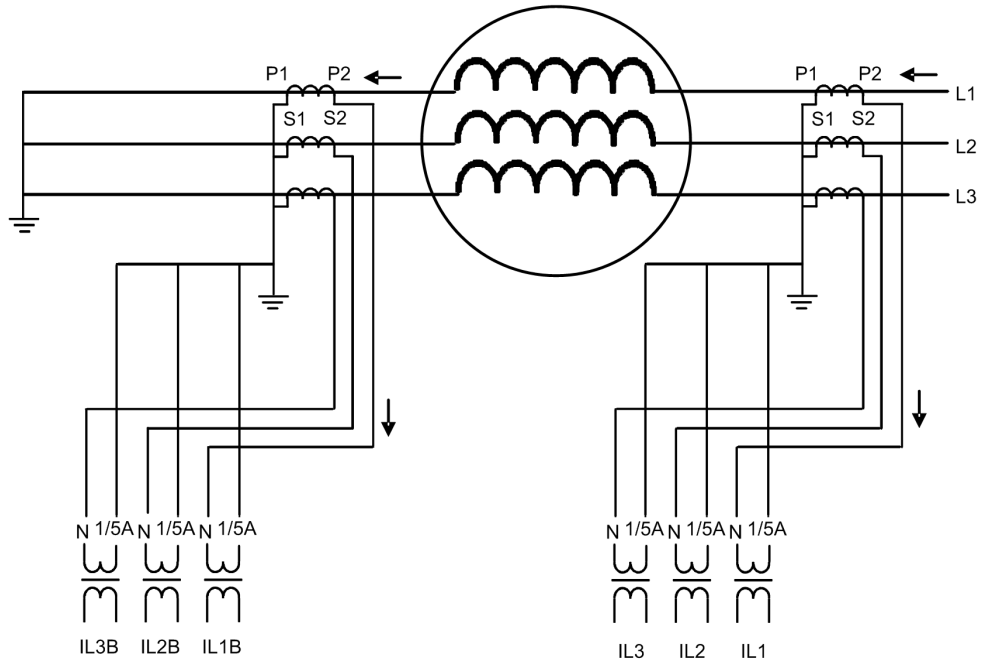


Abb. 298: Anschluss eines Stromwandlers vom Typ 2, Beispiel 2.

Sättigung von Stromwandlern

Grundsätzlich gibt es zwei Arten von Sättigung, die beide erkannt werden müssen: die Wechselstromsättigung und die Gleichstromsättigung. Die Wechselstromsättigung wird durch einen hohen Fehlerstrom verursacht, wobei der Stromwandler-Magnetfluss den Maximalwert überschreitet. Infolgedessen wird der Sekundärstrom verzerrt, wie in Abbildung 299 gezeigt. Eine DC-Komponente im Strom sorgt zudem für eine Flusszunahme, bis der Stromwandler gesättigt ist. Dieses Phänomen wird als Gleichstromsättigung bezeichnet.

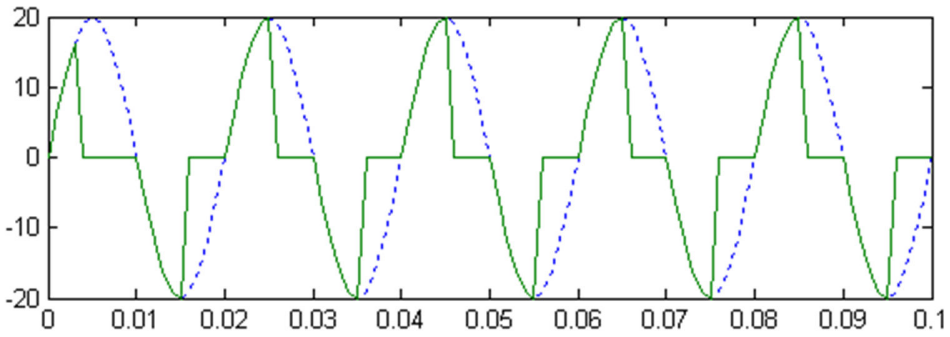


Abb. 299: Wechselstromsättigung

Bei einem Kurzschluss in einer Stromleitung verursacht der Kurzschlussstrom eine DC-Komponente. Die Höhe der DC-Komponente hängt vom Phasenwinkel zum Zeitpunkt des Kurzschlussauftritts ab. Abbildung 300 zeigt den Sekundärstrom des Stromwandlers in einer Fehlersituation. Aufgrund der DC-Komponente erreicht der Fluss nach 0,07 Sekunden seinen Maximalwert, was zu einer Sättigung führt. Die DC-Komponente fällt ab und der Stromwandler erholt sich allmählich von der Sättigung.

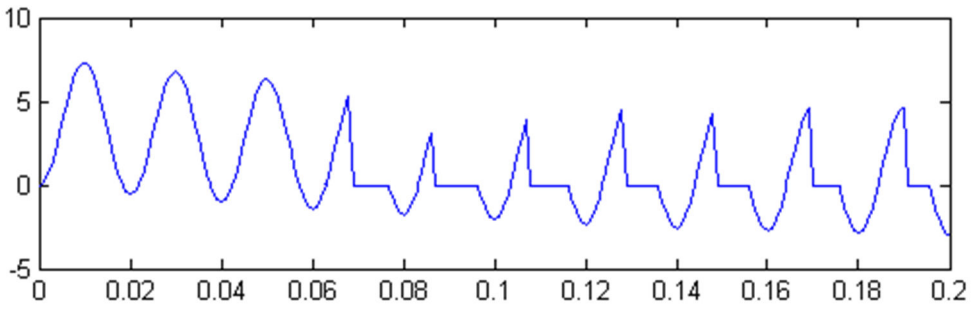


Abb. 300: Gleichstromsättigung

4.3.6.6 Signale

Tabelle 477: MPDIF Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_A1	Signal	0	Leiter L1 Primärstrom
I_B1	Signal	0	Leiter L2 Primärstrom
I_C1	Signal	0	Leiter L3 Primärstrom
I_A2	Signal	0	Leiter L1 Sekundärstrom
I_B2	Signal	0	Leiter L2 Sekundärstrom
I_C2	Signal	0	Leiter L3 Sekundärstrom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus
BLK_AUSL_LS	BOOLEAN	0=False	Blockiert Auslöseausgänge der stabilisierten Stufe
BLK_AUSL_HS	BOOLEAN	0=False	Blockiert Auslöseausgänge der Schnellstufe

Tabelle 478: MPDIF Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
AUS_LS	BOOLEAN	Auslösen von tief eingestellt
AUSL_OS	BOOLEAN	Auslösen von hoch eingestellt
INT_BLKD	BOOLEAN	Interner Blockierstatus

4.3.6.7 Einstellungen

Tabelle 479: MPDIF Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Unterer Auslösewert	5...30	%Ir	1	5	Basiseinstellung für den stabilisierten Stufenstart
Oberer Auslösewert	100...1000	%Ir	10	500	Unverzögerter Stufenauslösewert
Anstiegsbereich 2	10...50	%	1	30	Steilheit der zweiten Auslösekennlinie
Endbereich 1	0...100	%Ir	1	50	Wendepunkt zwischen der 1. und 2. Linie der Auslösekennlinie
Endbereich 2	100...300	%Ir	1	150	Wendepunkt zwischen der 2. und 3. Linie der Auslösekennlinie

Tabelle 480: MPDIF Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Anstiegsbereich 3	10...100	%	1	100	Steilheit der dritten Auslösekennlinie
DC Rückfallstrom aktiviert	0=False 1=True			0=False	Einstellung für Aktivierung

Tabelle 481: MPDIF Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Stromwandler-Anschlusstyp	1=Typ 1 2=Typ 2			1=Typ 1	Stromwandler-Anschlusstyp. Wird festgelegt durch die Richtung der angeschlossenen Stromwandler
Stromwandler-Verhätlnis Cor Line	0,40...4,00		0,01	1,00	Korrektur des Stromwandlerübersetzungsverhältnisses, Leitungsseite
Stromwandler-Verhätlnis Cor Neut	0,40...4,00		0,01	1,00	Korrektur des Stromwandlerübersetzungsverhältnisses, Sternpunktseite

4.3.6.8 Überwachte Daten

Tabelle 482: MPDIF Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
AUS_L1	BOOLEAN	0=False 1=True		Auslösung Leiter L1
AUS_L2	BOOLEAN	0=False 1=True		Auslösung Leiter L2
AUS_L3	BOOLEAN	0=False 1=True		Auslösung Leiter L3
INT_BLKD_A	BOOLEAN	0=False 1=True		Interner Blockierstatus Leiter L1
INT_BLKD_B	BOOLEAN	0=False 1=True		Interner Blockierstatus Leiter L2
INT_BLKD_C	BOOLEAN	0=False 1=True		Interner Blockierstatus Leiter L3
ID_A	FLOAT32	0,00...80,00	xIr	Differentialstrom Leiter L1
ID_B	FLOAT32	0,00...80,00	xIr	Differentialstrom Leiter L2
ID_C	FLOAT32	0,00...80,00	xIr	Differentialstrom Leiter L3
IB_A	FLOAT32	0,00...80,00	xIr	Haltestrom Leiter L1
IB_B	FLOAT32	0,00...80,00	xIr	Haltestrom Leiter L2
IB_C	FLOAT32	0,00...80,00	xIr	Haltestrom Leiter L3
I_WINKEL_A1_B1	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Strom Phasenwinkel Leiter L1-L2, Leitungsseite
I_WINKEL_B1_C1	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Strom Phasenwinkel Leiter L2-L3, Leitungsseite
I_WINKEL_C1_A1	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Strom Phasenwinkel Leiter L3-L1, Leitungsseite
I_WINKEL_A2_B2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Strom Phasenwinkel Leiter L3-L1, Sternpunktseite

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
I_WINKEL_B2_C2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Strom Phasenwinkel Leiter L2-L3, Sternpunktseite
I_WINKEL_C2_A2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Strom Phasenwinkel Leiter L3-L1, Sternpunktseite
I_WINKEL_A1_A2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Strom Phasenwinkel zwischen Abgang- und Sternpunktseite, Leiter L1
I_WINKEL_B1_B2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Strom Phasenwinkel zwischen Abgangs- und Sternpunktseite, Leiter L2
I_WINKEL_C1_C2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Strom Phasenwinkel zwischen Abgang- und Sternpunktseite, Leiter L3
MPDIF	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status
IL1-diff	FLOAT32	0,00...80,00		Gemessene Differentialstromamplitude Leiter IL1
IL2-diff	FLOAT32	0,00...80,00		Gemessene Differentialstromamplitude Leiter IL2
IL3-diff	FLOAT32	0,00...80,00		Gemessene Differentialstromamplitude Leiter IL3
IL1-bias	FLOAT32	0,00...80,00		Gemessene Stabilisierungsstromamplitude Leiter IL1
IL2-bias	FLOAT32	0,00...80,00		Gemessene Stabilisierungsstromamplitude Leiter IL2
IL3-bias	FLOAT32	0,00...80,00		Gemessene Stabilisierungsstromamplitude Leiter IL3

4.3.6.9 Technische Daten

Tabelle 483: MPDIF - Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms: f_r ±2 Hz		
		± 3% des eingestellten Wertes oder ± 0,002 x I_r		
Auslösezeit [1)2)]		Mindestens	Typisch	Höchstens
	Untere eingestellte Stufe	36 ms	40 ms	42 ms
	Obere eingestellte Stufe	18 ms	22 ms	27 ms
Rücksetzzeit		< 40 ms		
Rücksetzverhältnis		Üblicherweise 0,95		
Verzögerungszeit		< 20 ms		

1) F_r = 50 Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Stromausgangskontakts

4.4 Unsymmetrieschutz

4.4.1 Schieflastschutz (NSPTOC)

4.4.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Schieflastschutz	NSPTOC	I2>	46

4.4.1.2 Funktionsblock

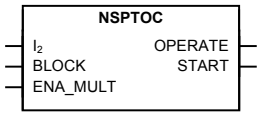


Abb. 301: Funktionsblock

4.4.1.3 Funktionalität

Die Schieflastschutzfunktion NSPTOC dient zur Erhöhung der Empfindlichkeit bei der Erkennung von Einzelleiter- und Leiter-Leiter-Fehlern oder Schieflasten, die

durch unterbrochene Leiter oder asymmetrische Abgangsspannungen bedingt sein können.

NSPTOC kann auch zur Erkennung unterbrochener Leiter verwendet werden.

Die Funktion basiert auf der Messung des Gegensystemstroms. In einer Fehlersituation wird die Funktion angeregt, wenn der Gegensystemstrom den eingestellten Grenzwert überschreitet. Die Auslösezeitkennlinie kann entweder als unabhängige Kennlinie oder als abhängige Kennlinie festgelegt werden. Im unabhängigen Zeitmodus löst die Funktion nach einer voreingestellten Auslösezeit aus und fällt zurück, wenn der Fehlerstrom nicht mehr anliegt. Im abhängigen Zeitmodus stehen stromabhängige Zeit-Kennlinien zur Verfügung.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Es ist möglich, die Ausgänge der Funktion, Zeitgeber oder die Funktion selbst zu blockieren.

4.4.1.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von NSPTOC kann anhand eines Logikdiagramms erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

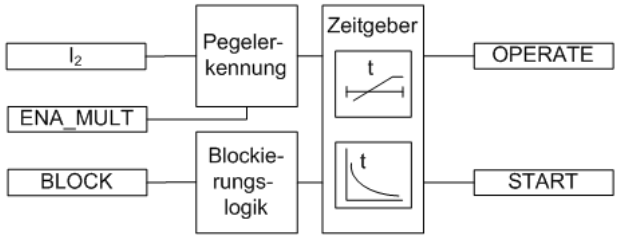


Abb. 302: Logikdiagramm

Pegelerkennung

Der gemessene Strom des Gegensystems wird mit dem eingestellten *Startwert* verglichen. Wenn der gemessene Wert den eingestellten *Startwert* übersteigt, aktiviert die Pegelerkennung das Zeitgeber-Modul. Wenn der Eingang `ENA_MULT` aktiv ist, wird der eingestellte *Start value* mit dem eingestellten *Start value Mult* multipliziert.

Das Gerät akzeptiert weder die Einstellung *Start value* noch *Start value Mult*, falls das Produkt dieser Einstellungen den Einstellbereich *Start value* überschreitet.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang `START`. Abhängig vom Wert der Einstellung *Typ Auslösekennlinie* entspricht die Zeitkennlinie DT oder IDMT. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den Wert *Auslösezeit* im unabhängigen Zeitmodus oder den in der abhängigen Zeitkurve definierten Maximalwert erreicht, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert.

Wenn die vom Benutzer programmierbaren abhängigen Zeitkennlinien gewählt wird, werden die Auslösezeit-Kennlinien durch die Parameter *Kurvenparameter A*, *Kurvenparameter B*, *Kurvenparameter C*, *Kurvenparameter D* und *Kurvenparameter E* definiert.

Wenn eine Rückfallsituation auftritt, d. h. ein Fehler plötzlich verschwindet, bevor die Auslöseverzögerung überschritten ist, wird der Rücksetzzustand des Zeitgebers aktiviert. Das Verhalten des Zeitgebers im Rücksetzzustand ist abhängig von der Kombination der Einstellungen *Operating curve type*, *Type of reset curve* und *Reset delay time*. Wenn die unabhängige Kennlinie ausgewählt wurde, läuft der Rückfallzeitgeber, bis der festgelegte Wert der Einstellung *Reset delay time* überschritten wird. Wenn die abhängigen Kennlinien ausgewählt wurden, kann die Einstellung *Typ Rücksetzkurve* auf einen der Werte "Immediate", "Def time reset" oder "Inverse reset" eingestellt werden. Der Rücksetzkurventyp "Immediate" veranlasst ein sofortiges Rücksetzen. Wenn der Rücksetzkurventyp "Def time reset" ausgewählt wird, hängt die Rücksetzzeit von der Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* ab. Wenn der Rücksetzkurventyp "Inverse reset" ausgewählt wird, hängt die Rücksetzzeit vom Strom während der Rückfallsituation ab. Der Ausgang `START` wird nach Ablauf des Rückfallzeitglieds deaktiviert.

Die Auswahl "Inverse reset" wird nur von ANSI oder benutzerprogrammierbaren Typen der abhängigen Auslösekurven unterstützt. Wenn ein anderer Auslösekurventyp ausgewählt wird, findet während der Rückfallsituation ein sofortiges Rücksetzen statt.

Die Einstellung *Zeitmultiplikator* wird zur Skalierung der abhängigen Auslöse- und -Rücksetzzeiten verwendet.

Der Einstellungsparameter *Minimale Auslösezeit* legt die gewünschte minimale Auslösezeit für die abhängige Kurve fest. Diese Einstellung ist nur relevant, wenn die abhängigen Zeitkennlinien verwendet werden.

Setzen Sie die Einstellung für *Minimale Auslösezeit* umsichtig ein: die Auslösezeit richtet sich nach der abhängigen Zeitkennlinie aber sie muss mindestens den Wert der Einstellung *Minimale Auslösezeit* betragen. Weitere Informationen finden Sie im Abschnitt Abhängige

Zeitkennlinien für Leiter-Überstromrichtungsschutz in diesem Handbuch.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden vom Eingang BLOCK und der globalen Einstellung **Konfiguration/System/ Blockiermodus** gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Geräteprogramms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird das Auslösezeitglied auf den geltenden Wert eingefroren, aber der Ausgang OPERATE wird nicht aktiviert, wenn die Blockierung aktiviert ist. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Ausgang AUSLÖSUNG blockieren" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang OPERATE wird jedoch nicht aktiviert.

4.4.1.5 Anwendung

Da während der normalen, ausgeglichenen Lastbedingungen keine Gegensystem-Stromgrößen vorliegen, können die Schieflast-Schutzelemente für eine schnellere und empfindlichere Auslösung eingestellt werden als der normale Leiter-Überstromschutz für Fehlerbedingungen zwischen zwei Leitern. Der Schieflastschutz bietet auch eine Reserveschutzfunktion für den Erdfehlerschutz an Abgängen in fest und niederohmig geerdeten Netzen.

Der Schieflastschutz bietet einen Reserve-Erdfehlerschutz an der Hochspannungsseite eines Stromwandlers mit Dreiecks-Sternpunktschaltung für Erdfehler, die an der Sternpunkt-Niederspannungsseite auftreten. Tritt ein Erdfehler an der Sternpunktseite des Stromwandlers auf, dann liegen Gegensystem-Stromgrößen an der Dreiecksschaltungsseite des Stromwandlers vor.

Die gebräuchlichste Anwendung des Schieflastschutzes ist möglicherweise der Schutz rotierender Maschinen, bei denen auftretende Gegensystemströme auf unausgeglichene Lastbedingungen hindeuten (unsymmetrische Spannungen). Unausgeglichene Lasten verursachen in der Regel eine übermäßige Erhitzung der Maschine und können auch in einem relativ kurzen Zeitraum zu schweren Schäden führen.

Zur Koordination mit anderen Geräten im Netz stehen auch zahlreiche Zeitkennlinien und Einstellungen zur Zeitmultiplikation zur Verfügung.

4.4.1.6 Signale

Tabelle 484: NSPTOC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_2	SIGNAL	0	Gegensystemstrom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus
AKT_MULT	BOOLEAN	0=False	Aktivierungs-Signal für Strommultiplikator

Tabelle 485: NSPTOC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

4.4.1.7 Einstellungen

Tabelle 486: NSPTOC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	0.01...5.00	xIn	0.01	0.30	Anregewert
Anregewertmultipl	0.8...10.0		0.1	1.0	Multiplikator zur Skalierung des Anregewertes
Zeitmultiplikator	0.05...15.00		0.01	1.00	Zeit-Multiplikator in IEC/ANSI AMZ-Kurven
Auslöseverzögerung	40...200000	ms	10	40	Auslöseverzögerung
Auslösekurve	1=ANSI Ext. inv. 2=ANSI Sehr inv. 3=ANSI Norm. inv. 4=ANSI Mod. inv. 5=UMZ (ANSI) Zeit 6=L.T.E. inv. 7=L.T.V. inv. 8=L.T. inv. 9=IEC Norm. inv. 10=IEC Sehr inv. 11=IEC inv. 12=IEC Ext. inv. 13=IEC S.T. inv. 14=IEC L.T. inv. 15=IEC UMZ Zeit 17=Programmierbar 18=RI Typ 19=RD Typ			15=IEC UMZ Zeit	Auswahl der Zeitverzögerungskurve

Tabelle 487: NSPTOC Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzkurve	1=Sofort 2=Unabh.Rücksetzzeit 3=Inv. Rücksetzzeit			1=Sofort	Auswahl des Rücksetzkurventyps

Tabelle 488: NSPTOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Kurvenparameter A	0.0086...120.0000		1	28.2000	Parameter A für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter B	0.0000...0.7120		1	0.1217	Parameter B für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter C	0.02...2.00		1	2.00	Parameter C für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter D	0.46...30.00		1	29.10	Parameter D für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter E	0.0...1.0		1	1.0	Parameter E der programmierbaren Kurve

Tabelle 489: NSPTOC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Min. Auslösezeit	20...60000	ms	1	20	Minimale Auslösezeit für IDMT-Kurven
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit

4.4.1.8 Überwachte Daten

Tabelle 490: NSPTOC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
NSPTOC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.4.1.9 Technische Daten

Tabelle 491: NSPTOC Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_r		
		± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_r		
Anregezeit[1)2)]		Mindestens	Typisch	Höchstens
	I_{Fehler} = 2 × eingestellter Wert *Anregewert* I_{Fehler} = 10 × eingestellter Wert *Anregewert*	23 ms 15 ms	26 ms 18 ms	28 ms 20 ms
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis		Üblicherweise 0,96		
Verzögerungszeit		< 35 ms		
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus		±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms		
Auslösegenauigkeit im "Inverse Time"-Modus		± 5,0 % des theoretischen Wertes oder ±20 ms [3)]		
Oberschwingungsunterdrückung		DFT: -50 dB bei f = n × f_r, wenn n = 2, 3, 4, 5,…		

1) Gegenstrom vor Fehler = 0,0, f_r = 50 Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts
3) Höchstens *Anregewert* = 2,5 × I_r, *Anregewert* wird mit Werten zwischen 1,5 und 20 multipliziert

4.4.1.10 Technische Änderungshistorie

Tabelle 492: NSPTOC Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Mindest- und Standardwerte für die Einstellung *Operate delay time* auf 40 ms geändert
C	Schrittwert für die Einstellung *Zeitmultiplikator* von 0,05 auf 0,01 geändert
D	Interne Verbesserung.
E	Interne Verbesserung

4.4.2 Leiterausfallschutz (PDNSPTOC)

4.4.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Leiterausfallschutz	PDNSPTOC	I2/I1>	46PD

4.4.2.2 Funktionsblock

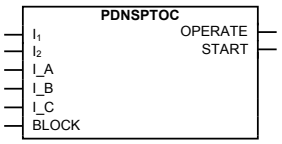


Abb. 303: Funktionsblock

4.4.2.3 Funktionalität

Die Leiterausfallschutzfunktion PDNSPTOC wird für die Erkennung unausgeglichener Situationen durch unterbrochene Leiter eingesetzt.

Die Funktion wird angeregt und ausgelöst, wenn der Schieflaststrom I_2/I_1 den eingestellten Grenzwert übersteigt. Um eine fehlerhafte Auslösung zu vermeiden, muss mindestens ein Leiterstrom den Mindestpegel überschreiten. PDNSPTOC löst gemäß der unabhängigen Kennlinie aus.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Der Funktionsausgang, Zeitgeber oder die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.4.2.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von PDNSPTOC kann anhand eines Logikdiagramms erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

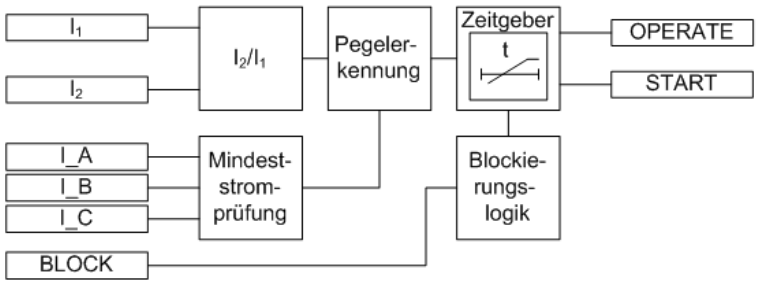


Abb. 304: Logikdiagramm

I_2/I_1

Das Modul I_2/I_1 berechnet das Verhältnis von Gegen- und Mitsystemstrom. Es übergibt den berechneten Wert an die Pegelerkennung.

Pegelerkennung

Die Pegelerkennung vergleicht den berechneten Quotienten aus der Gegen- und Mitsystemstromkomponente mit dem eingestellten *Startwert*. Wenn der berechnete Wert den eingestellten *Startwert* übersteigt und das Modul zur Überprüfung des Mindeststroms den Wert für *Min Leiterstrom* überschritten hat, meldet die Pegelerkennung die Wertüberschreitung an den Zeitgeber.

Prüfung Mindeststrom

Das Modul Prüfung Mindeststrom prüft, ob die gemessenen Leiterströme über dem eingestellten Wert von *Min phase current* liegen. Mindestens einer der Leiterströme muss über dem eingestellten Grenzwert liegen, um das Pegelerkennungsmodul zu aktivieren.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang `START`. Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den über *Auslöseverzögerung* festgelegten Wert erreicht, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert. Wenn der Fehler verschwindet, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter *Reset delay time* eingestellten Wert erreicht, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang `START` wird deaktiviert.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden vom Eingang `BLOCK` und der globalen Einstellung **Konfiguration/System/ Blockiermodus** gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs `BLOCK` ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Geräteprogramms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals `BLOCK` wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslösezeitgeber auf den geltenden Wert eingefroren, aber der Ausgang `OPERATE` wird nicht aktiviert, wenn die Blockierung aktiviert ist. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Ausgang AUSLÖSUNG blockieren" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang `OPERATE` wird jedoch nicht aktiviert.

4.4.2.5 Anwendung

Bei Anwendungen in einem Verteilungs- und Übertragungsnetz kann der Leiterausfallschutz in einem Leiter einen Anstieg der Nullsystemspannung und kurze

Überspannungsspitzen sowie eine Schwankungen im entsprechenden Leiter verursachen.

PDNSPTOC ist ein dreiphasiger Schutz mit unabhängiger Kennlinie, der für die Erkennung unterbrochener Leiter in Verteil- und Übertragungsnetzen konzipiert wurde. Die Funktion eignet sich sowohl für Freileitungen als auch für unterirdische Kabel.

Die Auslösung von PDNSPTOC basiert auf dem Verhältnis zwischen Mit- und Gegensystemströmen. Dadurch wird eine höhere Empfindlichkeit und Stabilität im Vergleich zum reinen Gegensystemstrom-Schutz erzielt, da das berechnete Verhältnis von Mit- und Gegensystemströmen bei Lastschwankungen äußerst konstant ist.

Die Schieflast des Netzes wird durch die Überwachung des Verhältnisses zwischen Mit- und Gegensystemströmen erkannt, wobei der Wert des Gegensystemstroms I_2 und der des Mitsystemstroms I_1 entspricht. Die Schieflast wird gemäß der folgenden Gleichung berechnet.

$$IVerhältnis = \frac{I_2}{I_1}$$

(Gleichung 126)

Fehlersituationen aufgrund eines unterbrochenen Leiters kann in Leiter L1 in einem Abgang auftreten.

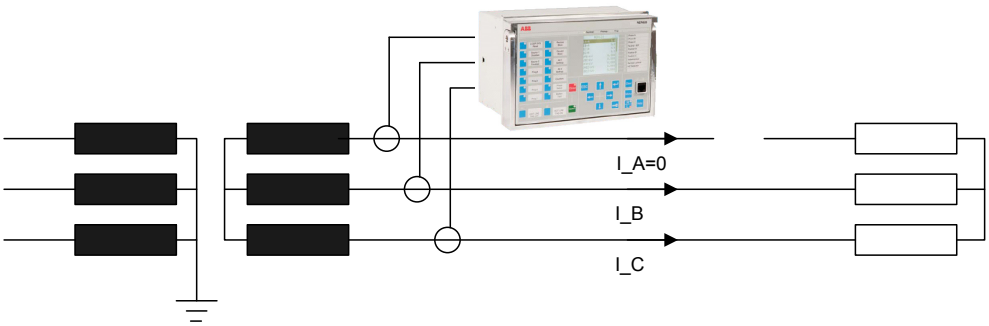


Abb. 305: Fehler aufgrund eines unterbrochenen Leiters L1 in einem Verteil- oder Übertragungsabgang

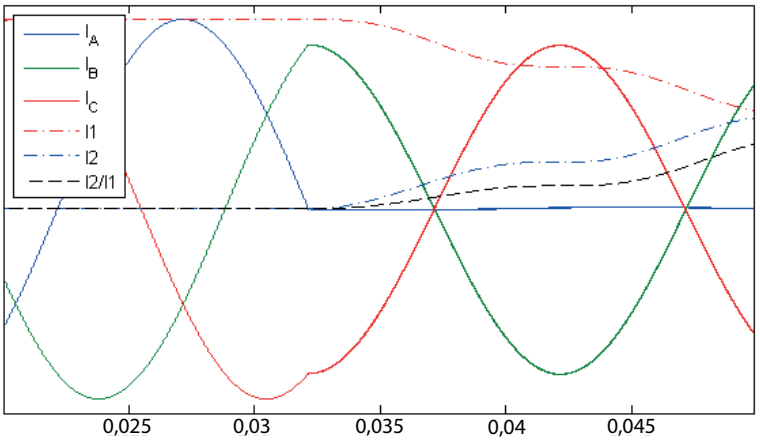


Abb. 306: Dreiphasige Strombeträge bei einem Fehler aufgrund einer Unterbrechung in Leiter L1 mit einem Verhältnis zwischen Mit- und Gegensystemströmen

4.4.2.6 Signale

Tabelle 493: PDNSPTOC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_1	SIGNAL	0	Mitsystemstrom
I_2	SIGNAL	0	Gegensystemstrom
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 494: PDNSPTOC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

4.4.2.7 Einstellungen

Tabelle 495: PDNSPTOC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	10...100	%	1	10	Anregewert
Auslöseverzögerung	100...30000	ms	1	100	Auslöseverzögerung

Tabelle 496: PDNSPTOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein

Tabelle 497: PDNSPTOC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit
Min. Phasenstrom	0.05...0.30	xIn	0.01	0.10	Minimaler Phasenstrom

4.4.2.8 Überwachte Daten

Tabelle 498: PDNSPTOC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
VERH_I2_I1	FLOAT32	0.00...999.99	%	Gemessenes Stromverhältnis I2 / I1
PDNSPTOC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.4.2.9 Technische Daten

Tabelle 499: PDNSPTOC Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz
	±2% des eingestellten Wertes
Anregezeit	< 70 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Verzögerungszeit	< 35 ms
Auslösegenauigkeit im unabhängigen Modus	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wobei n = 2, 3, 4, 5,…

4.4.2.10 Technische Änderungshistorie

Tabelle 500: PDNSPTOC Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Interne Verbesserung.
C	Interne Verbesserung.
D	Interne Verbesserung.

4.4.3 Drehfeldüberwachung (PREVPTOC)

4.4.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Drehfeldüberwachung	PREVPTOC	I2>>	46R

4.4.3.2 Funktionsblock

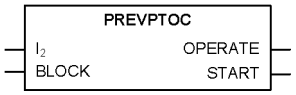


Abb. 307: Funktionsblock

4.4.3.3 Funktionalität

Die Drehfeldüberwachungsfunktion PREVPTOC wird eingesetzt, um den umgekehrten Anschluss der Leiter an einem dreiphasigen Motor zu erkennen, indem der Gegensystemstrom I_2 des Motors überwacht wird.

PREVPTOC wird angeregt und ausgelöst, wenn I_2 den eingestellten Grenzwert übersteigt. PREVPTOC löst gemäß der unabhängigen Zeitkennlinie (DT) aus. PREVPTOC basiert auf dem Berechneten Wert I_2, und die Funktion erkennt zu hohe Werte von I_2 beim Anfahren des Motors. Die überhöhten Werte von I_2 werden durch fehlerhaft angeschlossene Leiter verursacht, was dazu führt, dass der Motor in der falschen Richtung dreht.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Zeitgeber bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.4.3.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von PREVPTOC kann mit einem Logikdiagramm erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

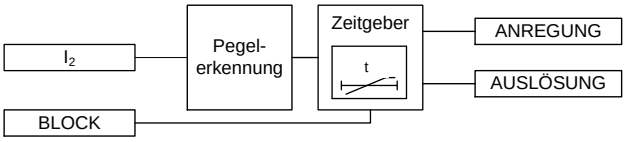


Abb. 308: Logikdiagramm

Pegelerkennung

Die Pegelerkennung vergleicht die Stromkomponente des Gegensystems mit dem eingestellten *Startwert*. Wenn der Wert I_2 den eingestellten *Start value* übersteigt, sendet die Pegelerkennung ein Aktivierungssignal an das Zeitgebermodul.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang `START`. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den eingestellten Wert *Operate delay time* erreicht, wird der Ausgang `OPERATE` aktiviert. Wenn der Fehler verschwindet, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber einen Wert von 200 ms erreicht, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt und der Ausgang `START` aktiviert.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

4.4.3.5 Anwendung

Die Drehung eines Motors in Gegenrichtung ist kein wünschenswerter Betriebszustand. Wenn der Motor z. B. Gebläse und Pumpen antreibt, und die Drehrichtung aufgrund einer falschen Leiterfolge umgekehrt wird, kann der angetriebene Prozess gestört und der Kühlluftzustrom zum Motor ebenfalls umgekehrt werden. Bei Motoren, die nur für eine bestimmte Drehrichtung ausgelegt sind, kann eine Umkehrung der Drehrichtung bei entsprechender Auslegung der Gebläse zu mangelnder Kühlung des Motors führen.

Bei einem Motor kann der Wert der Gegenkomponente der Leiterströme weitestgehend vernachlässigt werden, verglichen mit der Komponente der Ströme bei Normalbetrieb des Motors. Wenn der Motor jedoch mit umgekehrt angeschlossenen Leitern angefahren wird, nimmt I_2 einen sehr hohen Wert an. Wann immer also der Wert I_2 den Startwert übersteigt, erkennt die Funktion die umgekehrte Drehrichtung und liefert ein Auslösesignal, das den Motor von der Stromversorgung trennt.

4.4.3.6 Signale

Tabelle 501: PREVPTOC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_2	SIGNAL	0	Gegensystemstrom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 502: PREVPTOC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

4.4.3.7 Einstellungen

Tabelle 503: PREVPTOC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	0.05...1.00	xIn	0.01	0.75	Anregewert
Auslöseverzögerung	100...60000	ms	10	100	Auslöseverzögerung

Tabelle 504: PREVPTOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein

4.4.3.8 Überwachte Daten

Tabelle 505: PREVPTOC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
PREVPTOC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.4.3.9 Technische Daten

Tabelle 506: PREVPTOC - Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz		
		± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_n		
Anregezeit[1)2)]		Mindestens	Typisch	Höchstens
	I_{Fehler} = 2,0 × eingestellter Wert *Anregewert*	23 ms	25 ms	28 ms
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis		Üblicherweise 0,96		
Verzögerungszeit		< 35 ms		
Auslösegenauigkeit im unabhängigen Modus		±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms		
Oberschwingungsunterdrückung		DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wobei n = 2, 3, 4, 5,…		

1) Gegensystemstrom vor = 0,0, f_n = 50 Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.4.3.10 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 507: PREVPTOC Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Interne Verbesserungen.

4.4.4 Schieflastschutz (MNSPTOC)

4.4.4.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Schieflastschutz für Maschinen	MNSPTOC	I2>M	46M

4.4.4.2 Funktionsblock

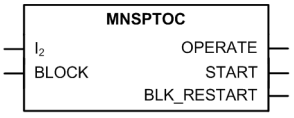


Abb. 309: Funktionsblock

4.4.4.3 Funktion

Die Schieflastschutzfunktion MNSPTOC schützt Elektromotoren vor asymmetrischer Belastung. Schon eine kleine Spannungsunsymmetrie kann einen hohen Schieflaststrom im Motor erzeugen. So erzeugt z. B. eine Spannungsunsymmetrie von 5 Prozent im Stator einen Schieflaststrom von 30 Prozent des vollen Laststroms, wodurch sich der Motor gefährlich aufheizen kann. MNSPTOC erkennt den Schieflaststrom und trennt den Motor von der Stromversorgung.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Zeitgeber bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.4.4.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von MNSPTOC lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

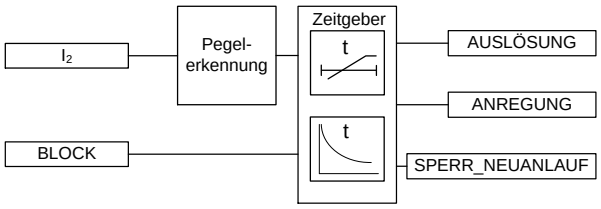


Abb. 310: Logikdiagramm

Pegelerkennung

Der berechnete Gegenkomponentenstrom wird mit dem eingestellten *Startwert* verglichen. Wenn der gemessene Wert den eingestellten *Startwert* übersteigt, aktiviert die Funktion das Zeitgeber-Modul.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert ist, aktiviert er den Ausgang `START`. Abhängig vom Wert der Einstellung *Typ Auslösekennlinie* entspricht die Zeitkennlinie DT oder IDMT. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den Wert der Einstellung *Auslöseverzögerung* im unabhängigen Zeitmodus oder den in der inversen Zeitkurve definierten Maximalwert erreicht, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert.

In einer Rückfallsituation, wenn also der Wert des Gegensystemstroms unter den *Startwert* abfällt, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert, und der Ausgang `START` wird nach Ablauf der *Rückfallzeitverzögerung* für die unabhängige Kennlinie

zurückgesetzt. Bei abhängiger Kurve hängt die Rücksetzzeit vom ausgewählten Kurventyp ab.

Bei den abhängigen Zeitkennlinien können die minimalen und maximalen Auslösezeiten über den Wert *Minimale Auslösezeit* bzw. *Maximale Auslösezeit* definiert werden. Der eingestellte Parameterwert *Maschinen Zeit Mult* entspricht der Maschinenkonstante, die der Konstante I_2^2t der Maschine laut Herstellerangabe entspricht. Im Falle einer Abweichung zwischen dem Bemessungsstrom des verwendeten CT und dem des zu schützenden Motors können die abhängigen Zeitkennlinien für den Motor über die Einstellung *Stromreferenz* angepasst werden.

Durch die Aktivierung des Ausgangs `AUS (Auslösung)` wird der Ausgang `BLK_RESTART` aktiviert. Durch die Deaktivierung des Ausgangs `AUS (Auslösung)` wird der Abkühl-Zeitgeber aktiviert. Der Zeitgeber wird auf den für die Einstellung *Abkühlzeit* eingegebenen Wert eingestellt. Der Ausgang `BLK_RESTART` bleibt aktiv, bis der Abkühl-Zeitgeber abgelaufen ist. Wenn der Gegenkomponentenstrom während dieser Zeit den eingestellten Wert übersteigt, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` sofort aktiviert.

Der Ausgang `T_ENARESTART` gibt an, wie lange der Ausgang `BLK_RESTART` aktiv bleibt, d. h. die verbleibende Zeit bis zum Ablauf des Abkühl-Zeitgebers. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

4.4.4.5 Zeitkennlinien

MNSPTOC unterstützt unabhängige und abhängige Kennlinien. Die Kennlinien des unabhängigen Zeitgebers können durch Auswahl von "unabhängig DT (ANSI) " oder "unabhängig DT (IEC) " in der Einstellung *Typ Auslösekennlinie* ausgewählt werden. Die Funktion ist in beiden Fällen identisch. Werden die unabhängige Eigenschaften ausgewählt, dann wird die Funktion nur durch die Einstellungen *Auslöseverzögerung* und *Rückfallzeitverzögerung* beeinflusst.

Das Schutzgerät stellt zwei benutzerprogrammierbare abhängige charakteristische Kurven zur Verfügung: "abhängige Zeitkennlinie A" und "abhängige Zeitkennlinie B".

Strombasierte AMZ

In abhängigen Modi ist die Auslösezeit abhängig vom momentanen Stromwert: Je höher der Strom, desto kürzer die Auslösezeit. Die Berechnung oder Integration der Auslösezeit beginnt sofort, nachdem der Strom den eingestellten *Startwert* überschritten hat und der Ausgang `START` aktiviert wurde.

Der Ausgang `AUS (Auslösung)` dieser Komponente wird aktiviert, wenn die kumulative Summe des zur Berechnung der Überstromsituation verwendeten Integrators den vom Inverse Time-Modus festgelegten Wert überschreitet. Der

eingestellte Wert hängt vom ausgewählten Kurventyp und von den verwendeten Einstellungen ab.

Die Einstellungen *Minimale Auslösezeit* und *Maximale Auslösezeit* legen die mögliche minimale und maximale Auslösezeit für den abhängigen Zeitmodus fest. Zum Einstellen dieser Parameter wird empfohlen, sich die jeweiligen abhängigen Zeitkennlinien genau anzusehen.

Inv. Kurve A

Die Inverse Time-Gleichung für Kurven vom Typ A lautet:

$$t[s] = \frac{k}{\left(\frac{I_2}{I_r}\right)^2}$$

(Gleichung 127)

t [s] Auslösezeit in Sekunden

k Eingestellter Wert *Maschinen Zeit Mult*

I_2 Gegensystemstrom

I_r Eingestellter *Bemessungsstrom*

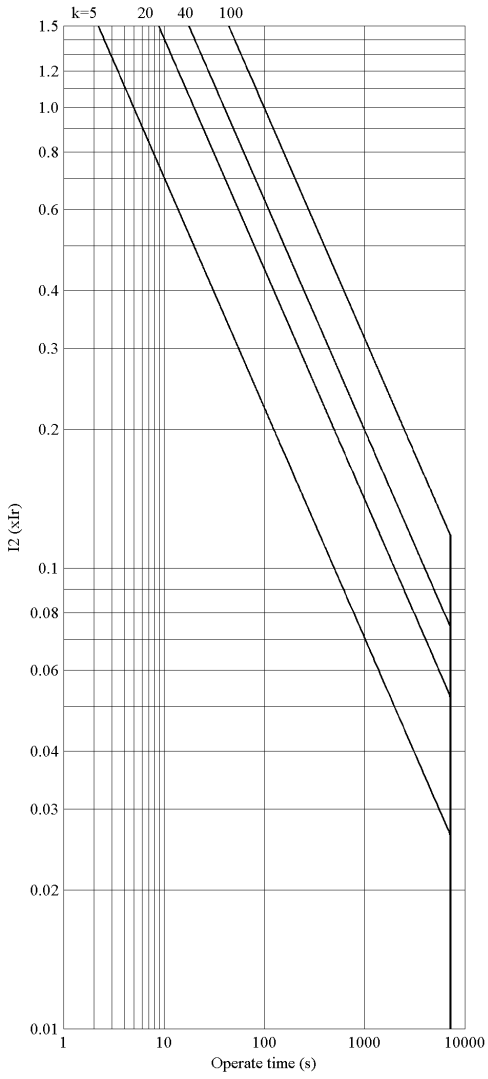


Abb. 311: MNSPTOC Inverse Kurve A

Wenn der Gegensystemstrom unter den eingestellten *Startwert* abfällt, definiert sich die Rücksetzzeit wie folgt:

$$t[s] = a \times \left(\frac{b}{100} \right)$$

(Gleichung 128)

t [s] Rücksetzzeit in Sekunden

a Eingestellte *Abkühlzeit*

b verstrichene Startdauer in Prozent (START_DAU)

Wenn die Rücksetzdauer beginnt, wird die Zeit, während START aktiv war, gespeichert. Wenn der Fehler erneut eintritt, also der Gegensystemstrom während der Rücksetzdauer über den eingestellten Wert ansteigt, werden die Auslöseberechnungen unter Verwendung der gespeicherten Werte fortgesetzt. Wenn die Auslösedauer verstreicht, ohne dass ein Fehler erkannt wird, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt und die als Startdauer gespeicherten Werte und die Integration gelöscht.

Inv. Kurve B

Die Inverse Time-Gleichung für Kurven vom Typ B lautet:

$$t[s] = \frac{k}{\left(\frac{I_2}{I_r}\right)^2 - \left(\frac{I_S}{I_r}\right)^2}$$

(Gleichung 129)

t [s] Auslösezeit in Sekunden

k *Maschinen Zeit Mult*

I_2 Gegensystemstrom

I_S Eingestellter *Startwert*

I_r Eingestellter *Bemessungsstrom*

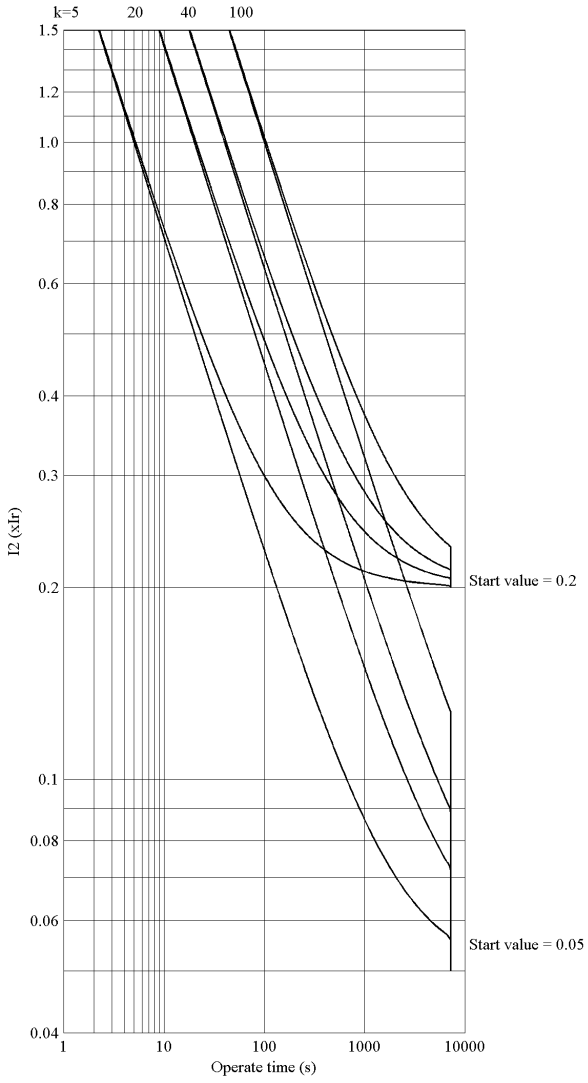


Abb. 312: MNSPTOC Inverse Kurve B

Wenn der Fehler verschwindet, fällt der Gegensystemstrom unter die Einstellung *Startwert* ab, und der Ausgang `START` wird deaktiviert. Die Rücksetzung der Funktion erfolgt jedoch nicht unverzüglich. Das Zurücksetzen hängt von der Gleichung oder von der Einstellung *Abkühlzeit* ab.

Der Zeitgeber wird auf zweierlei Arten zurückgesetzt:

- Bei einem Abfall des Gegensystemstroms unter den Startwert wird die Subtraktion im Nenner negativ, und die kumulative Summe beginnt abzunehmen. Die Abnahme der Summe zeigt, dass die Abkühlung der Maschine

eingesetzt hat, und die Abkühlgeschwindigkeit hängt vom Wert der Stromkomponente des Gegensystems ab. Wenn die Summe Null erreicht, ohne dass ein Fehler erkannt wurde, endet die Kumulierung und der Zeitgeber wird zurückgesetzt.
- Wenn die durch die Einstellung *Abkühlzeit* festgelegte Rücksetzzeit verstreicht, ohne dass ein Fehler erkannt wurde, wird der Zeitgeber zurückgesetzt.

Die Rücksetzzeit entspricht also der Einstellung *Abkühlzeit* oder endet, wenn die Auslösezeit auf Null abgefallen ist, je nachdem, welcher Wert niedriger ist.

4.4.4.6 Anwendung

Bei einem Drehstrommotor können Unsymmetrien durch einphasigen Betrieb, Spannungsunsymmetrie von der Versorgung oder durch einpolige Fehler verursacht werden. Der Gegensystemstrom beschädigt den Motor während des Betriebs unter Spannungsunsymmetrie, folglich wird der Gegensystemstrom zur Kontrolle der Unsymmetrie überwacht.

Wenn die an einen laufenden Motor gelieferten Spannungen unsymmetrisch werden, bleibt der Mitsystemstrom im Wesentlichen unverändert, doch fließt aufgrund der Unsymmetrie Gegensystemstrom. Wenn die Unsymmetrie z. B. durch eine Leerlaufschaltung auf einem beliebigen Leiter verursacht wird, fließt ein Gegensystemstrom von der Stärke des zuvor auf dem intakten Leiter herrschenden Laststroms, jedoch mit umgekehrter Richtung. Die Kombination aus Mit- und Gegensystemstrom erzeugt in jedem intakten Leiter einen Leiterstrom von etwa dem 1,7-fachen der vorherigen Last und im offengeschalteten Leiter einen Summenstrom.

Die Gegensystemströme fließen durch die Statorwindungen und induzieren in den Rotorwicklungen eine Gegensystemspannung. Dies kann zu einem hohen Rotorstrom führen, der die Rotorwicklung beschädigen kann. Die Frequenz des induzierten Stroms beträgt etwa das Doppelte der Versorgungsfrequenz. Aufgrund von Skineffekten trifft der induzierte Strom mit der doppelten Frequenz des Versorgungsstroms auf einen hohen Rotorwiderstand, was selbst bei Leiterströmen unterhalb des Bemessungsstromwerts des Rotors eine starke Erwärmung zur Folge hat.

Die Gegensystemimpedanz der Induktion in einen Synchronmotor entspricht ungefähr der Anzugsimpedanz, also einem Sechstel der normalen Motorimpedanz, unter der Prämisse, dass der Motor einen Anzugsstrom vom Sechsfachen des Bemessungsstroms hat. Daher kann schon eine Spannungsunsymmetrie von drei Prozent zu einem Gegensystemstrom von 18 Prozent in den Windungen des Stators führen. Der Anstieg der Motortemperatur infolge des zusätzlichen Stroms beträgt 30 bis 40 Prozent - dies zeigt, wie schwerwiegend dieser Effekt sein kann.

4.4.4.7 Signale

Tabelle 508: MNSPTOC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_2	SIGNAL	0	Gegensystemstrom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 509: MNSPTOC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung
SPERR_NEUAN-LAUF	BOOLEAN	Therm. Überlast Einschaltsperre

4.4.4.8 Einstellungen

Tabelle 510: MNSPTOC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	0.01...0.50	xIn	0.01	0.20	Anregewert
Auslösekurve	5=unabhängige (ANSI) Zeit 15=IEC unabhängige Zeit 17=Inv. Kurve A 18=Inv. Kurve B			15=IEC unabhängige Zeit	Auswahl der Zeitverzögerungskurve
Zeitmultiplikator Maschine	5.0...100.0		0.1	5.0	Maschinenabhängige Zeitkonstante
Auslöseverzögerung	100...120000	ms	10	1000	Auslöseverzögerung

Tabelle 511: MNSPTOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Maximale Auslösezeit	500000...7200000	ms	1000	1000000	Maximale Auslösezeit unabhängig von der inversen Charakteristik
Min. Auslösezeit	100...120000	ms	1	100	Minimale Auslösezeit für IDMT-Kurven
Abkühlzeit	5...7200	s	1	50	Notwendige Zeit zur Abkühlung der Maschine

Tabelle 512: MNSPTOC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Stromreferenz	0.30...2.00	xIn	0.01	1.00	Arbeitsstrom (Ir) der Maschine (nur bei IDMT verwendet)
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit

4.4.4.9 Überwachte Daten

Tabelle 513: MNSPTOC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
T_ERL_NEUSTART	INT32	0...10000	s	Verbl. Zeit bis Freigabe der Wiedereinschaltung
MNSPTOC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.4.4.10 Technische Daten

Tabelle 514: MNSPTOC Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_r		
		± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 x I_r		
Anregezeit[1)2)]		Mindestens	Typisch	Höchstens
	I_{Fehler} = 2,0 × eingestellter Wert *Anregewert*	23	25 ms	28 ms
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis		Üblicherweise 0,96		
Verzögerungszeit		< 35 ms		
Auslösegenauigkeit im unabhängigen Modus		±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms		
Auslösegenauigkeit im abhängigen Modus		± 5,0 % des theoretischen Wertes oder ±20 ms[3)]		
Oberschwingungsunterdrückung		DFT: -50 dB bei f = n × f_r, wobei n = 2, 3, 4, 5,…		

1) Gegensystemstrom vor = 0,0, f_r = 50 Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts
3) *Anregewert* wird mit Werten zwischen1,10 und 5,00 multipliziert

4.4.4.11 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 515: MNSPTOC Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Interne Verbesserungen.
C	Interne Verbesserungen.

4.5 Spannungsschutz

4.5.1 Überspannungsschutz (PHPTOV)

4.5.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Überspannungsschutz	PHPTOV	3U>	59

4.5.1.2 Funktionsblock

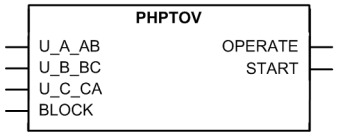


Abb. 313: Funktionsblock

4.5.1.3 Funktion

Der Überspannungsschutz PHPTOV schützt Netzbetriebsmittel, wie z. B. Generatoren, Transformatoren, Motoren und Stromleitungen, vor Überspannungen, die die Isolation beschädigen oder zerstören können. Die Funktion für einen Überspannungsschutz umfasst einen Einstellwert zur Erkennung von Überspannung in einem Leiter, in zwei Leitern oder in drei Leitern.

PHPTOV schließt DT- und IDMT-Merkmale für die Auslöseverzögerung ein.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Zeitgeber bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.5.1.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von PHPTOV lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

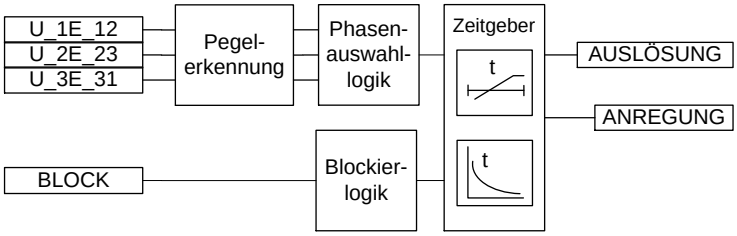


Abb. 314: Logikdiagramm

Pegelerkennung

Der Grundfrequenzanteil der gemessenen dreiphasigen Spannung wird leiterweise mit dem in der Einstellung *Startwert* festgelegten Wert verglichen. Wenn der gemessene Wert höher ist als der unter *Startwert* eingestellte Wert, aktiviert die Pegelerkennung das Leiterauswahl-Logikmodul. Die Einstellung *Relative Hysterese* kann verwendet werden, um unnötige Schwingungen zu vermeiden, wenn das Eingangssignal sich geringfügig von der Einstellung *Startwert* unterscheidet. Nachdem der Hysteresebereich verlassen wurde, muss die Startbedingung erneut erfüllt werden. Eine Rückkehr des Signals in den Hysteresebereich ist nicht ausreichend.

Die Einstellung *Spannungsauswahl* dient zur Auswahl der Leiter-Erde- oder Leiter-Leiter-Spannungen für die Schutzfunktion.

Für den spannungsabhängigen Auslösemodus umfassen die Gleichungen der abhängigen Zeitkennlinie intermittierende Charakteristiken. Die Einstellung *Kurven-Sat relativ* wird verwendet, um eine versehentliche Auslösung zu unterbinden.

Eine detailliertere Beschreibung der abhängigen Zeitkennlinien und der Verwendung der Einstellung *Kurven-Sat relativ* finden Sie im Abschnitt Sättigung der abhängigen Zeitkennlinien für Überspannungsschutz in diesem Handbuch.

Leiterauswahllogik

Sind die Fehlerkriterien in der Pegelerkennung erfüllt, dann erkennt die Leiterauswahllogik die Leiter in denen der Fehlerpegel erkannt wurde. Wenn die Anzahl der fehlerhaften Leiter dem unter *Anzahl der Leiteranreg.* eingestellten Wert entspricht, aktiviert die Leiterauswahllogik den Zeitgeber.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang `START`. Abhängig vom Wert der Einstellung *Typ Auslösekennlinie* entspricht die ausgewählte Zeitkennlinie DT oder IDMT.

Eine detaillierte Beschreibung der abhängigen Zeitkennlinien für Spannung finden Sie im Abschnitt Abhängige Zeitkennlinien für Überspannungsschutz in diesem Handbuch.

Wenn der Auslöse-Zeitgeber den Wert der Einstellung *Auslöseverzögerung* im unabhängigen Zeitmodus oder den von der abhängigen Kurve definierten Maximalwert erreicht, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert.

Wenn die vom Benutzer programmierbaren abhängigen Zeitkennlinien ausgewählt werden, wird die Auslösezeitcharakteristik durch die Parameter *Kurvenparameter A*, *Kurvenparameter B*, *Kurvenparameter C*, *Kurvenparameter D* und *Kurvenparameter E* definiert.

Wenn eine Rückfallsituation eintritt, d. h. ein Fehler plötzlich verschwindet, bevor die Auslöseverzögerung überschritten ist, wird der Rücksetzzustand aktiviert. Das Verhalten in der Rückfallsituation hängt von der gewählten Auslösezeitcharakteristik ab. Wenn die unabhängige Charakteristik ausgewählt wurde, läuft der Rücksetz-Zeitgeber, bis der für die *Rückfallzeitverzögerung* festgelegte Wert überschritten wird. Wenn die Dauer der Rückfallsituation den für die *Rückfallzeitverzögerung* festgelegten Wert überschreitet, wird der Zeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang `START` wird deaktiviert.

Wenn die abhängige Auslösezeitkurve gewählt wird, hängt die Funktionsweise des Zeitgebers in einer Rückfallsituation von der Kombination aus den Einstellungen unter *Typ Rücksetzkurve*, *Typ der Rücksetzzeit* und *Rückfallzeitverzögerung* ab.

Tabelle 516: Funktionalität der Rücksetzverzögerung bei Auswahl der abhängigen Auslösezeitkurve

Rücksetzfunktion		Einstellung Typ Rücksetzkurve	Einstellung Typ der Rücksetzzeit	Einstellung Rückfallzeitverzögerung
Rücksetzen ohne Verzögerung	Der Auslöse-Zeitgeber wird ohne Verzögerung zurückgesetzt, sobald eine Rückfallsituation eintritt	"Sofort"	Einstellung hat keine Auswirkung	Einstellung hat keine Auswirkung
Einfrieren des Zeitgebers	Der Auslöse-Zeitgeber wird während einer Rückfallsituation eingefroren	"Unabh. Rücksetzzeit"	"Ausl-zeit einfrieren"	Nach Überschreiten des unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Werts wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt.
Lineare Abnahme	Der Wert des Auslöse-Zeitgebers nimmt während der Rückfallsituation linear ab.	"Unabh. Rücksetzzeit"	“Verkl. Ausl.-Zeitgeber”	Nach Überschreiten des unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Werts wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt.

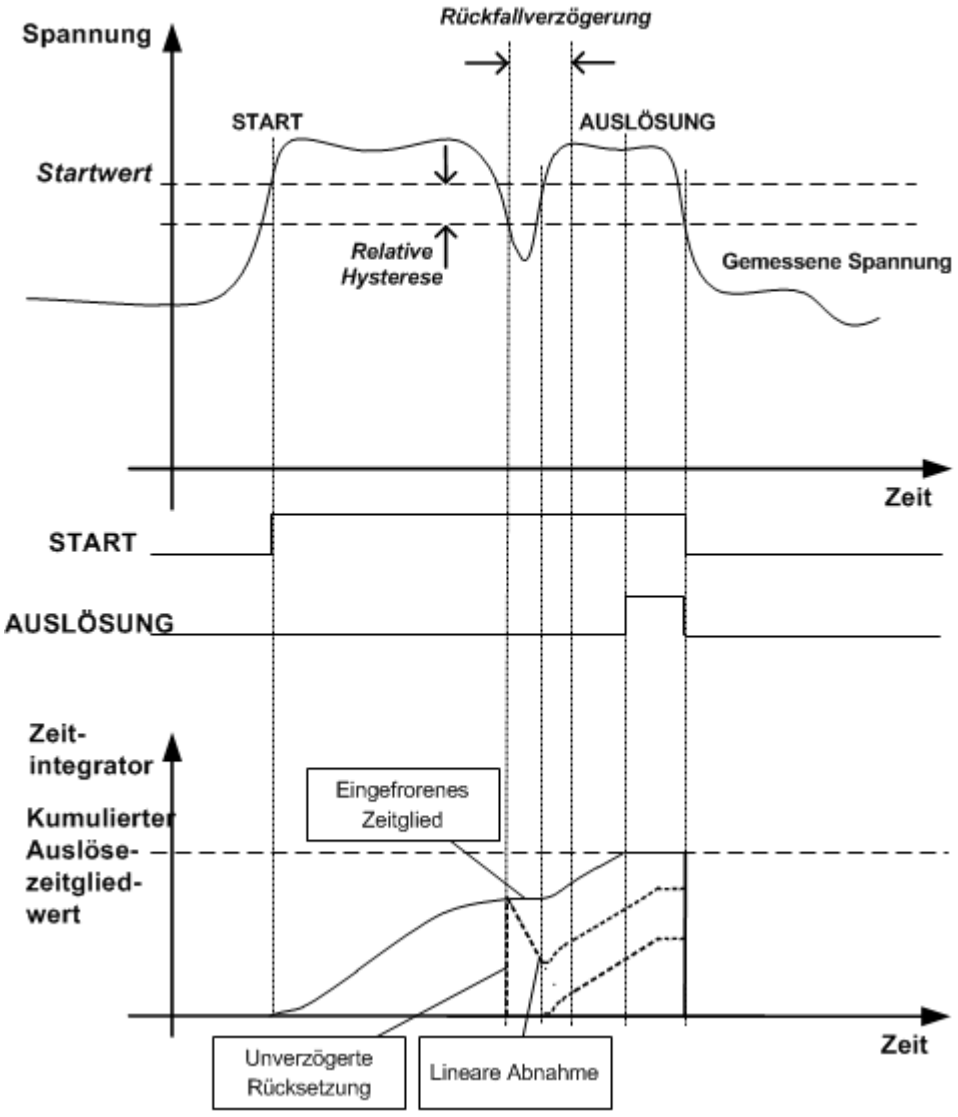


Abb. 315: Verhalten verschiedener abhängiger Rücksetzmodi Auslösesignal basiert auf den Einstellungen Typ Rücksetzkurve = "Unabh. Rücksetzzeit" und Typ der Rücksetzzeit= "Ausl-zeit einfrieren". Die Auswirkung der anderen Rücksetzmodi ist ebenfalls dargestellt

Die Einstellung *Zeitmultiplikator* wird verwendet, um die abhängigen Auslösezeiten zu skalieren.

Der Einstellparameter *Minimale Auslösezeit* legt die gewünschte minimale Auslösezeit für die abhängige Kurve fest. Diese Einstellung ist nur relevant, wenn die abhängigen Zeitkennlinien verwendet werden.

Setzen Sie die Einstellung für *Minimale Auslösezeit* umsichtig ein: die Auslösezeit richtet sich nach der abhängigen Zeitkennlinie, aber sie muss mindestens den Wert der Einstellung *Minimale Auslösezeit*

betragen. Weitere Informationen finden Sie im Abschnitt Abhängige Zeitkennlinien für Überspannungsschutz in diesem Handbuch.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU, der das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und der festgelegten Auslösezeit anzeigt. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden gesteuert durch den Eingang `BLOCK` und die globale Einstellung **Konfiguration/ System/Blockiermodus**, die den Blockiermodus bestimmt. Die Steuerung des Eingangs `BLOCK` ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Programms des Schutzgeräts möglich. Der Einfluss der Aktivierung des `BLOCK`-Eingangssignals wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslösezeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren, jedoch wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` nicht deaktiviert, wenn die Blockierung aktiviert ist. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Blockierung des Auslöseausgangs" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang `AUS (Auslösung)` wird jedoch nicht aktiviert.

Der Blockiermodus "Zeitgeber einfrieren" hat im Modus "Inv. Rücksetzzeit" keine Auswirkung.

4.5.1.5 Zeitgeber-Kennlinien

Von PHPTOV unterstützte Auslösekennlinientypen:

Tabelle 517: Zeit-Charakteristika, die von IDMT-Auslösekurven-Typen unterstützt werden:

Typ Auslösekurve
(5) UMZ (ANSI) Zeit
(15) IEC UMZ Zeit
(17) Inv. -Kurve A
(18) Inv. -Kurve B
(19) Inv. -Kurve C
(20) Programmierbar

4.5.1.6 Anwendung

Überspannung in einem elektrischen Netz resultiert entweder aus kurzzeitigen Spannungsspitzen im Netz oder aus länger anhaltenden netzfrequenten Überspannungen. Während Spannungsableiter das elektrische Netz vor kurzzeitigen Überspannungen schützen, bietet die Schutzfunktion des Geräts einen Schutz vor netzfrequenten Überspannungen.

Solche netzfrequenten Überspannungen können die Folge sein von Ausnahmesituationen wie z. B.:

- Nicht ordnungsgemäße Funktion des automatischen Spannungsreglers, wenn der Generator im Inselbetrieb genutzt wird.
- Manuell gesteuerter Betrieb ohne Spannungsregler. Eine plötzliche Änderung der Last, insbesondere der Blindleistungskomponente, führt aufgrund der für einen normalen Wechselstromgenerator typischen großen Spannungsregelung zu einer erheblichen Spannungsänderung.
- Ein plötzlicher Lastverlust durch die Auslösung von Abgangsfeldern, einen Inselbetrieb des Generators oder die Speisung einer sehr kleinen Last. Dies kann zu einem plötzlichen Anstieg der Klemmenspannung aufgrund von "Trapped Field"-Fluss und Überdrehzahl führen.

Wenn eine überspannungsempfindliche Last angeschlossen bleibt, kann dies zu Schäden an der Anlage führen.

Zur Vermeidung von Anlagenschäden ist daher ein Netzfrequenz-Überspannungsschutz in Form eines Verzögerungszeitgebers, entweder IDMT oder DT, absolut erforderlich.

4.5.1.7 Signale

Tabelle 518: PHPTOV – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
U_A_AB	SIGNAL	0	Phase zu Erdspannung A (L1) oder Phase zu Phasenspannung AB (L1-L2)
U_B_BC	SIGNAL	0	Phase zu Erdspannung B (L2) oder Phase zu Phasenspannung BC (L2-L3)
U_C_CA	SIGNAL	0	Phase zu Erdspannung C (L3) oder Phase zu Phasenspannung CA (L3-L1)
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 519: PHPTOV – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

4.5.1.8 Einstellungen

Tabelle 520: PHPTOV Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	0.05...1.60	xUn	0.01	1.10	Anregewert
Zeitmultiplikator	0.05...15.00		0.01	1.00	Zeit-Multiplikator in IEC/ANSI abhängigen Zeitkennlinien
Auslöseverzögerung	40...300000	ms	10	40	Auslöseverzögerung
Auslösekurve	5=unabhängige (ANSI) Zeit 15=IEC unabhängige Zeit 17=Inv. Kurve A 18=Inv. Kurve B 19=Inv. Kurve C 20=Programmierbar			15=IEC unabhängige Zeit	Auswahl der Zeitverzögerungskurve

Tabelle 521: PHPTOV Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzkurve	1=Sofort 2=Unabh.Rücksetzzeit			1=Sofort	Auswahl des Rücksetzkurventyps
Typ der Rücksetzzeit	1=Ausl-zeit einfrieren 2=Ausl-zeit verkl.			1=Ausl-zeit einfrieren	Auswahl der Rücksetzzeit

Tabelle 522: PHPTOV Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Anzahl der anger. Leiter	1=1 aus 3 2=2 aus 3 3=3 aus 3			1=1 aus 3	Leiteranzahl für Auslöseaktivierung benötigt
Kurvenparameter A	0.005...200.000		1	1.000	Parameter A für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter B	0.50...100.00		1	1.00	Parameter B für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter C	0.0...1.0		1	0.0	Parameter C für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter D	0.000...60.000		1	0.000	Parameter D für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter E	0.000...3.000		1	1.000	Parameter E der programmierbaren Kurve
Spannungsauswahl	1=Leiter-Erde 2=Leiter-Leiter			2=Leiter-Leiter	Auswahl zwischen Leiter-Erde und Leiter-Leiter-Spannungen

Tabelle 523: PHPTOV Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Min. Auslösezeit	40...60000	ms	1	40	Minimale Auslösezeit für IDMT-Kurven
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit
Kurvensättigung	0.0...10.0		0.1	0.0	Anpassen der Parameter um Kurvenunstetigkeiten zu verhindern.
Relative Hysterese	1.0...5.0	%	0.1	4.0	Relative Hysterese für die Auslösekurve

4.5.1.9 Überwachte Daten

Tabelle 524: PHPTOV – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
PHPTOV	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.5.1.10 Technische Daten

Tabelle 525: PHPTOV Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung, f_n ±2 Hz		
		± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × U_n		
Anregezeit[1)2)]		Mindestens	Typisch	Höchstens
	U_{Fehler} = 1,1 × eingestellter Wert *Anregewert*	23 ms	27 ms	31 ms
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis		Abhängig von der eingestellten *Relativen Hysterese*		
Verzögerungszeit		< 35 ms		
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus		±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms		
Auslösegenauigkeit im "Inverse Time"-Modus		± 5,0 % des theoretischen Wertes oder ±20 ms[3)]		
Oberschwingungsunterdrückung		DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wobei n = 2, 3, 4, 5,…		

1) *Anregezeit*= 1,0 × U_n, Spannung vor Fehler = 0,9 × U_n, f_n = 50 Hz, Überspannung in einer Leiter-zu-Leiter mit Bemessungsfrequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts
3) Höchstens *Anregewert* = 1,20 × U_n, *Anregewert* wird mit Werten zwischen 1,10 und 2,00 multipliziert

4.5.1.11 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 526: PHPTOV Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Schrittwert für die Einstellung *Zeitmultiplikator* von 0,05 auf 0,01 geändert.
C	Max. Bereich für Curve Sat relative von 3,0 um 10,0 % erweitert und Standardwert von 2,0 auf 0,0 % geändert.
D	Einstellung *Typ der Rücksetzzeit* hinzugefügt.

4.5.2 Unterspannungsschutz (PHPTUV)

4.5.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Unterspannungsschutz	PHPTUV	3U<	27

4.5.2.2 Funktionsblock

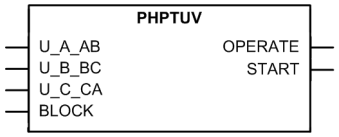


Abb. 316: Funktionsblock

4.5.2.3 Funktion

Der Unterspannungsschutz PHPTUV wird dazu verwendet, Geräte wie z. B. Elektromotoren vom Netz zu trennen, die durch den Betrieb bei zu niedriger Spannung beschädigt werden. Die PHPTUV-Funktion beinhaltet einen einstellbaren Wert für die Erkennung von Unterspannungen in einem einzelnen Leiter, zwei Leitern oder drei Leitern.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Zeitgeber bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.5.2.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von PHPTUV lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

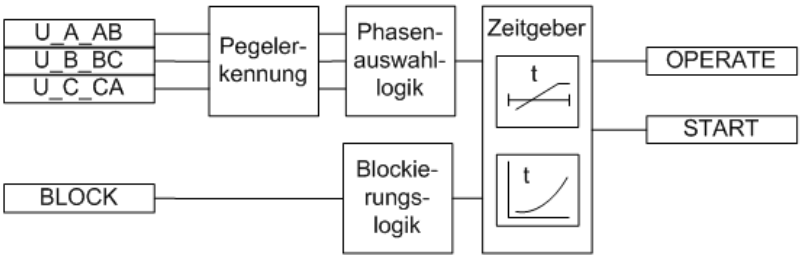


Abb. 317: Logikdiagramm

Pegelerkennung

Die Grundfrequenzanteile der gemessenen drei Leiter-Erde-Spannungen werden leiterweise mit dem eingestellten *Startwert* verglichen. Wenn der gemessene Wert niedriger ist als der in der Einstellung *Startwert* festgelegte Wert, aktiviert die Pegelerkennung das Logikmodul für die Leiterauswahl. Mittels der Einstellung *Relative Hysterese* kann unnötiges Flattern vermieden werden, wenn das Eingangssignal geringfügig ober-/unterhalb der Einstellung *Startwert* variiert. Nachdem der Hysteresebereich verlassen wurde, muss die Startbedingung erneut erfüllt werden. Eine Rückkehr des Signals in den Hysteresebereich ist nicht ausreichend.

Die Einstellung *Spannungsauswahl* wird für die Auswahl der zu schützenden Leiter-Erde- oder Leiter-Leiter-Spannungen verwendet.

Die für den Betriebsmodus Spannung/abhängig verwendeten abhängigen Kurvengleichungen enthalten Ausfallcharakteristiken. Die Einstellung *Kurven-Sat relativ* wird verwendet, um eine versehentliche Auslösung zu unterbinden.

Eine detailliertere Beschreibung zu abhängigen Zeitkennlinien und zur Verwendung der Einstellung *Kurven-Sat relativ* finden Sie im Abschnitt Abhängige Zeitkennlinien für Unterspannungsschutz in diesem Handbuch.

Die Pegelerkennung enthält eine Blockierfunktion bei niedrigen Spannungswerten, wenn eine der gemessenen Spannungen unterhalb des gewünschten Pegels liegt. Diese Funktion ist nützlich, wenn unnötige Starts und Auslösungen beispielsweise während einer Wiedereinschaltsequenz vermieden werden sollen. Die Blockierung bei niedrigen Spannungspegeln ist in der Voreinstellung aktiviert (*Aktiviere Blockierwert* ist auf "Wahr" gesetzt), und der Blockierpegel kann mit der Einstellung *Wert für Spgs.-block* festgelegt werden.

Leiterauswahllogik

Sind die Fehlerkriterien in der Pegelerkennung erfüllt, dann erkennt die Leiterauswahllogik die Leiter in denen der Fehlerpegel erkannt wurde. Stimmt die Anzahl der fehlerhaften Leiter mit der eingestellten *Anzahl der Leiteranregungen* überein, aktiviert die Leiterauswahllogik den Zeitgeber.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert ist, aktiviert er den Ausgang `START`. Abhängig vom Wert der Einstellung *Typ Auslösekennlinie* entspricht die ausgewählte Zeitkennlinie DT oder IDMT.

Eine detaillierte Beschreibung der abhängigen Zeitkennlinien für Spannung finden Sie im Abschnitt Abhängige Zeitkennlinien für Unterspannungsschutz in diesem Handbuch.

Wenn der Auslöse-Zeitgeber den Wert der Einstellung *Auslöseverzögerung* im unabhängigen Zeitmodus oder den von der abhängigen Kurve definierten Maximalwert erreicht, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert.

Wenn die vom Benutzer programmierbare abhängige Zeitkennlinie ausgewählt wird, wird die Auslösezeitcharakteristik durch die Parameter *Kurvenparameter A*, *Kurvenparameter B*, *Kurvenparameter C*, *Kurvenparameter D* und *Kurvenparameter E* definiert.

Wenn eine Rückfallsituation eintritt, d. h. ein Fehler plötzlich verschwindet, bevor die Auslöseverzögerung überschritten ist, wird der Rücksetzzustand aktiviert. Das Verhalten in der Rückfallsituation hängt von der gewählten Auslösezeitcharakteristik ab. Wenn die unabhängige Charakteristik ausgewählt wurde, läuft der Rücksetz-Zeitgeber, bis der für die *Rückfallzeitverzögerung* festgelegte Wert überschritten wird. Wenn die Dauer der Rückfallsituation den für die *Rückfallzeitverzögerung* festgelegten Wert überschreitet, wird der Zeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang `START` wird deaktiviert.

Wenn die abhängige Auslösezeitkurve gewählt wird, hängt die Funktionsweise des Zeitgebers in einer Rückfallsituation von der Kombination aus den Einstellungen unter *Typ Rücksetzkurve*, *Typ der Rücksetzzeit* und *Rückfallzeitverzögerung* ab.

Tabelle 527: Funktionalität der Rücksetzverzögerung bei Auswahl der abhängigen Auslösezeitkurve

Rücksetzfunktion		Einstellung Typ Rücksetzkurve	Einstellung Typ der Rücksetzzeit	Einstellung Rückfallzeitverzögerung
Rücksetzen ohne Verzögerung	Der Auslöse-Zeitgeber wird ohne Verzögerung zurückgesetzt, sobald eine Rückfallsituation eintritt	"Sofort"	Einstellung hat keine Auswirkung	Einstellung hat keine Auswirkung
Einfrieren des Zeitgebers	Der Auslöse-Zeitgeber wird während einer Rückfallsituation eingefroren	"Unabh. Rücksetzzeit"	"Ausl-zeit einfrieren"	Nach Überschreiten des unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Werts wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt.
Lineare Abnahme	Der Wert des Auslöse-Zeitgebers nimmt während der Rückfallsituation linear ab.	"Unabh. Rücksetzzeit"	“Verkl. Ausl.-Zeitgeber”	Nach Überschreiten des unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Werts wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt.

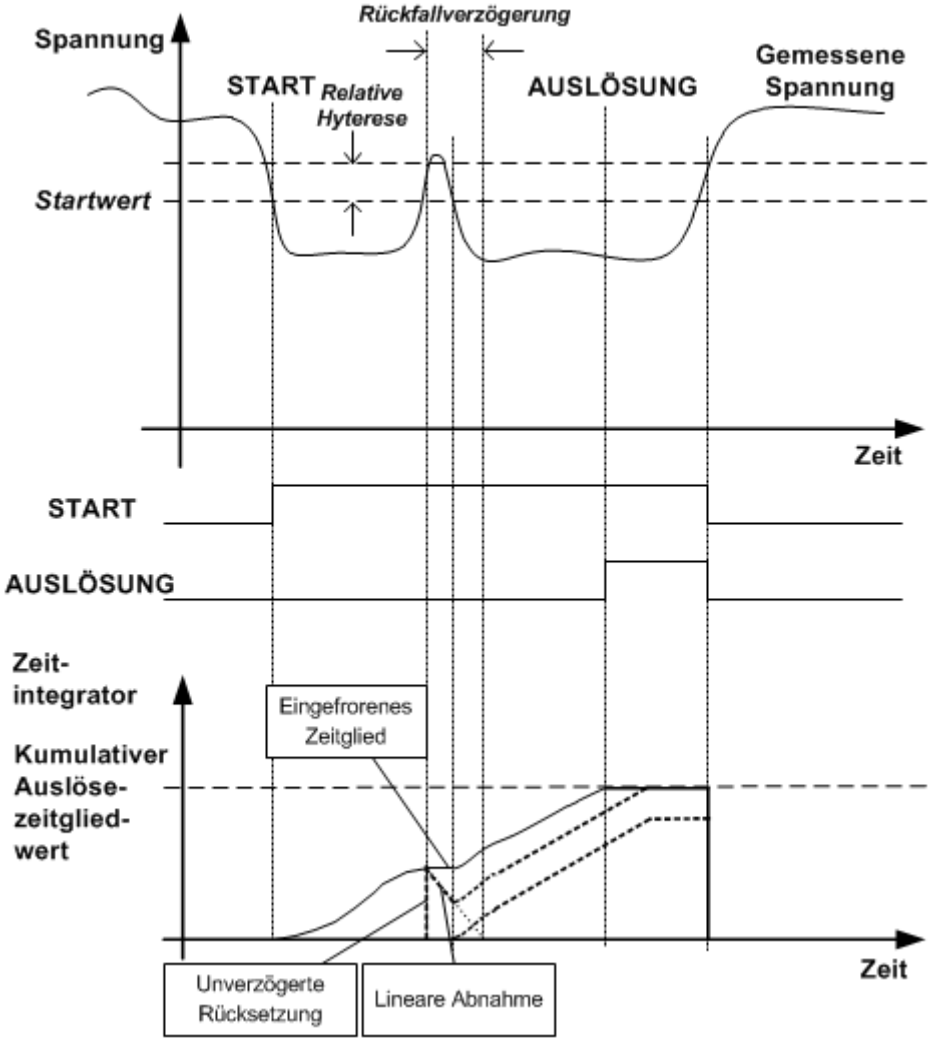


Abb. 318: Verhalten verschiedener abhängiger Rücksetzmodi Auslösesignal basiert auf den Einstellungen Typ Rücksetzkurve = "Unabh. Rücksetzzeit" und Typ der Rücksetzzeit= "Ausl-zeit einfrieren". Die Auswirkung der anderen Rücksetzmodi ist ebenfalls dargestellt

Die Einstellung *Zeitmultiplikator* wird verwendet, um die abhängigen Auslösezeiten zu skalieren.

Der Einstellparameter *Minimale Auslösezeit* legt die gewünschte minimale Auslösezeit für die abhängige Kurve fest. Diese Einstellung ist nur relevant, wenn die abhängigen Zeitkennlinien verwendet werden.

Setzen Sie die Einstellung für *Minimale Auslösezeit* umsichtig ein: die Auslösezeit richtet sich nach der abhängigen Zeitkennlinie, aber sie muss mindestens den Wert der Einstellung *Minimale Auslösezeit* betragen. Weitere Informationen finden Sie im Abschnitt Abhängige

Zeitkennlinien für Leiter-Überstromrichtungsschutz in diesem Handbuch.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU, der das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und der festgelegten Auslösezeit anzeigt. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden gesteuert durch den Eingang `BLOCK` und die globale Einstellung **Konfiguration/ System/Blockiermodus**, die den Blockiermodus bestimmt. Die Steuerung des Eingangs `BLOCK` ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Programms des Schutzgeräts möglich. Der Einfluss der Aktivierung des `BLOCK`-Eingangssignals wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslösezeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren, jedoch wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` nicht deaktiviert, wenn die Blockierung aktiviert ist. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Blockierung des Auslöseausgangs" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang `AUS (Auslösung)` wird jedoch nicht aktiviert.

Der Blockiermodus "Zeitgeber einfrieren" hat im Modus "Inv. Rücksetzzeit" keine Auswirkung.

4.5.2.5 Zeitgeber-Kennlinien

Von PHPTUV unterstützte Auslösekennlinientypen:

Tabelle 528: Unterstützte IDMT-Auslösekurventypen

Typ Auslösekurve
(5) UMZ (ANSI) Zeit
(15) IEC UMZ Zeit
(21) Inv. -Kurve A
(22) Inv. -Kurve B
(23) Programmierbar

4.5.2.6 Anwendung

PHPTUV wird zur Erkennung niedriger Spannungspegel bei Netzbetriebsmitteln wie Generatoren, Transformatoren, Motoren und Kabeln bzw. Freileitungen eingesetzt.

Niedrige Spannungspegel werden durch anomalen Betrieb oder durch einen Fehler im Netz verursacht. PHPTUV kann in Kombination mit Funktionen für den Überstromschutz verwendet werden. Weitere Anwendungsmöglichkeiten sind die Erkennung von Spannungsfreiheit, z. B. vor der Zuschaltung einer Hochspannungsleitung oder vor einer automatischen Leistungsschalterauslösung im Falle eines Netzausfalls. PHPTUV wird außerdem dazu verwendet, Maßnahmen zum Spannungsausgleich einzuleiten – wie etwa das Zuschalten von Kondensatorbatterien, um eine Blindlast zu kompensieren und so die Spannung zu erhöhen.

Die PHPTUV-Funktion kann dazu verwendet werden, Geräte wie etwa Elektromotoren vom Netz zu trennen, die durch den Betrieb bei zu niedriger Spannung beschädigt werden. Die PHPTUV-Funktion greift bei niedrigen Spannungspegeln bei Netzfrequenz. Ein niedriger Spannungspegel kann folgende Ursachen haben:

- Fehlfunktion eines Spannungsreglers oder falsche Einstellungen bei manueller Steuerung (symmetrischer Spannungsabfall)
- Überlast (symmetrischer Spannungsabfall)
- Kurzschluss, häufig in Form eines Leiter-Erde-Fehlers (asymmetrischer Spannungsanstieg).

Die PHPTUV-Funktion verhindert, dass empfindliche Anlagen unter Bedingungen betrieben werden, die eine Überhitzung verursachen und somit die Lebensdauer der Anlage verkürzen könnten. In Stromkreisen für lokale oder dezentrale Automatisierungsprozesse im Netz ist die PHPTUV-Funktion für viele Anwendungsfälle sinnvoll.

4.5.2.7 Signale

Tabelle 529: PHPTUV – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
U_A_AB	SIGNAL	0	Phase zu Erdspannung A (L1) oder Phase zu Phasenspannung AB (L1-L2)
U_B_BC	SIGNAL	0	Phase zu Erdspannung B (L2) oder Phase zu Phasenspannung BC (L2-L3)
U_C_CA	SIGNAL	0	Phase zu Erdspannung C (L3) oder Phase zu Phasenspannung CA (L3-L1)
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 530: PHPTUV – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

4.5.2.8 Einstellungen

Tabelle 531: PHPTUV Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	0.05...1.20	xUn	0.01	0.90	Anregewert
Zeitmultiplikator	0.05...15.00		0.01	1.00	Zeit-Multiplikator in IEC/ANSI abhängigen Zeitkennlinien
Auslöseverzögerung	60...300000	ms	10	60	Auslöseverzögerung
Auslösekurve	5=unabhängige (ANSI) Zeit 15=IEC unabhängige Zeit 21=Inv. Kurve A 22=Inv. Kurve B 23=Programmierbar			15=IEC unabhängige Zeit	Auswahl der Zeitverzögerungskurve

Tabelle 532: PHPTUV Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzkurve	1=Sofort 2=Unabh.Rücksetzzeit			1=Sofort	Auswahl des Rücksetzkurventyps
Typ der Rücksetzzeit	1=Ausl-zeit einfrieren 2=Ausl-zeit verkl.			1=Ausl-zeit einfrieren	Auswahl der Rücksetzzeit

Tabelle 533: PHPTUV Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Anzahl der anger. Leiter	1=1 aus 3 2=2 aus 3 3=3 aus 3			1=1 aus 3	Leiteranzahl für Auslöseaktivierung benötigt
Kurvenparameter A	0.005...200.000		1	1.000	Parameter A für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter B	0.50...100.00		1	1.00	Parameter B für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter C	0.0...1.0		1	0.0	Parameter C für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter D	0.000...60.000		1	0.000	Parameter D für Anwenderspez. Kennlinie
Kurvenparameter E	0.000...3.000		1	1.000	Parameter E der programmierbaren Kurve
Spannungsauswahl	1=Leiter-Erde 2=Leiter-Leiter			2=Leiter-Leiter	Auswahl zwischen Leiter-Erde und Leiter-Leiter-Spannungen

Tabelle 534: PHPTUV Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Min. Auslösezeit	60...60000	ms	1	60	Minimale Auslösezeit für IDMT-Kurven
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit
Kurvensättigung	0.0...10.0		0.1	0.0	Anpassen der Parameter um Kurvenunstetigkeiten zu verhindern.
Blockierungswert Sp.	0.05...1.00	xUn	0.01	0.20	Unterer Pegel zu Blockierung des Unterspannungsschutzes
Blockierungsakt.	0=False 1=True			1=True	Aktivierung der internen Blockierung
Relative Hysterese	1.0...5.0	%	0.1	4.0	Relative Hysterese für die Auslösekurve

4.5.2.9 Überwachte Daten

Tabelle 535: PHPTUV – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
PHPTUV	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.5.2.10 Technische Daten

Tabelle 536: PHPTUV Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung, f_n ±2 Hz		
		± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × U_n		
Anregezeit[1)2)]		Mindestens	Typisch	Höchstens
	U_{Fault} = 0,9 × eingestellter Wert *Anregewert*	62 ms	66 ms	70 ms
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis		Abhängig von der eingestellten *Relativen Hysterese*		
Verzögerungszeit		< 35 ms		
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Charakteristik	Wert
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Auslösegenauigkeit im "Inverse Time"-Modus	± 5,0 % des theoretischen Wertes oder ±20 ms[3)]
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wobei n = 2, 3, 4, 5,…

1) *Anregewert* = 1,0 x U_n, Spannung vor Fehler = 1,1 x U_n, f_n = 50 Hz, Unterspannung in einer Leiter-zu-Leiter mit Bemessungsfrequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts
3) Minimum *Anregewert* = 0,50, *Anregewert* wird mit Werten zwischen 0,90 und 0,20 multipliziert

4.5.2.11 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 537: PHPTUV Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Schrittwert für die Einstellung *Zeitmultiplikator* von 0,05 auf 0,01 geändert.
C	Max. Bereich für Curve Sat relative von 3,0 um 10,0 % erweitert und Standardwert von 2,0 auf 0,0 % geändert.
D	Einstellung *Typ der Rücksetzzeit* hinzugefügt.

4.5.3 Verlagerungsspannungsschutz (ROVPTOV)

4.5.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Verlagerungsspannungsschutz	ROVPTOV	Uo>	59G

4.5.3.2 Funktionsblock

Abb. 319: Funktionsblock

4.5.3.3 Funktion

Der Verlagerungsspannungsschutz ROVPTOV wird in elektrischen Netzen verwendet, in denen die Verlagerungsspannung inakzeptable Werte erreichen kann, wie z.B. bei der hochohmigen Erdung.

Die Funktion wird angeregt, wenn die Verlagerungsspannung den eingestellten Grenzwert überschreitet. Die ROVPTOV-Funktion löst gemäß der unabhängigen Zeitcharakteristik (DT) aus.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, der definierte Zeitgeber bzw. die Funktion können bei Bedarf blockiert werden.

4.5.3.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von ROVPTOV lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

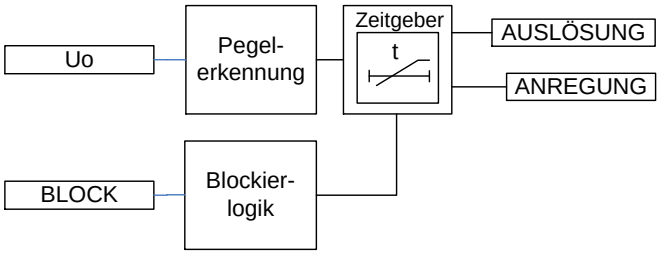


Abb. 320: Logikdiagramm

Pegelerkennung

Die Verlagerungsspannung wird mit dem eingestellten *Startwert* verglichen. Wenn der eingestellte *Startwert* überschritten wird, sendet die Pegelerkennung ein Aktivierungssignal an den Zeitgeber. Die Verlagerungsspannung kann über die Einstellung *Uo signal Sel* festgelegt werden. Es stehen die Optionen "Gemessener Uo" und "Berechneter Uo" zur Auswahl. Bei der Auswahl "Gemessener Uo" wird das Spannungsverhältnis für Uo-Kanal in der globalen Einstellung **Konfiguration/ Analogeingänge/Spannung (Uo,VT)** angegeben. Bei der Auswahl "Berechneter Uo" wird das Spannungsverhältnis von den Leiterspannungseingängen in der globalen Einstellung **Konfiguration/Analogeingänge/Spannung (Uo,VT)** bezogen.

Beispiel 1: Uo wird über offen im Dreieck verbundene Spannungswandler gemessen (20/√3 kV : 100/√3 V : 100/3 V). In diesem Fall ist "Gemessener Uo" ausgewählt. Die Bemessungswerte für die Verlagerungsspannung werden aus den Spannungswandler-Verhältnissen bezogen, die eingegeben wurden in Verlagerungsspannung Uo: **Konfiguration/Analogeingänge/Spannung (Uo,VT)**: 11.547 kV:100 V. Der Verlagerungsspannungs-Startwert von 1,0 × Ur entspricht 1,0 × 11.547 kV = 11.547 kV im Primärsystem.

Beispiel 2: Uo wird aus den Leiterstromgrößen berechnet. Das Leiter-Spannungswandler-Verhältnis ist 20/√3 kV : 100/√3 V. In diesem Fall ist

"Berechneter Uo" ausgewählt. Der Bemessungswert für die Verlagerungsspannung wird aus den Spannungswandler-Verhältnissen bezogen, die eingegeben wurden in Verlagerungsspannung Uo: **Konfiguration/Analogeingänge/Spannung (3U,VT)**: 20.000kV : 100V. Der Verlagerungsspannungs-Startwert von 1,0 × Ur entspricht 1,0 × 20.000 kV = 20.000 kV im Primärsystem.

Bei der Auswahl "Berechneter Uo" entspricht der Bemessungswert der Verlagerungsspannung immer der Leiter-Leiter-Spannung. Die zulässige maximale Einstellung für den *Startwert* der Verlagerungsspannung ist 0,577 × Ur. Der berechnete Uo erfordert, dass alle drei Leiter-Erde-Spannungen mit dem Schutzgerät verbunden sind. Uo kann nicht aus den Leiter-Leiter-Spannungen berechnet werden.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang `START`. Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den über *Auslöseverzögerung* festgelegten Wert erreicht, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert. Wenn der Fehler verschwindet, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Wert erreicht, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang `START` wird deaktiviert.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden gesteuert durch den Eingang `BLOCK` und die globale Einstellung **Konfiguration/ System/Blockiermodus**, die den Blockiermodus bestimmt. Die Steuerung des Eingangs `BLOCK` ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Programms des Schutzgeräts möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals `BLOCK` wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird das Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren, jedoch wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` nicht deaktiviert, wenn die Blockierung aktiviert ist. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Blockierung des Auslöseausgangs" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang `AUS (Auslösung)` wird jedoch nicht aktiviert.

4.5.3.5 Anwendung

Die ROVPTOV-Funktion ist für den Erdfehlerschutz bei isolierten neutralen, niederohmig geerdeten oder niederinduktiv geerdeten Netzen vorgesehen. In kompensierten Netzen kann durch den Start der Funktion das Schaltelement für den Erdungswiderstand gesteuert werden. Die Funktion kann auch als Reserveschutz für Abgangsfelder von Sammelschienen verwendet werden, wenn ein spezifischerer Sammelschienenschutz nicht gerechtfertigt wäre.

In kompensierten, isolierten neutralen Systemen steigt im Falle eines Erdfehlers die Sternpunktspannung des Systems gegenüber Erde, d. h. die Verlagerungsspannung. In Abhängigkeit von der Art des Fehlers und dem Fehlerwiderstand erreicht die Verlagerungsspannung unterschiedliche Werte. Die höchste Verlagerungsspannung – sie entspricht der Leiter-Erde-Spannung – wird bei einem Erdfehler erreicht. Die Verlagerungsspannung steigt im gesamten System um ungefähr denselben Betrag und liefert keinen Anhaltspunkt zum Auffinden der fehlerhaften Komponente. Daher dient diese Funktion häufig als Reserveschutz oder als Freigabesignal für den Abgangsschutz gegen Erdfehler.

Die Schutzfunktion kann auch für den Erdfehlerschutz von Generatoren und Motoren sowie für den Unsymmetrieschutz von Kondensatorbatterien verwendet werden.

Die Verlagerungsspannung kann intern auf der Basis der dreiphasigen Spannungsmessung berechnet werden. Diese Spannung kann auch mit einem Einphasen-Spannungswandler erfasst werden, der sich in der Sternpunkt-Erde-Verbindung des Transformators befindet, oder durch Verwendung von drei Einphasen-Spannungswandlern in offener Dreieckschaltung.

4.5.3.6 Signale

Tabelle 538: ROVPTOV – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
Uo	SIGNAL	0	Restspannung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 539: ROVPTOV – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

4.5.3.7 Einstellungen

Tabelle 540: ROVPTOV Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	0.010...1.000	xUn	0.001	0.030	Anregewert der Schutzfunktion der Verlagerungsspannung
Auslöseverzögerung	40...300000	ms	1	40	Auslöseverzögerung

Tabelle 541: ROVPTOV Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
U0 Signal sel	1=U0 gemessen 2=U0 berechnet			1=U0 gemessen	Auswahl des verwendeten U0-Signals

Tabelle 542: ROVPTOV Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit

4.5.3.8 Überwachte Daten

Tabelle 543: ROVPTOV – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
ROVPTOV	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.5.3.9 Technische Daten

Tabelle 544: ROVPTOV Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung, f_n ±2 Hz		
		± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × U_n		
Anregezeit[1)2)]		Mindestens	Typisch	Höchstens
	U_{Fehler} = 2 × eingestellter *Anregewert*	48 ms	51 ms	54 ms
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis		Üblicherweise 0,96 ms		
Verzögerungszeit		< 35 ms		
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus		±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms		
Oberschwingungsunterdrückung		DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wobei n = 2, 3, 4, 5,…		

1) Verlagerungsspannung vor Fehler = 0,0 × U_n, f_n = 50 Hz, aus zufälligem Phasenwinkel injizierte Verlagerungsspannung mit nominaler Frequenz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.5.3.10 Verlauf der technischen Revisionen

Tabelle 545: ROVPTOV Verlauf der technischen Revisionen

Technische Revision	Änderung
B	Einstellungsparameter für die Option "Measured Uo" bzw. "Calculated Uo" hinzugefügt.
C	Interne Verbesserungen.
D	Interne Verbesserungen.

4.5.4 Spannungsunsymmetrieschutz (NSPTOV)

4.5.4.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Spannungsunsymmetrieschutz	NSPTOV	U2>	47O-

4.5.4.2 Funktionsblock

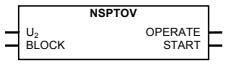


Abb. 321: Funktionsblock

4.5.4.3 Funktion

Der Spannungsunsymmetrieschutz NSPTOV dient zur Erkennung von Überspannungsbedingungen im Gegensystem. Die NSPTOV-Funktion wird zum Schutz von Maschinen verwendet.

Die Funktion wird angeregt, wenn die Gegensystem-Spannung den eingestellten Grenzwert überschreitet. Die NSPTOV-Funktion löst gemäß der unabhängigen Zeitcharakteristik (DT) aus.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, der definierte Zeitgeber bzw. die Funktion können bei Bedarf blockiert werden.

4.5.4.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von NSPTOV lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

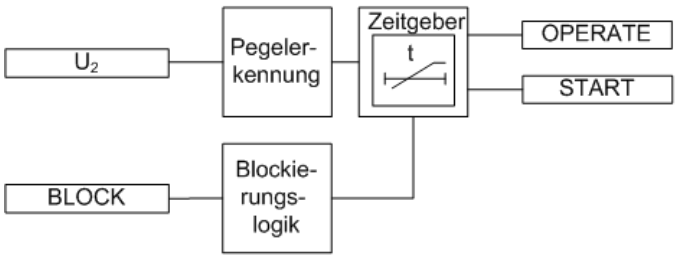


Abb. 322: Logikdiagramm

Pegelerkennung

Die berechnete Gegensystemspannung wird mit dem eingestellten *Startwert* verglichen. Wenn der eingestellte *Startwert* überschritten wird, aktiviert die Pegelerkennung den Zeitgeber.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert ist, aktiviert er den Ausgang `START`. Die Zeitkennlinie entspricht UMZ. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den unter *Auslöseverzögerung* eingestellten Wert erreicht, während die Überspannungssituation anhält, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert. Wenn sich die Gegensystemspannung normalisiert, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter *Rückfallzeitverzögerung* festgelegten Wert erreicht, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt und der Ausgang `START` deaktiviert.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden gesteuert durch den Eingang `BLOCK` und die globale Einstellung **Konfiguration/ System/Blockiermodus**, die den Blockiermodus bestimmt. Die Steuerung des Eingangs `BLOCK` ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Programms des Schutzgeräts möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals `BLOCK` wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird das Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren, jedoch wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` nicht deaktiviert, wenn die Blockierung aktiviert ist. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Blockierung des Auslöseausgangs" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang `AUS (Auslösung)` wird jedoch nicht aktiviert.

4.5.4.5 Anwendung

Eine dauerhafte oder vorübergehende Spannungsunsymmetrie kann im Netz aus verschiedenen Gründen auftreten. Eine Spannungsunsymmetrie entsteht meist aufgrund gebrochener Leiter oder einer Lastasymmetrie und ist durch das Vorhandensein einer Gegensystemkomponente der Spannung gekennzeichnet. In umlaufenden elektrischen Maschinen führt die Spannungsunsymmetrie zu einer Stromunsymmetrie, aufgrund der sich die Rotoren der Maschinen erhitzen. Die rotierenden Maschinen tolerieren daher keine kontinuierliche negative Schieflast, die höher ist als typischerweise 1-2 Prozent x U_r.

Der von einer Asynchron- oder einer Synchronmaschine zu bewältigende Gegensystem-Strom I_2 ist linear proportional zur Gegensystem-Spannung U_2. Wenn U_2 P % von U_r ist, beträgt I_2 typischerweise etwa 5 x P % x I_r.

Die NSPTOC-Funktionsblöcke für den Schieflastschutz dienen dem selektiven Schutz einzelner Maschinen vor Spannungs- und Stromunsymmetrien. Alternativ dazu kann der Schutz mithilfe der NSPTOV-Funktion realisiert werden, die die Spannungsunsymmetrie der Sammelschiene überwacht.

Wenn die Maschinen über einen eigenen Unsymmetrieschutz verfügen, kann die NSPTOV-Funktion als Reserveschutz oder als Alarmfunktion verwendet werden. Die Alarmfunktion kann eingesetzt werden, wenn Lasten, die eine größere Unsymmetrie tolerieren als die umlaufenden Maschinen, nicht abgeworfen werden müssen.

Wenn im Netz eine erhebliche Spannungsunsymmetrie besteht, dürfen die umlaufenden Maschinen überhaupt nicht mit dem Netz verbunden sein. Zur Implementierung dieser Logik kann mit dem Start der NSPTOV-Funktion verhindert werden, dass der Leistungsschalter schließt. Dieses Schema verhindert auch das Zuschalten der Maschine, wenn die Leiterfolge im Netz nicht korrekt ist.

Ein geeigneter Wert für den Einstellungsparameter *Spannungs-Startwert* ist etwa 3 Prozent von U_r. Welcher Wert für den Einstellungsparameter *Auslöseverzögerung* geeignet ist, hängt von der Anwendung ab. Wenn die NSPTOV-Funktion als Reserveschutz verwendet wird, ist die Auslöseverzögerung entsprechend der Einstellung der Auslöseverzögerung bei Verwendung von NSPTOC als Hauptschutz zu wählen. Wenn die NSPTOV-Funktion als Hauptschutz verwendet wird, sollte die Auslöseverzögerung ungefähr eine Sekunde betragen.

4.5.4.6 Signale

Tabelle 546: NSPTOV – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
U_2	SIGNAL	0	Gegensystemspannung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 547: NSPTOV – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

4.5.4.7 Einstellungen

Tabelle 548: NSPTOV Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	0.010...1.000	xUn	0.001	0.030	Anregewert
Auslöseverzögerung	40...120000	ms	1	40	Auslöseverzögerung

Tabelle 549: NSPTOV Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein

Tabelle 550: NSPTOV Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit

4.5.4.8 Überwachte Daten

Tabelle 551: NSPTOV – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
NSPTOV	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.5.4.9 Technische Daten

Tabelle 552: NSPTOV Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung, f_r		
		± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × U_r		
Anregezeit[1)2)]		Mindestens	Typisch	Höchstens
	U_{Fault} = 1,1 × eingestellter Wert *Anregewert* U_{Fault} = 2,0 × eingestellter Wert *Anregewert*	33 ms 24 ms	35 ms 26 ms	37 ms 28 ms
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis		Üblicherweise 0,96		
Verzögerungszeit		< 35 ms		
Auslösegenauigkeit im unabhängigen Modus		±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms		
Oberschwingungsunterdrückung		DFT: -50 dB bei f = n × f_r, wobei n = 2, 3, 4, 5,…		

1) Gegensystemspannung vor Fehler = 0,0 × U_r, f_r = 50 Hz, aus zufälligem Phasenwinkel injizierte Gegensystem-Überspannung mit nominaler Frequenz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.5.4.10 Verlauf der technischen Revisionen

Tabelle 553: NSPTOV Verlauf der technischen Revisionen

Technische Revision	Änderung
B	Interne Änderungen
C	Interne Verbesserungen.
D	Interne Verbesserungen.

4.5.5 Unterspannungsschutz (Mitsystem) (PSPTUV)

4.5.5.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Unterspannungsschutz (Mitsystem)	PSPTUV	U1<	47U+

4.5.5.2 Funktionsblock

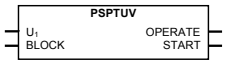


Abb. 323: Funktionsblock

4.5.5.3 Funktion

Der Unterspannungsschutz (Mitsystem) PSPTUV dient zur Erkennung von Unterspannungsbedingungen im Mitsystem. Die PSPTUV-Funktion wird für den Schutz kleiner Anlagen zur Stromerzeugung verwendet. Die Funktion hilft bei der Isolierung einer integrierten Anlage von einer fehlerhaften Leitung, wenn der Fehlerstrom durch die Anlage zu niedrig ist, um eine Überstromfunktion auszulösen, aber hoch genug, um den Lichtbogen aufrecht zu erhalten. Um eine erfolgreiche automatische Wiedereinschaltung durch den netzseitigen Leistungsschalter zu ermöglichen, ist eine rasche Isolierung des Netzfehlers erforderlich.

Die Funktion wird angeregt, wenn die Mitsystemspannung den eingestellten Grenzwert unterschreitet. Die PSPTUV-Funktion löst gemäß der unabhängigen Zeitcharakteristik (DT) aus.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, der definierte Zeitgeber bzw. die Funktion können bei Bedarf blockiert werden.

4.5.5.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von PSPTUV lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen.Die Funktionsweise von 27PS lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

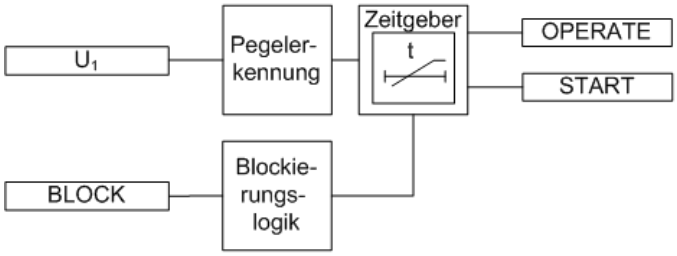


Abb. 324: Logikdiagramm. U_1 U1 repräsentiert die Mitsystemspannung.

Pegelerkennung

Die berechnete Mitsystemspannung wird mit dem eingestellten *Startwert* verglichen. Wenn der Wert unter den eingestellten *Startwert* fällt, aktiviert die Pegelerkennung den Zeitgeber. Mittels der Einstellung *Relative Hysterese* kann unnötiges Flattern vermieden werden, wenn das Eingangssignal geringfügig gegenüber der Einstellung *Startwert* variiert. Nachdem der Hysteresebereich verlassen wurde, muss die Startbedingung erneut erfüllt werden. Eine Rückkehr des Signals in den Hysteresebereich ist nicht ausreichend.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert ist, aktiviert er den Ausgang `START`. Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den unter *Auslöseverzögerung* eingestellten Wert erreicht, während die Unterspannungssituation anhält, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert. Wenn sich die Mitsystemspannung normalisiert, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter *Rückfallzeitverzögerung* festgelegten Wert erreicht, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt und der Ausgang `START` deaktiviert.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden gesteuert durch den Eingang `BLOCK` und die globale Einstellung **Konfiguration/ System/Blockiermodus**, die den Blockiermodus bestimmt. Die Steuerung des Eingangs `BLOCK` ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Programms des Schutzgeräts möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals `BLOCK` wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird das Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren, jedoch wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` nicht deaktiviert, wenn die Blockierung aktiviert ist. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Blockierung des Auslöseausgangs" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang `AUS (Auslösung)` wird jedoch nicht aktiviert.

4.5.5.5 Anwendung

Mit der PSPTUV-Funktion kann die eingebundene Energieerzeugungsanlage geschützt werden, wenn Netzfehler, wie ein Kurzschluss oder ein Erdfehler, in einer Übertragungs- oder Verteilerleitung zu einer für die Energieerzeugungsanlage potenziell gefährlichen Situation führen. Ein Netzfehler kann für die Energieerzeugungsanlage aus verschiedenen Gründen gefährlich sein. Die Aktivierung des Schutzes kann einen Inseleffekt hervorrufen, d. h. einen Netzausfall, bei dem ein Teil des Netzes – die von der Energieerzeugungsanlage gespeiste Insel – vom Rest des Netzes getrennt wird. In diesem Fall besteht die Gefahr, dass die automatische Wiedereinschaltung zu einem Zeitpunkt erfolgt, wenn die Spannungen der verschiedenen Netzsegmente nicht synchronisiert sind, sodass die Energieerzeugungsanlage in problematischer Weise belastet wird. Außerdem besteht die Gefahr, dass der Generator während des Netzausfalls außer Tritt gerät. Durch eine ausreichend schnelle Auslösung des Leistungsschalters für die Netzkopplung können diese Gefahren vermieden werden.

Je niedriger die dreiphasige symmetrische Netzspannung ist, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass der Generator außer Tritt gerät. Bei asymmetrischen Fehlern steht auch die Mitsystemspannung zur Verfügung. Anhand dieses Kriteriums – etwa anhand der niedrigsten Leiter-Leiter-Spannung – lässt sich erkennen, ob der Generator seine Synchronität zu verlieren droht.

Die Analyse der Desynchronisation eines Generators ist ziemlich kompliziert und erfordert ein Modell des Generators mit Primärantrieb und Regelung. Der Generator kann möglicherweise auch dann synchron laufen, wenn die Spannung während ein paar hundert Millisekunden um mehrere Prozent abfällt. Die Einstellung des PSPTUV-Schutzes ist daher ausschlaggebend, ob die Energieerzeugungsanlage gegen einen möglicherweise auftretenden Inseleffekt geschützt werden muss, da in diesem Fall ein höherer Einstellungswert erforderlich ist.

Die Desynchronisation eines Generators bedeutet, dass der Generator nicht mit der Netzfrequenz als Generator arbeiten kann, sondern in einen instabilen Zustand gerät, in dem er wechselweise als Generator und als Motor arbeitet. Eine solche Situation bringt eine thermische und mechanische Belastung des Generators mit sich. Diese Art der Desynchronisation darf nicht mit dem Verlust des Synchronisierung zwischen einer Insel und dem übrigen Netz verwechselt werden. Im Inselbetrieb ist der Zustand des Generators selbst normal, aber der Phasenwinkel und die Frequenz der Leiter-Leiter-Spannung können sich von der entsprechenden Spannung im übrigen Netz unterscheiden. Die Insel kann relativ schnell eine eigene Frequenz aufbauen, wenn sie von einer kleinen Energieerzeugungsanlage mit geringer Trägheit gespeist wird.

Der PSPTUV-Schutz ergänzt andere für Netzausfälle vorgesehene Schutzprinzipien auf der Grundlage einer frequenz- und spannungsgesteuerten Auslösung.

Wenn ein Motor blockiert oder nicht anläuft, kann die Spannung dauerhaft zu gering werden. Der Unterspannungsschutz im Mitsystem wird als Reserveschutz vor dem Blockieren von Rotoren verwendet.

4.5.5.6 Signale

Tabelle 554: PSPTUV – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
U_1	SIGNAL	0	Mitsystemspannung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 555: PSPTUV – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

4.5.5.7 Einstellungen

Tabelle 556: PSPTUV Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	0.010...1.200	xUn	0.001	0.500	Anregewert
Auslöseverzögerung	40...120000	ms	10	40	Auslöseverzögerung

Tabelle 557: PSPTUV Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Blockierungswert Sp.	0.01...1.00	xUn	0.01	0.20	Interner Blockierungspegel
Blockierungsakt.	0=False 1=True			1=True	Aktivierung der internen Blockierung

Tabelle 558: PSPTUV Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein

Tabelle 559: PSPTUV Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit
Relative Hysterese	1.0...5.0	%	0.1	4.0	Relative Hysterese für die Auslösekurve

4.5.5.8 Überwachte Daten

Tabelle 560: PSPTUV – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
PSPTUV	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.5.5.9 Technische Daten

Tabelle 561: PSPTUV Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung, f_n ±2 Hz		
		± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × U_n		
Anregezeit[1)2)]		Mindestens	Typisch	Höchstens
	U_{Fault} = 0,99 × eingestellter Wert *Anregewert* U_{Fault} = 0,9 × eingestellter Wert *Anregewert*	52 ms 44 ms	55 ms 47 ms	58 ms 50 ms
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms		
Rückstellverhältnis		Abhängig von der eingestellten *Relativen Hysterese*		
Verzögerungszeit		< 35 ms		
Auslösegenauigkeit im unabhängigen Modus		±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms		
Oberschwingungsunterdrückung		DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wobei n = 2, 3, 4, 5,…		

1) *Anregezeit* = 1,0 × U_n, Mitsystemspannung vor Fehler = 1,1 × U_n, f_n = 50 Hz, Mitsystemunterspannung mit Bemessungsfrequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.5.5.10 Verlauf der technischen Revisionen

Tabelle 562: PSPTUV Verlauf der technischen Revisionen

Technische Revision	Änderung
B	-
C	Interne Verbesserungen.
D	Interne Verbesserungen.

4.5.6 Übererregungsschutz (OEPVPH)

4.5.6.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Übererregungsschutz	OEPVPH	U/f>	24

4.5.6.2 Funktionsblock

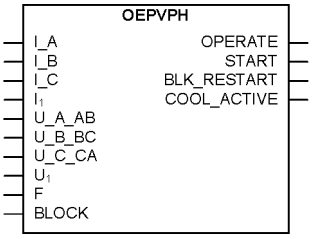


Abb. 325: Funktionsblock

4.5.6.3 Funktion

Der Übererregungsschutz OEPVPH schützt Generatoren und Transformatoren vor zu hoher Flussdichte und Sättigung des Eisenkerns.

Die Funktion berechnet das Verhältnis U/f (Volt/Hertz) proportional zum Erregungspegel des Generators oder Transformators und vergleicht diesen Wert mit dem eingestellten Wert. Die Funktion wird angeregt, wenn der Erregungspegel den eingestellten Grenzwert überschreitet, und löst aus, wenn die eingestellte Auslösedauer abgelaufen ist. Die Auslösezeitkennlinie für die Übererregung kann entweder als unabhängige Kennlinie (DT) oder als abhängige Kennlinie (Übererregungstyp IDMT) angelegt werden.

Diese Funktion beinhaltet eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Rücksetzzeitgeber bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.5.6.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von OEPVPH lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

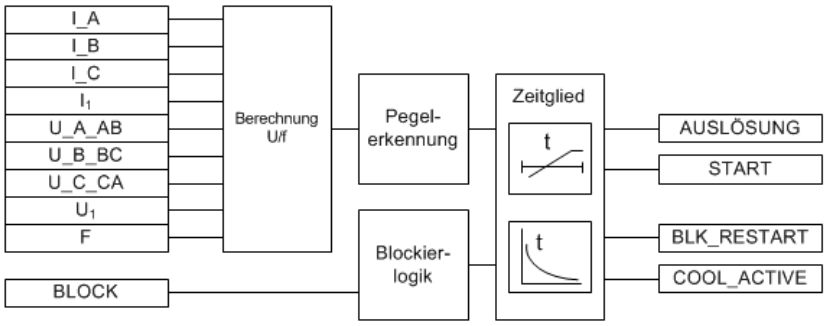


Abb. 326: Logikdiagramm

Berechnung von U/f

Dieses Modul berechnet das Verhältnis U/f, d. h. den Erregungspegel durch die interne Induktionsspannung (E) und Frequenz. Die tatsächlich gemessene Spannung (U_m) weicht von der internen Induktionsspannung (E) ab. Diesen Wert muss das Betriebsmittel aushalten. Diese Spannungskompensation basiert auf dem Laststrom (I_L) und der Streureaktanz (X_{leak}) des Betriebsmittels. Die Streureaktanz des Transformators oder Generators wird über die Einstellung *Streureaktanz* in Prozent des Z-Basiswerts festgelegt.

Die interne Induktionsspannung (E) wird aus der gemessenen Spannung berechnet. Die Einstellungen *Spannungsauswahl* und *Leiterüberwachung* legen fest, welche Spannungen und Ströme verwendet werden sollen. Wenn die *Spannungsauswahl* auf "Leiter-Erde" oder "Leiter-Leiter" festgelegt ist, wird die Einstellung *Leiterüberwachung* verwendet, um festzulegen, welche Leiter- oder Leiter-Leiter-Spannungen ("L1 oder L1-L2", "L2 oder L2-L3" und "L3 oder L3-L1") und Ströme für die Berechnung der Induktionsspannung verwendet werden sollen.

Tabelle 563: Verwendete Spannungen und Ströme für die Berechnung der Induktionsspannung (EMK) E

Einstellung Spannungsauswahl	Einstellung Leiterüberwachung	Die Berechnung der induzierten Spannung (EMK) E[1)]
Leiter-Erde	L1 oder L1-L2	$\overline{E} = \sqrt{3} \cdot \left(\overline{U_A} + \overline{I_A} \cdot (j \cdot X_{leak}) \right)$
Leiter-Erde	L2 oder L2L3	$\overline{E} = \sqrt{3} \cdot \left(\overline{U_B} + \overline{I_B} \cdot (j \cdot X_{leak}) \right)$
Leiter-Erde	L3 oder L3L1	$\overline{E} = \sqrt{3} \cdot \left(\overline{U_C} + \overline{I_C} \cdot (j \cdot X_{leak}) \right)$
Leiter-Leiter	L1 oder L1-L2	$\overline{E} = \overline{U_{AB}} + \left((\overline{I_A} - \overline{I_B}) \cdot (j \cdot X_{leak}) \right)$
Leiter-Leiter	L2 oder L2L3	$\overline{E} = \overline{U_{BC}} + \left((\overline{I_B} - \overline{I_C}) \cdot (j \cdot X_{leak}) \right)$
Leiter-Leiter	L3 oder L3L1	$\overline{E} = \overline{U_{CA}} + \left((\overline{I_C} - \overline{I_A}) \cdot (j \cdot X_{leak}) \right)$
Mitsystem	N/A	$\overline{E} = \sqrt{3} \cdot \left(\overline{U_1} + \overline{I_1} \cdot (j \cdot X_{leak}) \right)$

1) Spannungen, Ströme und Leckwiderstand X_{leak} wird in den Berechnungen in Volt, Ampere und Ohm angegeben.

Wenn alle drei Leiter-Erde- oder Leiter-Leiter-Spannungen und Leiterströme in das Schutzgerät eingespeist werden, wird die Alternative mit Mitsystem empfohlen.

Wenn der Leckwiderstand des geschützten Geräts unbekannt ist oder wenn die gemessene Spannung (U_m) bei der Berechnung des Erregungspegels zu verwenden ist und der Leckwiderstand auf Null gesetzt wird, ist die berechnete induzierte Spannung (E) gleich der gemessenen Spannung.

Das berechnete Verhältnis U/f wird auf einen auf dem Verhältnis Bemessungsspannung zur Bemessungsfrequenz U_r/f_r basierenden Wert skaliert. Jedoch kann eine höchste zulässige dauerhafte Spannung (in % U_r) festgelegt werden, indem der Parameter *Max. Spannung kont.* festgelegt wird, sodass die Grundlagenspannung geändert wird. Die gemessene Spannung wird mit dem neuen Basiswert verglichen, um den Erregungspegel zu erhalten.

Der Erregungspegel (M) kann wie folgt berechnet werden:

$$M = \frac{\frac{E}{f_m}}{\frac{U_n}{f_n} \cdot \frac{Volt\ Max\ continuous}{100}}$$

(Gleichung 130)

M Erregungspegel (Verhältnis U/f oder Volt/Hertz) in pu

E interne Induktionsspannung (EMK)

f_m gemessene Frequenz

U_r Bemessungsspannung Leiter-Leiter

f_r Nennfrequenz

Beträgt die Eingangsfrequenz (f_m) weniger als 20 Prozent der Bemessungsfrequenz (f_r), wird die Berechnung des Erregungspegels deaktiviert und auf Null gesetzt. Das bedeutet, dass die Funktion keinen Start oder Auslösung bewirkt, solange eine niedrige Frequenz vorliegt.

Der berechnete Erregungspegel (Verhältnis U/f oder Volt/Hertz) VOLTPERHZ ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Pegelerkennung

Die Pegelerkennung vergleicht den berechneten Erregungspegel mit der Einstellung *Startwert*. Übersteigt der Erregungspegel den eingestellten Grenzwert, sendet das Modul ein Aktivierungssignal, den Zeitgeber zu starten.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang `START`. Abhängig vom Wert der Einstellung *Typ Auslösekennlinie* entspricht die Zeitkennlinie DT oder IDMT. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den gesetzten Wert aus *Auslöseverzögerung* im unabhängigen Zeitmodus oder den in der abhängigen Zeitkurve definierten Wert erreicht, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert.

In einer Rückfallsituation, wenn also der Erregungspegel unter den *Startwert* abfällt, bevor die Funktion ausgelöst wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert und der Ausgang `START` wird nach Ablauf der *Rückfallzeitverzögerung* für die unabhängige Kennlinie zurückgesetzt. Der Rücksetzvorgang bei den abhängigen Zeitkennlinien verläuft wie im Kapitel Zeitkennlinien beschrieben.

Bei den abhängigen Zeitkennlinien können die maximalen und minimalen Auslösezeiten über die Einstellungen *Minimale Auslösezeit* bzw. *Maximale Auslösezeit* definiert werden. Die Einstellung *Maximale Auslösezeit* verhindert ständige Anlaufsituationen bei geringer Übererregung. Die Einstellung *Zeitmultiplikator* wird verwendet, um die AMZ-Auslösezeiten zu skalieren.

Durch die Aktivierung des Ausgangs `AUS (Auslösung)` wird der Ausgang `BLK_RESTART` aktiviert.

In der unabhängigen Kennlinie aktiviert die Deaktivierung des Ausgangs AUS (Auslösung) den Abkühl-Zeitgeber. Der Zeitgeber wird auf den für die Einstellung *Abkühlzeit* eingegebenen Wert eingestellt. Die Ausgänge BLK_RESTART und COOL_ACTIVE bleiben aktiv, bis der Abkühl-Zeitgeber abgelaufen ist. Wenn die Erregung während dieser Zeit den eingestellten Wert übersteigt, wird der Ausgang AUS (Auslösung) sofort aktiviert. Bei abhängiger Kurve hängt die Deaktivierung von BLK_RESTART und COOL_ACTIVE vom ausgewählten Kurventyp ab.

Der Ausgang T_ENARESTART zeigt in Sekunden an, wie lange der Ausgang BLK_RESTART noch aktiv bleibt. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU, der das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und der festgelegten Auslösezeit angibt. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden gesteuert durch den Eingang BLOCK und die globale Einstellung **Konfiguration/ System/Blockiermodus**, die den Blockiermodus bestimmt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Programms des Schutzgeräts möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Blockierung des Auslöseausgangs" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang AUS (Auslösung) wird jedoch nicht aktiviert.

4.5.6.5 Zeitkennlinien

OEPVPH unterstützt unabhängige und abhängige Kennlinien. Die Kennlinien des unabhängigen Zeitgebers können durch Auswahl von "unabhängig DT (ANSI) " oder "unabhängig DT (IEC) " in der Einstellung *Typ Auslösekennlinie* ausgewählt werden. Die Funktion ist in beiden Fällen identisch. Wenn die unabhängige Kennlinie ausgewählt ist, wird die Funktionsweise nur von den Einstellungen *Auslösezeit* und *Rückfallzeitverzögerung* beeinflusst.

OEPVPH unterstützt außerdem vier abhängige Übererregungskennlinien: "OvExt IDMT Crv1", "OvExt IDMT Crv2", "OvExt IDMT Crv3" und "OvExt IDMT Crv4".

Übererregungsabhängige Kurve

In abhängigen Modi ist die Auslösezeit abhängig vom momentanen Erregungswert: Je höher die Erregung, desto kürzer die Auslösezeit. Die Berechnung oder Integration

der Auslösezeit beginnt sofort, nachdem der Übererregungspegel den eingestellten *Startwert* überschritten hat und der Ausgang START aktiviert wurde.

Der Ausgang AUS (Auslösung) wird aktiviert, wenn die kumulative Summe des zur Berechnung der Übererregungssituation verwendeten Integrators den vom abhängigen Zeitmodus festgelegten Wert überschreitet. Der eingestellte Wert hängt vom ausgewählten Kurventyp und von den verwendeten Einstellungen ab.

Die Einstellungen *Kürzeste Auslösezeit* und *Maximale Auslösezeit* definieren die kürzeste bzw. längste Auslösezeit, die im abhängigen Zeitmodus möglich ist. Zum Einstellen dieser Parameter wird empfohlen, sich die jeweiligen abhängigen Zeitkennlinien genau anzusehen.

Die Auslösezeit des Funktionsblocks kann zwischen den verschiedenen Auslösekurventypen stark variieren, auch wenn andere Parametereinstellungen für die Kurven nicht geändert wurden.

Einmal aktiviert, aktiviert der Zeitgeber den Ausgang START für die abhängigen Zeitkennlinien. Sinkt der Erregungspegel unter den Wert der Einstellung *Startwert*, bevor die Funktion ausgelöst wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert und der Ausgang START sofort zurückgesetzt. Wenn ANR während der Rücksetzzeit erneut auftritt, wird die Auslösung basierend auf den Auswirkungen des Zeitraums berechnet, als ANR zuvor aktiv war. Damit soll erreicht werden, dass Auslösebedingungen seltener auftreten und dass der Heizeffekt des vorherigen aktiven Auslösezeitraums berücksichtigt wird.

Wenn START aktiv wird, wird die Rücksetzzeit anhand der folgenden Gleichung ermittelt.

$$reset\ time = \left(\frac{START_DUR}{100} \right) \cdot Cooling\ time$$

(Gleichung 131)

Wenn bei den abhängigen Zeitkennlinien ANR deaktiviert ist, wird der während ANR berechnete ganzzahlige Wert kontinuierlich um eine Konstante verringert, sodass der Wert Null ist, wenn die Rücksetzzeit während der Rücksetzdauer abgelaufen ist. Tritt ein Fehler erneut auf, wird die Integration vom aktuellen ganzzahligen Wert fortgesetzt und die Startzeit wird angepasst,wie in Abbildung 327 gezeigt. Die Startzeit wird zum Wert am Zeitpunkt des Abfallens minus der aufgetretenen Rücksetzzeit. Wenn die Rücksetzzeit verstreicht, ohne dass ein Fehler erkannt wird, werden die gespeicherten Werte für Startdauer und Integration gelöscht.

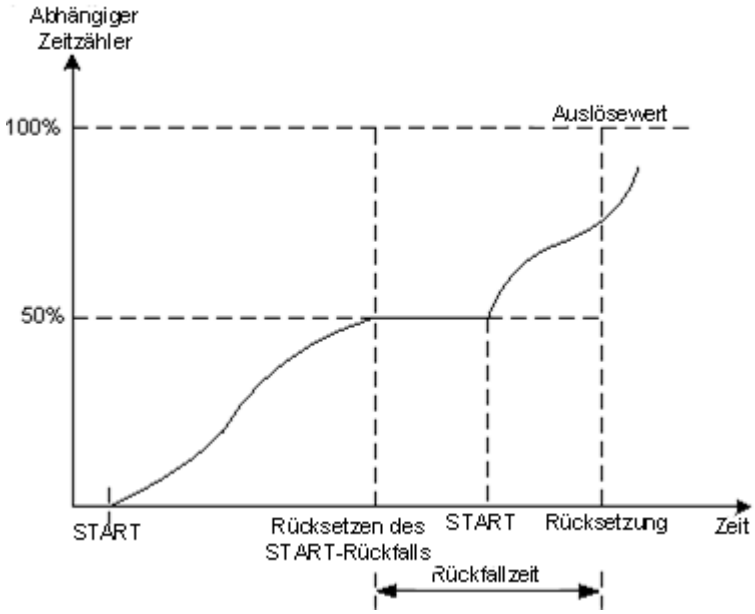


Abb. 327: *Beispiel für eine verzögerte Rücksetzung in der abhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Start während der Rücksetzzeit aktiviert wird, fährt der Auslösezeitzähler ab dem Pegel beim Abfall fort (Rücksetzzeit = 0,50 · Abkühlzeit).*

Abhängige Übererregungskurven 1, 2 und 3

Die Grundgleichung für die abhängigen Zeitkennlinien "OvExt IDMT Crv1", "OvExt IDMT Crv2" und "OvExt IDMT Crv3" lautet wie folgt:

$$t(s) = 60 \cdot e^{\left(\frac{ak+b-100M}{c}\right)}$$

(Gleichung 132)

t(s) Auslösezeit in Sekunden

M Erregungspegel (Verhältnis U/f oder Volt/Hertz) in pu

k Eingestellter *Zeitmultiplikator*

Die Konstante "60" in Gleichung 132 wandelt die Zeit von Minuten in Sekunden um.

Tabelle 564: *Parameter a, b und c für unterschiedliche abhängige Zeitkennlinien*

Einstellung *Typ Auslösekennlinie*	a	b	c
OvExt IDMT Crv1	2,5	115,00	4,886
OvExt IDMT Crv2	2,5	113,50	3,040
OvExt IDMT Crv3	2,5	108,75	2,443

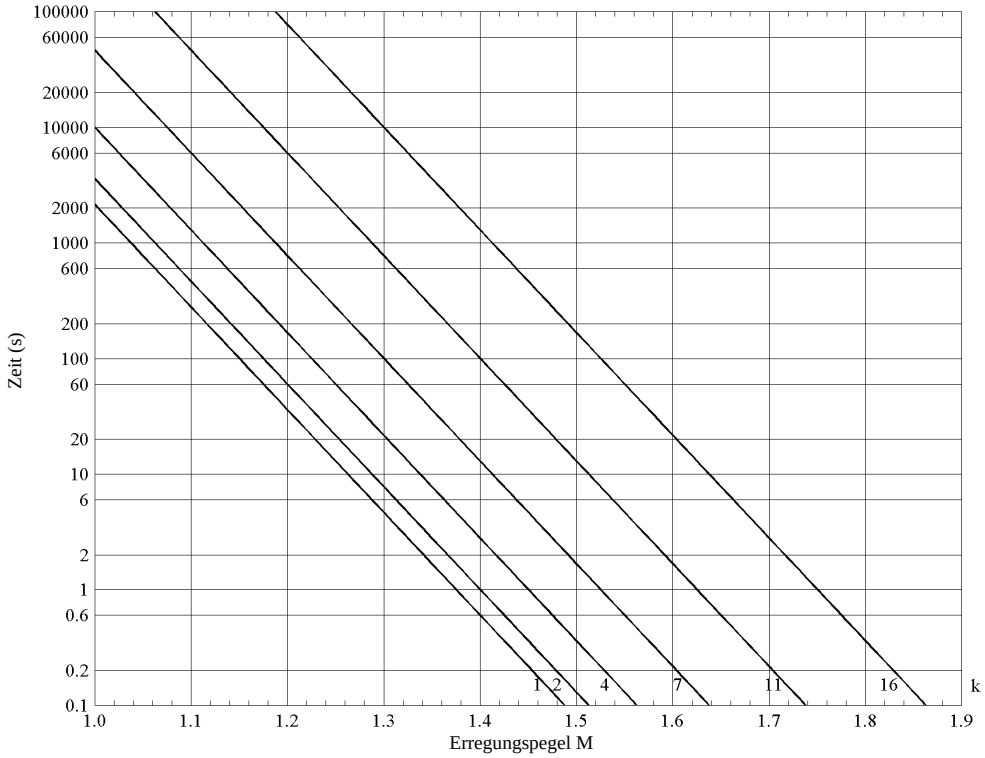


Abb. 328: Auslösezeitkurven für die abhängige Zeitkennlinie ("OvExt IDMT Crv1") für die Parameter a = 2,5, b = 115,0 und c = 4,886

Abhängige Übererregungskurve 4

Die Grundgleichung für die abhängige Zeitkennlinie "OvExt IDMT Crv4" lautet:

$$t(s) = d + \frac{0.18k}{(M-1)^2}$$

(Gleichung 133)

- t(s) Auslösezeit in Sekunden
- d Eingestellte *Konstantenverzögerung* in Millisekunden
- M Erregungswert (Verhältnis U/f oder Volt/Hertz) in pu
- k Eingestellter *Zeitmultiplikator*

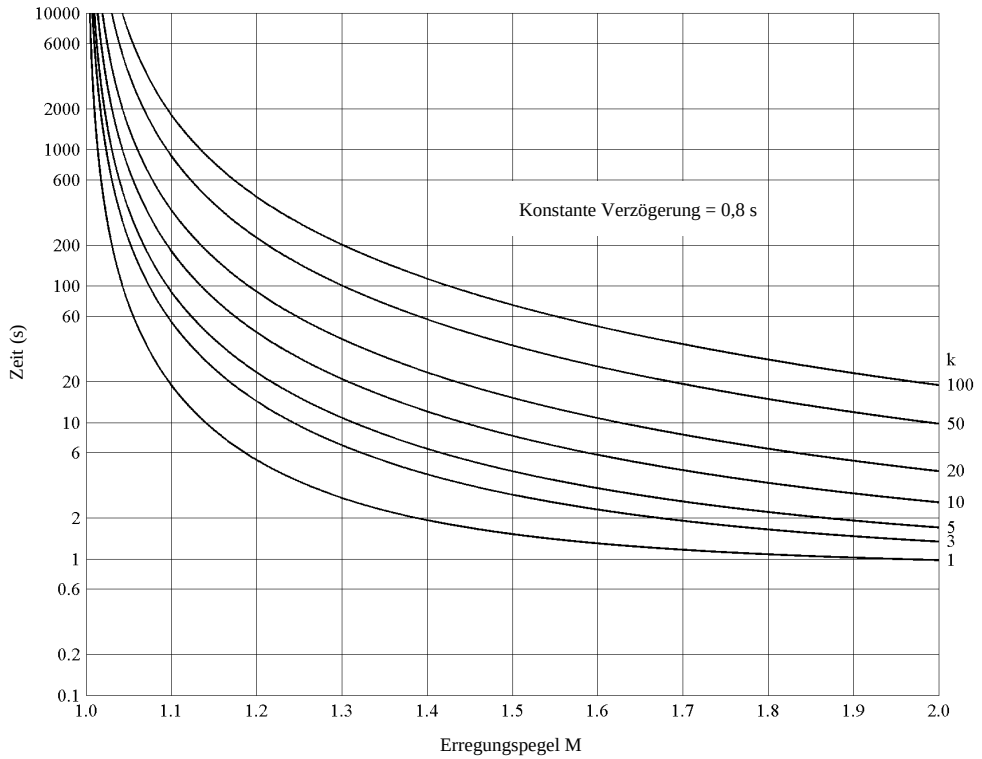


Abb. 329: Auslösezeitkurven für die abhängige Übererregungskurve 4 ("OvExt IDMT Crv4") bei unterschiedlichen Werten für Zeitmultiplikator, wenn Konstantenverzögerung = 800 Millisekunden.

Durch die Aktivierung des Ausgangs `AUS (Auslösung)` wird der Ausgang `BLK_RESTART` aktiviert.

Wenn der Erregungspegel den eingestellten Wert übersteigt, während `BLK_RESTART` aktiv ist, wird der Ausgang `Aus (Auslösung)` sofort aktiviert.

Wenn der Erregungspegel den eingestellten Wert übersteigt, wenn `BLK_RESTART` nicht aktiv ist, aber `COOL_ACTIVE` aktiv ist, wird der Ausgang `Aus (Auslösung)` nicht sofort aktiviert. In diesem Fall beeinflusst die verbleibende Zeit bis zum Ablauf des Abkühl-Zeitgebers die Berechnung des Auslöse-Zeitgebers, wie in Abbildung 330 gezeigt. Dadurch wird der Heizeffekt kompensiert und die Gesamtauslösezeit verkürzt.

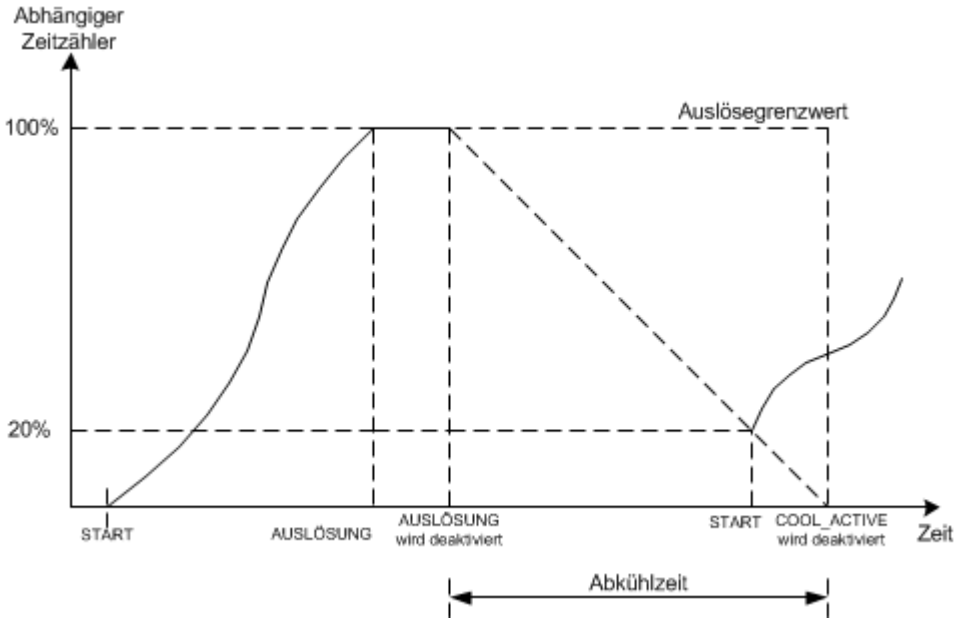


Abb. 330: Beispiel für die Funktionsweise eines inversen Zeitzählers, wenn `START` *auftritt, wenn* `BLK_RESTART` *inaktiv, aber* `COOL_ACTIVE` *aktiv ist.*

4.5.6.6 Anwendung

Wenn der laminierte Kern eines Transformators oder Generators einer Flussdichte ausgesetzt wird, die seine Auslegungsgrenzen übersteigt, erhöht sich der Streufluss. Dies hat verstärkte Hysterese und Wirbelstromverluste in den nicht laminierten Teilen zur Folge. Diese Verluste können innerhalb relativ kurzer Zeit starke Erwärmung und schwere Schäden an der Isolierung und den angrenzenden Teilen hervorrufen.

Überspannung, Unterfrequenz oder eine Kombination daraus führt zu einer erhöhten Flussdichte. Da die Flussdichte proportional zur Spannung und umgekehrt proportional zur Frequenz ist, berechnet der Übererregungsschutz das relative V/Hz-Verhältnis, anstatt die Flussdichte direkt zu messen. Der Bemessungswert (Bemessungsspannung bei Bemessungsfrequenz) wird normalerweise als 100 % betrachtet, kann aber je nach Ausführung geringfügig überschritten werden.

Die größte Gefahr einer Übererregung besteht in Wärmekraftwerken, in denen die Blocktransformatoreinheit vom Rest des Netzes getrennt ist, oder in Inselnetzen, in denen hohe Spannungen oder niedrige Frequenzen auftreten können.

Zu einer Übererregung kann es beim Anlaufen und Abschalten des Generators kommen, wenn der Feldstrom nicht korrekt angepasst wird. Der Lastverlust oder Lastabwurf kann auch dann zu einer Übererregung führen, wenn Spannungs- und Frequenzregelung nicht ordnungsgemäß funktionieren. Die niedrige Frequenz eines vom Hauptnetz getrennten Netzes kann eine Übererregung hervorrufen, wenn das Spannungsregelsystem eine normale Spannung aufrecht erhält.

Der Übererregungsschutz für den Transformator wird allgemein vom Übererregungsschutz des Generators über die Spannungswandler an den Generatorklemmen geleistet. Die Kurven, die die V/Hz-Grenzwerte für Generator und Transformator festlegen, müssen ordnungsgemäß koordiniert werden, damit sie beide Betriebsmittel schützen.

Wenn der Generator mit einem kapazitiven Leistungsfaktor betrieben werden kann, kann die Oberspannungsseite des Transformators ein höheres pu-V/Hz-Verhältnis haben als das V/Hz-Verhältnis des Generators. Dies muss bei einem ordnungsgemäßen Übererregungsschutz für den Transformator berücksichtigt werden. Außerdem darf die Spannungsmessung an keiner Wicklung erfolgen, an der sich ein Stufenschalter befindet.

Man geht davon aus, dass die Übererregung ein symmetrisches Phänomen ist, das durch Ereignisse wie einen Lastverlust ausgelöst wird. Eine hohe Leiter-Erde-Spannung ist nicht mit Übererregung gleichzusetzen. So ist zum Beispiel bei einem ungeerdeten Netz ein einpoliger Erdfehler mit hohen Spannungen in den beiden funktionierenden Leitern, aber keiner Übererregung von Wicklungen verbunden. Die Leiter-Leiter-Spannungen bleiben im Wesentlichen unverändert. Für die Übererregung ist in erster Linie die Spannung zwischen den beiden Enden jeder Wicklung zu berücksichtigen.

Beispielberechnungen für den Übererregungsschutz

Beispiel 1

Bemessungswerte der Maschine

Leiter-Leiter-Bemessungsspannung (U_r)	11000 V
Leiter-Bemessungsstrom (I_r)	7455 A
Bemessungsfrequenz (f_r)	50 Hz
Leck-Reaktanz (X_{leak})	20 % oder 0,2 pu

Gemessene Spannung und Lastströme der Maschine

Spannung von Leiter L1 zu Leiter L2 (U_{L1-L2})	11500∠0° V
Strom Leiter L1 (I_{L1})	5600∠-63,57° A
Strom Leiter L2 (I_{L2})	5600∠176,42° A
Gemessene Frequenz (f_m)	49,98 Hz
Einstellung *Max. Spannung kont.*	100 %
Einstellung *Spannungsauswahl*	Leiter-Leiter
Einstellung *Leiterüberwachung*	L1 oder L1-L2

Die pu-Streureaktanz X_{leakPU} wird in Ohm umgewandelt.

$$X_{leak\Omega} = X_{leakPU} \cdot \left({U_n} \middle/ {\left(I_n \cdot \sqrt{3} \right)} \right) = 0.2 \cdot \left({11000} \middle/ {\left(7455 \cdot \sqrt{3} \right)} \right) = 0.170378\ Ohms$$

(Gleichung 134)

Die interne Induktionsspannung E der Maschine wird berechnet.

$$\overline{E} = \overline{U_{AB}} + (\overline{I_A} - \overline{I_B}) \cdot (jX_{leak})$$

(Gleichung 135)

E = 11500∠0°+ (5600∠-63,57°- 5600∠176,42°) · (0,170378∠90°) = 12490 V

Der Erregungspegel M der Maschine wird berechnet.

$$Excitation\ level\ M = \frac{{12490} \big/ {49.98}}{{11000} \big/ {50} \cdot 1.00} = 1.1359$$

(Gleichung 136)

Beispiel 2

Situation und Daten wie in Beispiel 1. In diesem Fall erlaubt der Maschinenhersteller einen Dauerbetrieb bei 105 Prozent der Bemessungsspannung bei Bemessungslast und dass dieser Wert als Grundlage für die Übererregung verwendet werden kann.

Normalerweise wird die U/f-Kennlinie angegeben, sodass das Verhältnis bei Bemessungsspannung und Bemessungsfrequenz 1,00 beträgt. Deshalb wird der Wert 100 Prozent als Einstellung für *Max. Spannung kont.* empfohlen.

Ist *Max. Spannung kont.* auf 105 Prozent eingestellt, wird der Erregungspegel M der Maschine nach der folgenden Gleichung berechnet.

$$Excitation\ level\ M = \frac{{12490} \big/ {49.98}}{{11000} \big/ {50} \cdot 1.05} = 1.0818$$

(Gleichung 137)

Beispiel 3

In diesem Fall wird die Funktion nach abhängiger Kurve ausgelöst. Für die Einstellung *Typ Auslösekennlinie* wurde der Wert "OvExt IDMT Crv2" gewählt. Die zugehörigen Beispieleinstellungen für die abhängige Zeitkennlinie sind wie folgt angegeben: *Startwert* = 110%, *Max. Spannung kont.* = 100%, *Zeitmultiplikator* = 4, *Maximale Auslösezeit* = 1000 s, *Minimale Auslösezeit* = 1 s und *Abkühlzeit* = 200 s.

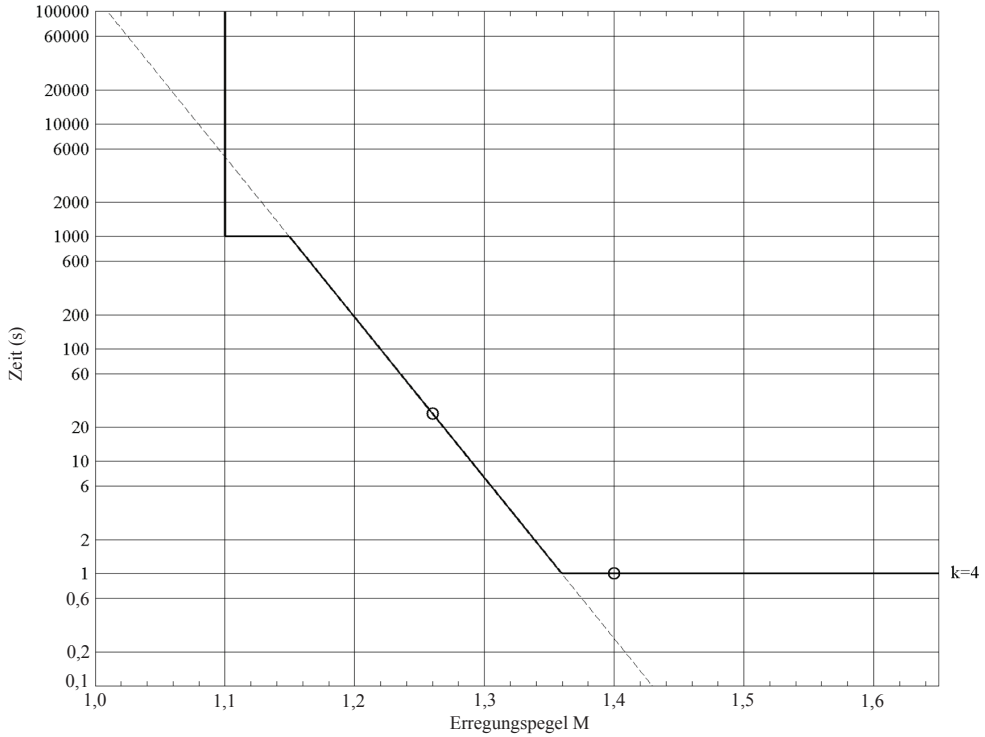


Abb. 331: Auslösekurve von "OvExt IDMT Crv2" basierend auf den Einstellungen aus Beispiel 3. Die beiden markierten Punkte in der Kurve werden im Text erklärt.

Bleibt der Erregungspegel bei 1,26, erfolgt die Auslösung nach 26.364 s; siehe markierter Punkt in Abbildung 331. Beim Erregungspegel 1,4, dem zweiten Punkt in Abbildung 331, ergibt die Kurve "OvExt IDMT Crv2" gemäß Gleichung 132 0,2636 s, aber die Einstellung *Minimale Auslösezeit* begrenzt die Auslösezeit auf 1,0 s.

Die Einstellung Maximale Auslösezeit begrenzt die Auslösezeit auf 1000 s, wenn der Erregungspegel zwischen 1,1 und 1,16 bleibt.

Allerdings bleibt der Erregungspegel normalerweise selten konstant. Deshalb sind die genauen Auslösezeiten in allen abhängigen Zeitmodi schwer vorherzusagen.

Beispiel 4

In diesem Fall wird die Funktion nach abhängiger Kurve ausgelöst. Für die Einstellung *Typ Auslösekennlinie* wurde der Wert "OvExt IDMT Crv4" gewählt. Die zugehörigen Beispieleinstellungen für die abhängige Zeitkennlinie sind wie folgt angegeben: *Startwert* = 110%, *Max. Spannung kont.* = 100%, *Zeitmultiplikator* = 5,

Maximale Auslösezeit = 3600 s, *Konstantenverzögerung* = 0,8 s und *Abkühlzeit* = 100 s.

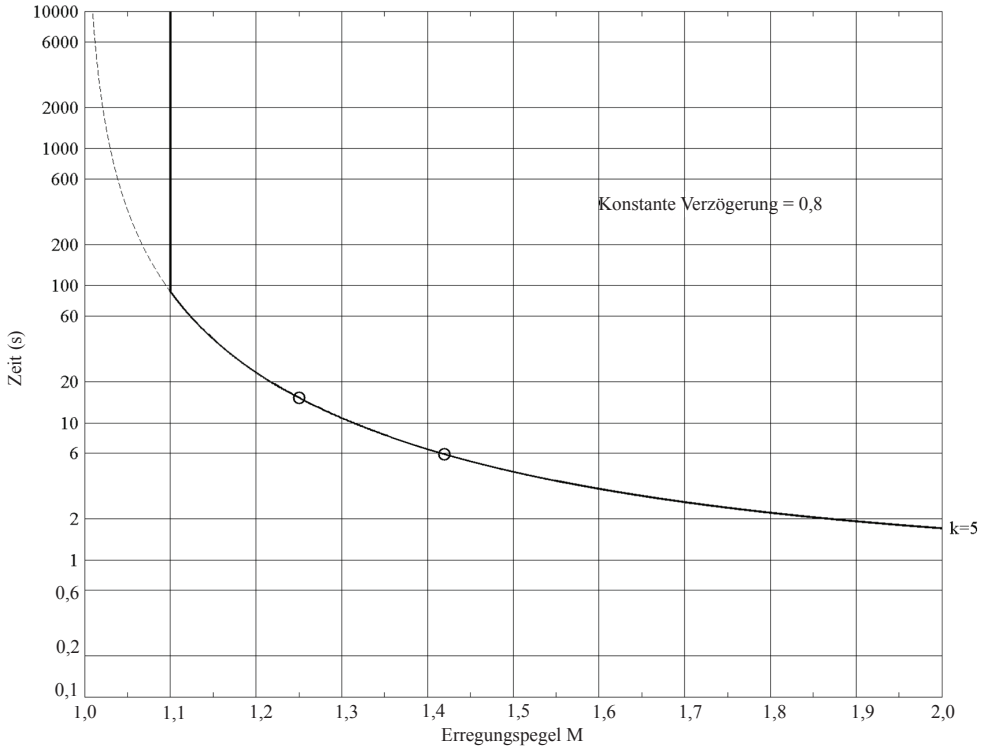


Abb. 332: Auslösekurve von "OvExt IDMT Crv4" basierend auf den angegebenen Einstellungen. Die beiden markierten Punkte in der Kurve werden im Text erklärt.

Bleibt der Erregungspegel bei 1,25, erfolgt die Auslösung nach 15,20 s. Beim Erregungspegel 1,42 wäre die Zeit bis zur Auslösung gemäß den beiden Punkten in Abbildung 332 5,90 s. In diesem Fall beschränkt die Einstellung *Maximale Auslösezeit* = 3600 s die maximale Auslösezeit nicht, weil die Auslösezeit beim *Startwert* = 110 % (1,1 pu) ca. 75 s beträgt.

4.5.6.7 Signale

Tabelle 565: OEPVPH Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Leiter L1 Strom
I_L2	SIGNAL	0	Leiter L2 Strom
I_L3	SIGNAL	0	Leiter L3 Strom
I_1	SIGNAL	0	Leiterstrom des Mitsystems
U_L1_L1-L2	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L1 oder Leiter-Leiter-Spannung L1-L2
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Name	Typ	Standard	Beschreibung
U_L2_L2-L3	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L2 oder Leiter-Leiter-Spannung L2-L3
U_L3_L3-L1	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L3 oder Leiter-Leiter-Spannung L3-L1
U_1	SIGNAL	0	Mitsystemspannung
F	SIGNAL	0	Gemessene Frequenz
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal

Tabelle 566: OEPVPH Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
START	BOOLEAN	Gestartet
SPERR_NEUAN-LAUF	BOOLEAN	Signal zum Blockieren der Wiederanbindung einer überhitzten Maschine
COOL_ACTIVE	BOOLEAN	Signal zum Anzeigen, dass die Maschine im Abkühlungsprozess ist

4.5.6.8 Einstellungen

Tabelle 567: OEPVPH Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Startwert	100...200	%	1	100	Übererregungs-Startwert
Typ Auslösekennlinie	5=unabhängige (ANSI) Zeit 15=unabhängige (IEC) Zeit 17=OvExt IDMT Crv1 18=OvExt IDMT Crv2 19=OvExt IDMT Crv3 20=OvExt IDMT Crv4			15=unabhängige (IEC) Zeit	Auswahl des Zeitverzögerungskurventyps
Zeitmultiplikator	0,1...100,0		0,1	3,0	Zeitmultiplikator für die abhängige Charakteristik Übererregungskurve
Auslöseverzögerung	200...200000	ms	10	500	Auslösezeitverzögerung im unabhängigen Modus

Tabelle 568: OEPVPH Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Ein/Aus
Abkühlzeit	5...10000	s	1	600	Notwendige Zeit zur Abkühlung der Maschine
Konstante Verzögerung	100...120000	ms	10	800	Parameter konstante Verzögerung
Maximale Auslösezeit	500000...10000000	ms	10	1000000	Maximale Auslösezeit für abhängige Zeitkennlinien
Spannungsauswahl	1=Leiter-Erde 2=Leiter-Leiter 3=Mitsystem			3=Mitsystem	Auswahl von Leiter / Leiter - Leiter / Mitsystemspannung
Leiterauswahl	1=L1 oder L1-L2 2=L2 oder L2-L3 3=L3 oder L3-L1			1=L1 oder L1-L2	Parameter für Leiterauswahl
Verlustreakt.	0,0...50,0	%	0,1	0,0	Verlustreakt. der Maschine
Max Spannungscont.	80...160	%	1	110	Maximal erlaubtes konti. Betriebsspannungsverhältnis

Tabelle 569: OEPVPH Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Rückfallzeitverzögerung	0...60000	ms	10	100	Rücksetzen der Zeit des Auslösezeitzählers im unabhängigen Zeitmodus
Minimale Auslösezeit	200...60000	ms	10	200	Minimale Zeitverzögerung für stromabhängige Auslösekennlinien

4.5.6.9 Überwachte Daten

Tabelle 570: OEPVPH Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
START_DAU	FLOAT32	0,00...100,00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit (in %)
T_ERL_NEUSTART	INT32	0...10000	s	Verbl. Zeit bis Freigabe der Wiedereinschaltung
VOLTPERHZ	FLOAT32	0,00...10,00	pu	Erregungslevel, d.h. U/f Verhältnis oder Volt/ Hertz
OEPVPH	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

4.5.6.10 Technische Daten

Tabelle 571: OEPVPH - Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_r ±2 Hz
	±3,0 % des eingestellten Wertes
Anregezeit 1)2)	Frequenzänderung: Üblicherweise 200 ms
	Spannungsänderung: Üblicherweise 40 ms
Rücksetzzeit	Üblicherweise 40 ms
Rücksetzverhältnis	Üblicherweise 0,96
Verzögerungszeit	< 35 ms
Auslösezeitgenauigkeit im "Definite Time"-Modus	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Auslösezeitgenauigkeit im "Inverse Time"-Modus	± 5,0 % des theoretischen Wertes oder ±50 ms

1) f_r = 50 Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.5.7 Unterspannungsschutz für Grenzkurvencharakteristik (LVRTPTUV)

4.5.7.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Unterspannungsschutz für Grenzkurvencharakteristik	LVRTPTUV	U<RT	27RT

4.5.7.2 Funktionsblock

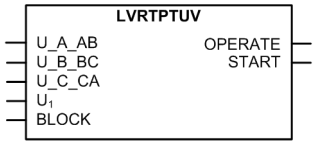


Abb. 333: Funktionsblock

4.5.7.3 Funktion

Der Unterspannungsschutz für Grenzkurvencharakteristik LVRTPTUV ist im Prinzip ein dreiphasiger Unterspannungsschutz. Er unterscheidet sich vom traditionellen Unterspannungsschutz PHPTUV dadurch, dass er dem Netzbetreiber

freistellt, eigene Unterspannungs-Übersteuerungs-Kurven (LVRT) für Generatoren zu definieren, wie in den örtlichen oder nationalen Netzcodes definiert. Die LVRT-Kurve ist die Grenzkurve für den Spannungsverlauf am Netzanschluss für eine Erzeugungsanlage mit regenerativen Energiequellen bei einem Fehler im Netz und kann durch das Setzen der zutreffenden Zeit-Spannungs-Koordinaten exakt auf die Anforderungen abgestimmt definiert werden.

Diese Funktion beinhaltet eine Blockierfunktion. LVRTPTUV kann über den Eingang BLOCK blockiert werden. Beim Blockieren werden Zeitgeber und Ausgänge zurückgesetzt.

4.5.7.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Arbeitsweise von LVRTPTUV lässt sich mithilfe des nachfolgenden Logikdiagramms darstellen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

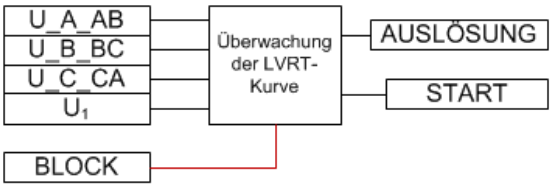


Abb. 334: Logikdiagramm

Überwachung der LVRT-Kurve

Die Überwachung der LVRT-Kurve beginnt mit dem Erkennen einer Unterspannung. Die Unterspannungserkennung hängt von der Einstellung *Spannungsauswahl* ab. Alle wählbaren Optionen basieren auf Grundfrequenzkomponenten.

Die Funktion verwendet Leiter-Erde-Spannungen, wenn die Einstellung *Spannungsauswahl* auf "Höchste L-E" oder "Niedrigste L-E" gesetzt ist und Leiter-Leiter-Spannungen, wenn *Spannungsauswahl* auf "Höchste L-L" oder "Niedrigste L-L" gesetzt ist.

Ist die Einstellung *Spannungsauswahl* auf "Höchste L-E", "Niedrigste L-E", "Höchste L-L" oder "Niedrigste L-L" gesetzt, werden die gemessenen dreipoligen Spannungen Leiter für Leiter mit der Einstellung *Spannungsstartwert* verglichen. Ist der gemessene Wert von in der Einstellung *Anzahl der Leiteranreg.* angegebenen Anzahl von Leitern geringer als der eingestellte *Spannungsstartwert*, wird der Ausgang START aktiviert.

Die Einstellungsoptionen für *Anzahl der Leiteranregungen* sind "Exakt 1 von 3", "Exakt 2 von 3" und "Exakt 3 von 3". Sie unterscheiden sich von den konventionellen Einstellungsoptionen in den anderen vorhandenen Funktionen. Wenn z. B. *Anzahl der*

Leiteranregungen auf "Exakt 2 von 3" eingestellt ist, müssen in einem Netzzyklus zwei Spannungen unter den *Spannungsstartwert* fallen, damit der Ausgang START aktiviert wird. Selbst wenn mehr als zwei Spannungen unter den *Spannungsstartwert* fallen, wird der Ausgang START nicht aktiviert.

Ist *Spannungsauswahl* auf "Mitsystem" gesetzt, wird die Mitsystemkomponente mit dem eingestellten *Spannungsstartwert* verglichen. Ist sie kleiner als der eingestellte *Spannungsstartwert*, wird der Ausgang START aktiviert.

Sobald START aktiviert ist, überwacht die Funktion das Verhalten der Spannung, wie sie durch *Spannungsauswahl* definiert ist, mit der definierten LVRT-Kurve. Wenn die definierte Spannung in den Auslösebereich eintritt, wird sofort der Ausgang AUSLÖSUNG aktiviert. Die Dauer des Impulses AUSLÖSUNG ist auf 100 ms festgelegt. START und AUSLÖSUNG werden beide deaktiviert.

Bei einem Rückfall, d. h. wenn die Spannung über dem *Spannungsstartwert* wiederhergestellt wird, bevor AUSLÖSUNG aktiviert wird, wird die Funktion bis zum Ablauf der maximalen Erholungszeit nicht rückgesetzt, d. h., der Ausgang START bleibt aktiviert.

Die LVRT-Kurve wird über die Zeit-Spannungs-Koordinaten definiert. Die möglichen Einstellungen sind *Erholungszeit 1*…*Erholungszeit 10* sowie *Spannungspegel 1*…*Spannungspegel 10*. Die Anzahl der für die Definition einer LVRT-Kurve notwendigen Koordination wird über die Einstellung *Aktive Koordinaten* gesetzt.

Ist *Erholungszeit 1* auf einen Wert ungleich Null gesetzt, resultieren daraus horizontale Eigenschaften vom Fehlerpunkt bis zur *Erholungszeit 1*.

Abbildung 335 und Abbildung 336 zeigen zwei Beispiele für die Definition von LVRT-Kurven mit den entsprechenden Einstellungen in Tabelle 572.

Um eine Fehlfunktion auszuschließen, müssen die Koordinatenpunkte korrekt angegeben werden. Zum Beispiel sollte *Erholungszeit 2* größer sein als *Erholungszeit 1*. *Erholungszeit 1*… *Erholungszeit 10* sind die entsprechenden Zeiteinstellungen ausgehend vom Fehlerpunkt.

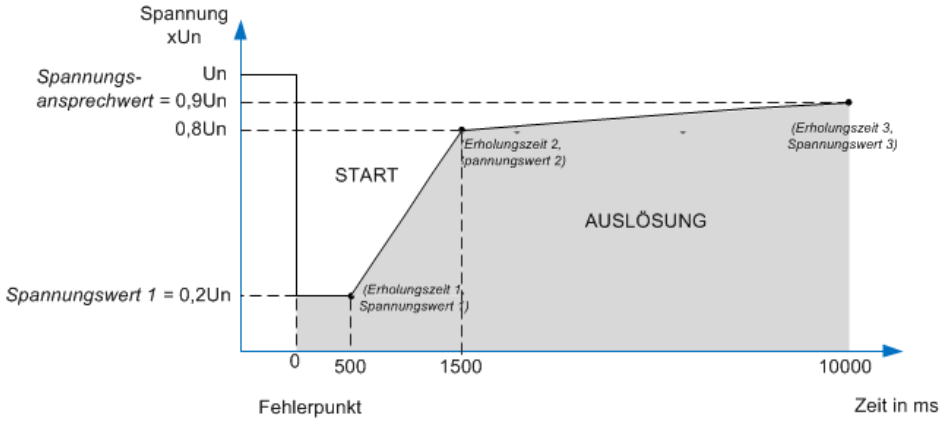


Abb. 335: Beispiel für eine Grenzkurve bei einer Unterspannung Übersteuerung, Kurve A

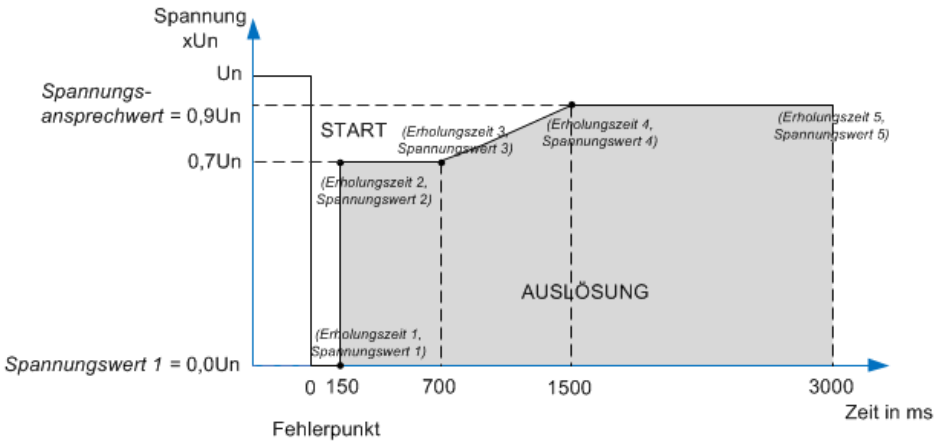


Abb. 336: Beispiel für eine Grenzkurve bei einer Unterspannung Übersteuerung, Kurve B

Tabelle 572: Einstellungen für die Beispiele A und B

Einstellungen	Kurve A	Kurve B
Spannungsstartwert	0,9 · Ur	0,9 · Ur
Aktive Koordinaten	3	5
Spannungspegel 1	0,2 · Ur	0 · Ur
Erholungszeit 1	500 ms	150 ms
Spannungspegel 2	0,8 · Ur	0,7 · Ur
Erholungszeit 2	1000 ms	150 ms
Spannungspegel 3	0,9 · Ur	0,7 · Ur
Erholungszeit 3	10000 ms	700 ms
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Einstellungen	Kurve A	Kurve B
Spannungspegel 4	-	0,9 · Ur
Erholungszeit 4	-	1500 ms
Spannungspegel 5	-	0,9 · Ur
Erholungszeit 5	-	3000 ms

Die letzte aktive Einstellung *Spannungspegel X* muss größer oder gleich dem *Spannungsstartwert* sein. Einstellungen werden nicht angenommen, wenn die letzte aktive Einstellung *Spannungspegel X* nicht größer oder gleich dem *Spannungsstartwert* ist.

Abbildung 337 zeigt ein Beispiel der Schutzfunktion LVRTPTUV mit den Einstellungen *Anzahl der Leiteranreg.* gleich "Genau 2 von 3" und die *Spannungsauswahl* gleich "Niedrigste L-L"-Spannung.

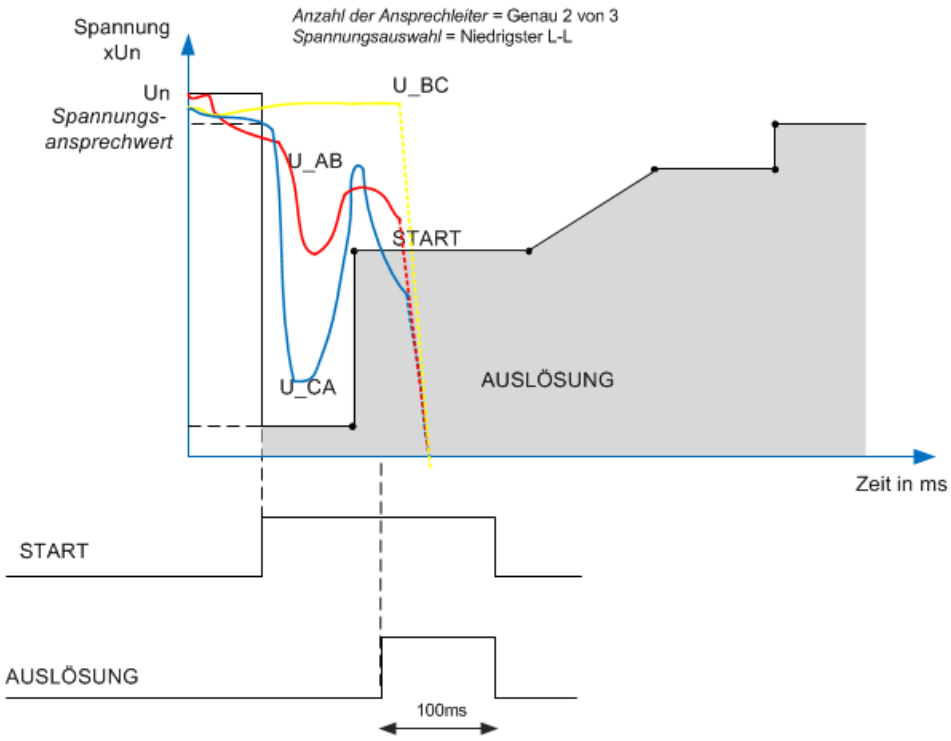


Abb. 337: Typisches Beispiel für die Funktion LVRTPTUV

Durch die Aktivierung des Eingangs BLOCK wird der Zeitgeber zurückgesetzt und die Funktionsausgänge werden deaktiviert.

4.5.7.5 Anwendung

Die Anwendung von Wind- und Solaranlagen für die verteilte Erzeugung (DG) nimmt gegenwärtig aufgrund des liberalisierten Marktes (Deregulierung) und des weltweiten Trends, zunehmend erneuerbare Ressourcen zu verwenden, zu. Diese Anlagen sind direkt mit dem Netz verbunden und könnten aufgrund ihrer Größe das Verhalten des Netzes beeinflussen. Solche Anlagen müssen jetzt ebenso strenge Anschlussvorgaben erfüllen, wie sie früher lediglich für sehr starke Kraftwerke galten. Diese Vorgaben beinhalten die Unterstützung des Netzes bei der Aufrechterhaltung der Systemstabilität, Blindleistungsunterstützung, Transientenregeneration und Spannungs-Frequenz-Regulierung. Durch diese Vorgaben müssen die Wind- und Solarparks im Fall von Netzstörungen in Betrieb bleiben.

Viele Netzcodes verlangen heute, dass Anlagen für die verteilte Erzeugung, die an Hochspannungs-Netze angeschlossen sind, Spannungsabfällen in Höhe von x % der Bemessungsspannung für eine vorgegeben Dauer standhalten müssen (in manchen Fällen bis zu 0 %. Diese Vorgaben werden Unterspannungs-"Ride through" (LVRT) oder eine Grenzkurve für den Spannungsverlauf am Netzanschluss für eine Erzeugungsanlage mit regenerativen Energiequellen bei einem Fehler im Netz genannt und vergleichen die Werte von Spannung und Zeit.

Anlagen für die verteilte Erzeugung zeigen bestimmte LVRT-Verhalten, die je nach der Veränderung des Werts Spannung pro Zeiteinheit in drei Bereiche aufgeteilt werden können.

- Bei einem Systemfehler kann der Spannungswert für die Zeit *Erholungszeit 1* auf den *Spannungspegel 1* abfallen. In einem solchen Fall muss der Generator an das Netz angeschlossen bleiben. Diese Grenze kennzeichnet den Bereich A.
- Bereich B definiert das lineare Wachstum der Erholungsspannungspegel von *Spannungspegel 1* zu *Spannungspegel 2* in der Zeitspanne von *Erholungszeit 1* bis *Erholungszeit 2*.
- Bereich C ist der Bereich, in dem sich die Spannung stabilisiert. *Spannungspegel 3* wird auf den gleichen Wert definiert wie *Spannungspegel 2*. Das System sollte in der Zeitspanne von *Erholungszeit 2* bis *Erholungszeit 3* über dieser Spannung bleiben.

Wenn die Spannung nach der *Erholungszeit 4* gleich oder größer als *Spannungspegel 4* ist, geht das System in den Normalstatus über und setzt die Funktion zurück.

Liegt die Spannung am Punkt der gemeinsamen Kopplung über der LVRT-Kurve, muss der Generator angeschlossen bleiben. Er darf erst getrennt werden, wenn die Spannung Werte unterhalb dieser Kurve zeigt.

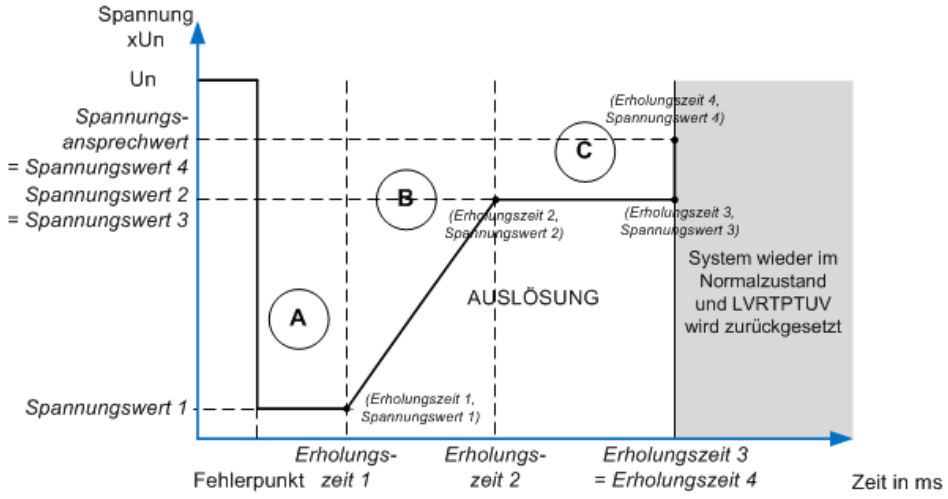


Abb. 338: Eine typische erforderliche Ride-Through-Spannungsfunktion einer Energieerzeugungseinheit

Diese LVRT-Vorgabe hängt von den Eigenschaften des elektrischen Netzes und des angewendeten Schutzes ab. Sie kann in verschiedenen Netzen sehr unterschiedlich sein. Die Vorgaben unterschieden sich auch von Land zu Land. Die Funktion LVRTPTUV beinhaltet vier Arten von LVRT-Kurven, die die meisten Anforderungen des Stromsystems abdecken. Die Netzbetreiber können die LVRT-Kurve durch Einstellen der Parameter auf ihre eigenen Bedürfnisse anpassen. Dadurch ist die Anwendung im Vergleich zu anderen, konventionellen Arten des Unterspannungsschutzes mit anderen Auslösezeiteinstellungen und Logiken einfacher.

4.5.7.6 Signale

Tabelle 573: LVRTPTUV Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
U_L1_L1-L2	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L1 oder Leiter-Leiter-Spannung L1-L2
U_L1_L2-L3	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L2 oder Leiter-Leiter-Spannung L2-L3
U_L1_L3-L1	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L3 oder Leiter-Leiter-Spannung L3-L1
U_1	SIGNAL	0	Mitsystemspannung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 574: LVRTPTUV Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
START	BOOLEAN	Start

4.5.7.7 Einstellungen

Tabelle 575: LVRTPTUV Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Spannungs-Startwert	0,05...1,20	xUn	0,01	0,90	Spannungswert, unter dem die Funktion startet

Tabelle 576: LVRTPTUV Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Anzahl der Leiteranreg.	4=Genau 1 aus 3 5=Genau 2 aus 3 6=Genau 3 aus 3			4=Genau 1 aus 3	Anzahl der fehlerhaften Leiter
Spannungsauswahl	1=Höchster L-E 2=Niedrigster L-E 3=Höchster L-L 4=Niedrigster L-L 5=Mitsystem			4=Niedrigster L-L	Parameter für die Spannungsauswahl für die Kurvenüberwachung
Aktive Koordinaten	1...10		1	3	Koordinaten für die Definition der LVRT-Kurve
Spannungspegel 1	0,00...1,20	xUn	0,01	0,20	1. Spannungskoordinate für die Definition der LVRT-Kurve
Spannungspegel 2	0,00...1,20	xUn	0,01	0,80	2. Spannungskoordinate für die Definition der LVRT-Kurve
Spannungspegel 3	0,00...1,20	xUn	0,01	0,90	3. Spannungskoordinate für die Definition der LVRT-Kurve
Spannungspegel 4	0,00...1,20	xUn	0,01	0,90	4. Spannungskoordinate für die Definition der LVRT-Kurve
Spannungspegel 5	0,00...1,20	xUn	0,01	0,90	5. Spannungskoordinate für die Definition der LVRT-Kurve
Spannungspegel 6	0,00...1,20	xUn	0,01	0,90	6. Spannungskoordinate für die Definition der LVRT-Kurve
Spannungspegel 7	0,00...1,20	xUn	0,01	0,90	7. Spannungskoordinate für die Definition der LVRT-Kurve
Spannungspegel 8	0,00...1,20	xUn	0,01	0,90	8. Spannungskoordinate für die Definition der LVRT-Kurve
Spannungspegel 9	0,00...1,20	xUn	0,01	0,90	9. Spannungskoordinate für die Definition der LVRT-Kurve
Spannungspegel 10	0,00...1,20	xUn	0,01	0,90	10. Spannungskoordinate für die Definition der LVRT-Kurve
Erholungszeit 1	0...300000	ms	1	500	1. Zeitkoordinate für die Definition der LVRT-Kurve
Erholungszeit 2	0...300000	ms	1	1000	2. Zeitkoordinate für die Definition der LVRT-Kurve
Erholungszeit 3	0...300000	ms	1	10000	3. Zeitkoordinate für die Definition der LVRT-Kurve
Erholungszeit 4	0...300000	ms	1	10000	4. Zeitkoordinate für die Definition der LVRT-Kurve

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Erholungszeit 5	0...300000	ms	1	10000	5. Zeitkoordinate für die Definition der LVRT-Kurve
Erholungszeit 6	0...300000	ms	1	10000	6. Zeitkoordinate für die Definition der LVRT-Kurve
Erholungszeit 7	0...300000	ms	1	10000	7. Zeitkoordinate für die Definition der LVRT-Kurve
Erholungszeit 8	0...300000	ms	1	10000	8. Zeitkoordinate für die Definition der LVRT-Kurve
Erholungszeit 9	0...300000	ms	1	10000	9. Zeitkoordinate für die Definition der LVRT-Kurve
Erholungszeit 10	0...300000	ms	1	10000	10. Zeitkoordinate für die Definition der LVRT-Kurve

4.5.7.8 Überwachte Daten

Tabelle 577: LVRTPTUV Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
LVRTPTUV	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

4.5.7.9 Technische Daten

Tabelle 578: LVRTPTUV Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung: f_n ±2 Hz
	±1,5 % des eingestellten Wertes oder ±0,002 × U_r
Anregezeit[1)2)]	Üblicherweise 40 ms
Rückfallzeit	Auf der Grundlage der Einstellung *Erholungszeit*
Verzögerungsgenauigkeit	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei f = n × f_r, wenn n = 2, 3, 4, 5,…

1) Getestet bei *Anzahl der Leiteranreg.* = 1 von 3, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.5.8 Vektorsprungschutz (VVSPPAM)

4.5.8.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Vektorsprungschutz	VVSPPAM	VS	78V

4.5.8.2 Funktionsblock

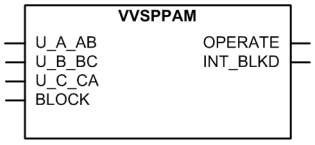


Abb. 339: Funktionsblock

4.5.8.3 Funktion

Die Vektorsprung-Schutzfunktion VVSPPAM, auch als Delta-Phi-Funktion bezeichnet, misst fortwährend die Dauer eines Spannungszyklus. Durch Inselbildung wird die Dauer des gemessenen Spannungszyklus kürzer oder länger als vorher, d. h., der gemessene Spannungszyklus verändert sich mit der Zeit. Diese Veränderung wird über den Phasenwinkel angegeben. VVSPPAM veranlasst eine unverzögerte Auslösung, wenn der Vektorsprung den eingestellten Wert überschreitet.

VVSPPAM kann über den Eingang `BLOCK` blockiert werden. Beim Blockieren werden Zeitgeber und Ausgänge zurückgesetzt.

4.5.8.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von VVSPPAM lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

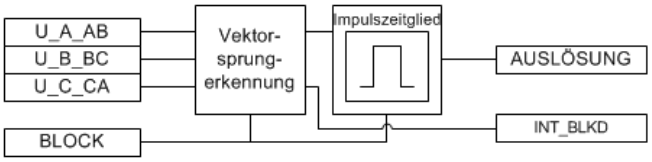


Abb. 340: Logikdiagramm

Vektorsprungerkennungsmodul

Dieses Modul misst die Dauer jedes Zyklus der Spannungssignalphase. Die Dauer des gemessenen Zyklus wird mit der des vorherigen Zyklus verglichen, der als Referenz betrachtet wird. Bei einem Netzausfall verändert sich die Zykluslänge plötzlich, wenn die Last des Generators sich plötzlich verändert und der Unterschied oder die Unsymmetrie (Erzeugung gegenüber Last) in dem Teil des Netzes, in dem Inselbildung auftritt, groß genug ist. Der Zyklus verändert sich mit der Zeit, d. h., es ist möglich, dass die Frequenz sich nicht ändert, aber, wie in Abbildung 341 zu sehen, sich ein Vektorsprung in einer Leiter-Erde- bzw. Leiter-Leiter-Spannung zeigt.

Dieser Schritt wird für jedes Spannungssignal, das in der Einstellung *Leiterüberwachung* definiert ist, in Grad gemessen. Die Einstellung *Leiterüberwachung* legt fest, welche Spannung für die Vektorsprungerkennung verwendet wird. Die Optionen für die *Leiterüberwachung* sind "Alle" und "Mitsystem". Überschreitet der berechnete Wert Δδ die Einstellung für den *Startwert* für alle definierten Leiter, sendet das Modul ein Aktivierungssignal, um das Impulszeitgeber zu aktivieren.

Die Einstellung *Spannungsauswahl* dient der Auswahl, ob das zur Verfügung stehende Spannungssignal eine Leiter-Erde-Spannung oder eine Leiter-Leiter-Spannung ist.

Der empfohlene Wert und zugleich der Standardwert für *Leiterüberwachung* ist "Mitsystem".

Unterschreitet der Spannungspegel eines der überwachten Spannungssignale (definiert in der Einstellung *Leiterüberwachung*) den *Unter Wert für Spgs.-block* oder überschreitet den *Über Wert für Spgs.-block*, wird die Vektorsprungberechnung deaktiviert und der Ausgang `INT_BLKD` aktiviert.

Die Funktion wird blockiert und `LOWAMPL_BLKD` wird aktiviert, wenn die gemessene Frequenz um ±5 % vom Bemessungswert abweicht.

Der Wert des berechneten Vektorsprungs für die drei Leiter-Erde- oder Leiter-Leiter-Spannungen, USHIFT_A_AB, USHIFT_B_BC und USHIFT_C_CA oder die Mitsystemspannung U1SHIFT, die die Aktivierung des letzten Ausgangs `AUSLÖSUNG` zur Folge hatten, ist in der Anzeige "Überwachte Daten" zu sehen.

Durch die Aktivierung des Eingangs `BLOCK` wird der Ausgang `INT_BLKD` deaktiviert.

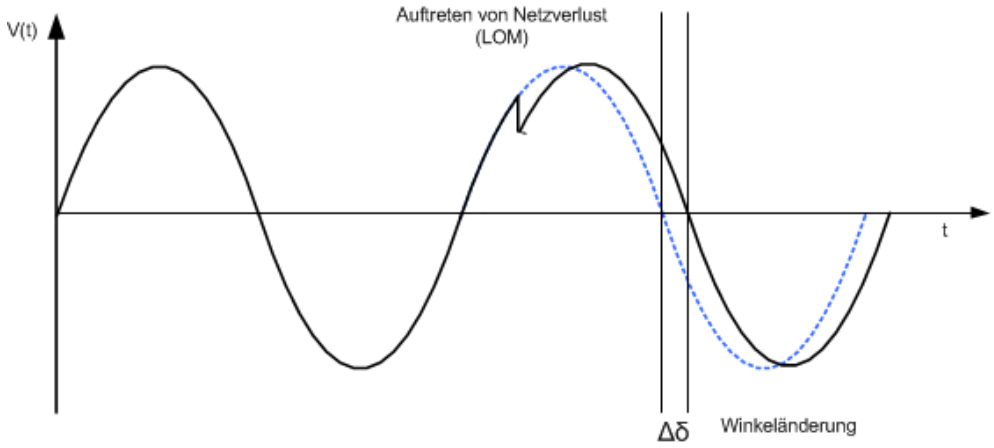


Abb. 341: Vektorsprung bei Netzverlust

Impulszeitgeber

Wenn der Impulszeitgeber aktiviert ist, aktiviert es den Ausgang AUSLÖSUNG. Die Dauer des Impulses AUSLÖSUNG ist auf 100 ms festgelegt.

Durch das Aktivieren des Eingangs BLOCK werden der binäre Ausgang AUSLÖSUNG deaktiviert und der Zeitgeber rückgesetzt.

4.5.8.5 Anwendung

Die Verwendung von Anlagen für die verteilte Erzeugung (DG) nimmt gegenwärtig aufgrund des liberalisierten Marktes (Deregulierung) und des weltweiten Trends, zunehmend erneuerbare Ressourcen zu verwenden, zu. Sie erzeugen Strom zwischen 10 kW und 10 MW und die meisten sind über das Verteilnetz miteinander verbunden. Der Strom wird sowohl im Netz als auch für die lokale Verwendung bereitgestellt. Dabei ist es nicht üblich, die Generatoren direkt mit den Verteilungsnetzen zu verbinden. Daher stellt die verteilte Erzeugung für den Schutz der Verteilnetze eine Herausforderung dar. Die größte Herausforderung vom Gesichtspunkt des Schutzes her ist die Inselbildung.

Inselbildung ist der Zustand, in dem ein Generator für die verteilte Erzeugung einen bestimmten Teil des Verteilnetzes weiterhin mit Strom speist, weil eine größere Versorgereinheit aufgrund einer Schutzabschaltung nicht zur Verfügung steht. Inselbildung wird auch als Verlust des Netzes (LOM) oder Verlust der Leitung (LOG) bezeichnet. Bei einem LOM wird weder die Spannung noch die Frequenz vom Versorger überwacht. Die Generatoren für die verteilte Erzeugung sind nicht für die Überwachung von Spannung oder Frequenz ausgelegt. Daher ist es möglich, dass die Spannungsstärke eines Inselnetzes nicht innerhalb der Vorgaben gehalten werden kann und daraus während einer Inselbildung nicht definierte Spannungsschwankungen und Frequenzinstabilitäten resultieren. Eine nicht überwachte Frequenz kann ein hohes Risiko für Antriebe und andere Geräte darstellen. Es gibt mehrere Möglichkeiten, wie eine Inselbildung entstehen kann, ein Netzfehler, die Fehlfunktion einer Sicherung oder die Auslösung einer Sicherung

während einer Wartung. Wird die Verbindung zur Versorgung getrennt und der Generator für die verteilte Erzeugung bleibt in Betrieb, werden unter bestimmten Umständen die Fehler nicht rückgesetzt, da der Lichtbogen von den Generatoren für die verteilte Erzeugung gespeist wird. Hinzu kommt, dass die Generatoren für die verteilte Energieerzeugung mit den gängigen Wiedereinschaltungsverfahren nicht kompatibel sind. Während der Pausenzeit des Wiedereinschaltens verlieren die Generatoren ihre Synchronizität mit dem Netz. Werden sie dann ohne eine Synchronisierung wieder verbunden, kann dies zu Schäden an den Generatoren führen, was wiederum Überströme und Überspannungen in den benachbarten Netzen verursacht.

Um diese technischen Schwierigkeiten zu vermeiden, ist ein Schutz erforderlich, der die verteilte Erzeugung abtrennt, sobald sie elektrisch vom Hauptsystem isoliert ist. Ein Netzverlust (Loss of Mains) kann mit verschiedenen Verfahren erkannt werden. Die vorliegende Funktion überwacht jedoch hauptsächlich den Vektorsprung.

Durch die Erkennung eines Vektorsprungs ist eine schnelle und verlässliche Erkennung eines Netzausfalls in fast allen Betriebssituationen gewährleistet, wenn ein Generator für die verteilte Erzeugung parallel mit dem Hauptversorger geschaltet ist. In bestimmten Fällen jedoch ist es möglich, dass dies nicht funktioniert.

Wenn Wirk- und Blindleistung, die vom Generator für die verteilte Erzeugung erzeugt werden, ähnlich der Wirk- und Blindleistung, die durch die Lasten verbraucht werden, sind (z. B. wenn der Unterschied oder die Unsymmetrie weniger als 5...10 % beträgt), ist es möglich, dass der Vektorsprung so gering ist, dass er durch den Erkennungsalgorithmus nicht erkannt wird. Dies bedeutet, dass der Erkennungsalgorithmus einen kleinen Bereich hat, in dem ein Vektorsprung nicht erkannt wird (No-detection Zone – NDZ). Dieser Bereich hängt unter anderem von dem Generatortyp, den Lasten oder dem Netz ab sowie von den Start- bzw. Auslösungswerten des Algorithmus. Folgende Ereignisse können ebenfalls dazu führen, dass der Algorithmus nicht exakt arbeitet, wenn sehr empfindliche Werte eingestellt sind: das Schalten von Kondensatoren, das Schalten von sehr hohen Lasten in schwachen Netzen oder die Verbindung von parallelen Transformatoren mit untergeordneten Hochspannungs-/Mittelspannungs-Stationen, wenn sich dabei die Spannungshöhe (anders als bei Fehlern) nicht beträchtlich verändert.

Die Vektorsprungerkennung schützt außerdem die Synchrongeneratoren vor Schäden durch Inselbildung oder Netzverlust. Um mit der Vektorsprungfunktion einen Netzverlust zu erkennen, sollte der Generator so ausgelegt sein, dass er mindestens 5...10 % des erzeugten Stroms in das Netz einspeist oder aus dem Netz abzieht. So ist ein erkennbarer Lastwechsel nach einer Inselbildung oder einem Netzverlust garantiert.

Netzverlust – Mehrfachkriterien

Neben der Vektorsprungfunktion gibt es andere passive Methoden für die Erkennung eines Netzverlustes. Dazu gehören: Unter-/Überspannung, Unter-/Überfrequenz, Maß des Frequenzwechsels, Spannungsunsymmetrie, Maß des Spannungswechsels. Diese passiven Verfahren verwenden die Werte von Spannung und Frequenz für die Erkennung eines Netzverlustes. Die Verlässlichkeit dieser Verfahren hängt von den

Unterschieden der Stromwerte zwischen lokale. Erzeuger und Last ab. Die Vorteile dieser Methoden sind die Einfachheit und der günstige Preis. Jede Methode hat jedoch einen kleinen Bereich, in dem die Erkennung nicht funktioniert. Daher ist es empfehlenswert, verschiedene Methoden für die Erkennung eines Netzverlusts zu kombinieren.

Zwei oder mehr Schutzfunktionen für die Erkennung eines Netzverlusts sind parallelgeschaltet. Werden alle Kriterien eines Netzverlusts erfüllt, wird ein Alarm oder eine Auslösung getriggert. Vektorsprung und Maß des Frequenzwechsels sind zwei Werte, die üblicherweise für die Erkennung eines Netzverlusts herangezogen werden.

Die ausgewählten Schutzkriterien können im Anwendungskonfigurations-Tool definiert werden, um bei der Erkennung eines Netzverlusts einen Mehrfachkriteriums-Alarm oder -Auslösung zu triggern.

4.5.8.6 Signale

Tabelle 579: VVSPPAM Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
U_L1_L1-L2	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L1 oder Leiter-Leiter-Spannung L1-L2
U_L2_L2-L3	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L2 oder Leiter-Leiter-Spannung L2-L3
U_L3_L3-L1	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L3 oder Leiter-Leiter-Spannung L3-L1
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 580: VVSPPAM Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
INT_BLKD	BOOLEAN	Schutzfunktion intern blockiert

4.5.8.7 Einstellungen

Tabelle 581: VVSPPAM Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Startwert	2,0...30,0	Grad	0,1	6,0	Startwert für Vektorsprung

Tabelle 582: VVSPPAM Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Over Volt Blk value	0,40...1,50	xUn	0,01	1,20	Spannung, über der die Funktion intern blockiert wird
Under Volt Blk value	0,15...1,00	xUn	0,01	0,80	Spannung, unter der die Funktion intern blockiert wird

Tabelle 583: VVSPPAM Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein

Tabelle 584: VVSPPAM Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Leiterüberwachung	7=L L1 + L2 + L3 8=Mitsystem			8=Mitsystem	Überwachte Spannung

4.5.8.8 Überwachte Daten

Tabelle 585: VVSPPAM Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
VEC_SHT_A_AB	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Vektorsprung für Leiter-Erde-Spannung L1 oder Leiter-Leiter-Spannung L1-L2
VEC_SHT_B_BC	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Vektorsprung für Leiter-Erde-Spannung L2 oder Leiter-Leiter-Spannung L2-L3
VEC_SHT_C_CA	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Vektorsprung für Leiter-Erde-Spannung L3 oder Leiter-Leiter-Spannung L3-L1
VEC_SHT_U1	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Vektorsprung für Mitsystemspannung
VVSPPAM	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

4.5.8.9 Technische Daten

Tabelle 586: VVSPPAM - Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung: f_n ±1 Hz
	±1°
Anregezeit [1)2)]	Üblicherweise 53 ms

1) f_n = 50 Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.6 Frequenzschutz

4.6.1 Frequenzschutz (FRPFRQ)

4.6.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	Gerätenummer nach ANSI/IEEE C37.2
Frequenzschutz	FRPFRQ	f>/f<,df/dt	81

4.6.1.2 Funktionsblock

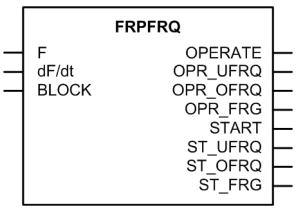


Abb. 342: Funktionsblock

4.6.1.3 Funktionen

Der Frequenzschutz FRPFRQ kann dafür eingesetzt werden, um Netzbetriebsmittel vor Beschädigung durch anormale Frequenzzustände zu schützen.

Die Funktion bietet einen Basisschutz vor Überfrequenz, Unterfrequenz und Frequenzänderungsrate. Außerdem können mit kombinierten Kriterien noch komplexere Schutzmechanismen für das System eingerichtet werden.

Die Funktion enthält eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Zeitgeber bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.6.1.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit der Einstellung *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die jeweiligen Parameterwerte sind "On" und "Off".

Die Funktionsweise von FRPFRQ lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

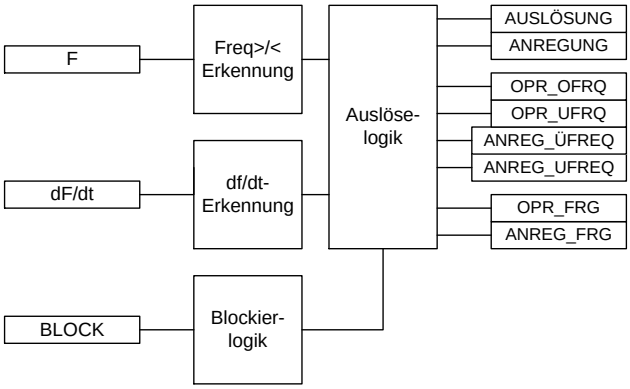


Abb. 343: Funktionsmoduldiagramm

Freq>/< Erkennung

Das Frequenzerkennungsmodul enthält eine Überfrequenz- oder Unterfrequenzerkennung basierend auf der Einstellung für den *Betriebsmodus*.

Im Modus "Freq>" wird die gemessene Frequenz mit dem Wert *Anregewert Freq>* verglichen. Überschreitet der Messwert den eingestellten *Anregewert Freq>*, meldet das Modul das Überschreiten des Wertes an das Auslöselogikmodul.

Im Modus "Freq<" wird die gemessene Frequenz mit dem Wert *Anregewert Freq<* verglichen. Unterschreitet der Messwert den eingestellten *Anregewert Freq<*, meldet das Modul den Wert an das Auslöselogikmodul.

df/dt-Erkennung

Das Frequenzänderungs-Erkennungsmodul kann eine positive oder negative Frequenzänderung (Gradient) basierend auf dem eingestellten *Anregewert df/dt* erkennen. Der Schutz bei negativen Änderungen wird gewählt, wenn es sich um negative Einstellwerte handelt. Der Schutz bei positiven Änderungen wird gewählt, wenn es sich um positive Einstellwerte handelt. Wenn der Frequenzänderungsschutz ausgewählt ist und der Gradient den eingestellten *Anregewert df/dt* überschreitet, meldet das Modul das Überschreiten des Wertes an das Auslöselogikmodul.

Das Schutzgerät akzeptiert den Wert "0,00" nicht als Einstellung für den *Startwert df/dt*.

Auslöselogik

Mit diesem Modul werden verschiedene Schutzkriterien basierend auf der Frequenz und der Frequenzänderungsmessung kombiniert, um so das Verhalten der Funktion noch weiter zu optimieren. Die Kriterien werden mit der Einstellung *Betriebsmodus* ausgewählt.

Tabelle 587: Betriebsmodus für Auslöselogik

Betriebsmodus	Beschreibung
Freq<	Die Funktion löst unabhängig als Unterfrequenz- ("Freq<") Schutzfunktion aus. Wenn die gemessene Frequenz unterhalb des Werts der Einstellung *Anregewert Freq<* liegt, aktiviert das Modul die Ausgänge ANREGUNG und STR_UFRQ. Die Zeitkennlinie entspricht DT. Wenn der Auslösezeitgeber den durch die Einstellung *Operate Tm Freq* festgelegten Wert erreicht, werden die Ausgänge AUSLÖSUNG und OPR_UFRQ aktiviert. Wenn sich die Frequenz normalisiert, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetzzeitgeber aktiviert. Wenn der Zeitgeber den mit der Einstellung *Reset delay Tm Freq* festgelegten Wert erreicht, wird der Auslösezeitgeber zurückgesetzt, und die Ausgänge ANREGUNG und STR_UFRQ werden deaktiviert.
Freq>	Die Funktion löst unabhängig als Unterfrequenz-Schutzfunktion ("Freq>") aus. Wenn die gemessene Frequenz oberhalb des Werts der Einstellung *Anregewert Freq>* liegt, aktiviert das Modul die Ausgänge ANREGUNG und STR_OFRQ. Die Zeitkennlinie entspricht DT. Wenn der Auslösezeitgeber den durch die Einstellung *Operate Tm Freq* festgelegten Wert erreicht, werden die Ausgänge AUSLÖSUNG und OPR_OFRQ aktiviert. Wenn sich die Frequenz normalisiert, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetzzeitgeber aktiviert. Wenn der Zeitgeber den mit der Einstellung *Reset delay Tm Freq* festgelegten Wert erreicht, wird der Auslösezeitgeber zurückgesetzt, und die Ausgänge ANREGUNG und STR_OFRQ werden deaktiviert.
df/dt	Die Funktion löst unabhängig als Frequenzänderungsschutz ("df/dt") aus. Wenn die gemessene Frequenzänderung oberhalb des Werts der Einstellung *Anregewert df/dt* liegt, aktiviert das Modul die Ausgänge ANREGUNG und STR_FRG. Die Zeitkennlinie entspricht DT. Wenn der Auslösezeitgeber den durch die Einstellung *Operate Tm df/dt* festgelegten Wert erreicht, werden die Ausgänge AUSLÖSUNG und OPR_FRG aktiviert. Wenn sich die Frequenzänderung normalisiert, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetzzeitgeber aktiviert. Wenn der Zeitgeber den mit der Einstellung *Reset delay Tm df/dt* festgelegten Wert erreicht, wird der Auslösezeitgeber zurückgesetzt, und die Ausgänge ANREGUNG und STR_FRG werden deaktiviert.
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Betriebsmodus	Beschreibung
Freq< + df/dt	Eine nachfolgende Funktion wird zwischen den Schutzmethoden aktiviert. Wenn die gemessene Frequenz unter dem Wert der Einstellung *Anregewert Freq<* liegt, wird der Frequenzänderungsschutz aktiviert. Sobald die Frequenz unterhalb des eingestellten Werts abfällt, wird die Frequenzänderung mit dem Wert der Einstellung *Anregewert df/dt* verglichen. Wenn die Frequenzänderung den eingestellten Wert überschreitet, aktiviert das Modul die Ausgänge ANREGUNG und STR_FRG. Die Zeitkennlinie entspricht DT. Wenn der Auslösezeitgeber den durch die Einstellung *Operate Tm df/dt* festgelegten Wert erreicht, werden die Ausgänge AUSLÖSUNG und OPR_FRG aktiviert. Wenn sich die Frequenzänderung normalisiert, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetzzeitgeber aktiviert. Wenn der Zeitgeber den mit der Einstellung *Reset delay Tm df/dt* festgelegten Wert erreicht, wird der Auslösezeitgeber zurückgesetzt, und die Ausgänge ANREGUNG und STR_FRG werden deaktiviert. Der Ausgang OPR_UFRQ ist nicht aktiv, wenn dieser Betriebsmodus verwendet wird.
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Betriebsmodus	Beschreibung
Freq> + df/dt	Eine anschließende Auslösung zwischen den Schutzmethoden wird aktiviert. Wenn die gemessene Frequenz den Wert der Einstellung *Anregewert Freq>* übersteigt, wird der Frequenzänderungschutz aktiviert. Sobald die Frequenz den eingestellten Wert übersteigt, wird die Frequenzänderung mit dem Wert der Einstellung *Anregewert df/dt* verglichen. Wenn die Frequenzänderung den eingestellten Wert überschreitet, aktiviert das Modul die Ausgänge ANREGUNG und STR_FRG. Die Zeitkennlinie entspricht DT. Wenn der Auslösezeitgeber den durch die Einstellung *Operate Tm df/dt* festgelegten Wert erreicht, werden die Ausgänge AUSLÖSUNG und OPR_FRG aktiviert. Wenn sich die Frequenzänderung normalisiert, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetzzeitgeber aktiviert. Wenn der Zeitgeber den mit der Einstellung *Reset delay Tm df/dt* festgelegten Wert erreicht, wird der Auslösezeitgeber zurückgesetzt, und die Ausgänge ANREGUNG und STR_FRG werden deaktiviert. Der Ausgang OPR_OFRQ ist nicht aktiv, wenn dieser Betriebsmodus verwendet wird.
Freq< ODER df/dt	Ein paralleler Betrieb dieser Schutzmethoden wird aktiviert. Der Ausgang ANREGUNG wird aktiviert, wenn einer der Messwerte des Schutzmoduls den festgesetzten Wert überschreitet. Detaillierte Informationen über das aktive Modul sind über die Ausgänge STR_UFRQ und STR_FRG verfügbar. Die kürzeste Auslöseverzögerung aus *Operate Tm Freq* oder *Operate Tm df/dt* ist dominant bezüglich des Ausgangs AUSLÖSUNG. Die Zeitkennlinie entspricht DT. Die Kennlinie, die den Ausgang AUSLÖSUNG aktiviert, kann am Ausgang OPR_UFRQ oder OPR_FRG abgelesen werden. Wenn sich die Frequenzänderung normalisiert, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetzzeitgeber aktiviert. Wenn der Zeitgeber den mit der Einstellung *Reset delay Tm df/dt* festgelegten Wert erreicht, wird der Auslösezeitgeber zurückgesetzt und der Ausgang STR_FRG deaktiviert. Wenn sich die Frequenz normalisiert, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetzzeitgeber aktiviert. Wenn der Zeitgeber den mit der Einstellung *Reset delay Tm Freq* festgelegten Wert erreicht, wird der Auslösezeitgeber zurückgesetzt und der Ausgang STR_UFRQ deaktiviert.
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Betriebsmodus	Beschreibung
Freq> ODER df/dt	Ein paralleler Betrieb dieser Schutzmethoden wird aktiviert. Der Ausgang ANREGUNG wird aktiviert, wenn einer der Messwerte des Schutzmoduls den festgesetzten Wert überschreitet. Detaillierte Informationen über das aktive Modul sind über die Ausgänge STR_OFRQ und STR_FRG verfügbar. Die kürzeste Auslöseverzögerung aus *Operate Tm Freq* oder *Operate Tm df/dt* ist dominant bezüglich des Ausgangs AUSLÖSUNG. Die Zeitkennlinie entspricht DT. Die Kennlinie, die den Ausgang AUSLÖSUNG aktiviert, kann am Ausgang OPR_OFRQ oder OPR_FRG abgelesen werden. Wenn sich die Frequenzänderung normalisiert, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetzzeitgeber aktiviert. Wenn der Zeitgeber den mit der Einstellung *Reset delay Tm df/dt* festgelegten Wert erreicht, wird der Auslösezeitgeber zurückgesetzt und der Ausgang STR_FRG deaktiviert. Wenn sich die Frequenz normalisiert, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetzzeitgeber aktiviert. Wenn der Zeitgeber den mit der Einstellung *Reset delay Tm Freq* festgelegten Wert erreicht, wird der Auslösezeitgeber zurückgesetzt und der Ausgang STR_UFRQ deaktiviert.

Das Modul berechnet den Startdauerwert. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an (DT). Die Startdauer steht gemäß dem ausgewählten Wert der Einstellung *Auslösemodus* zur Verfügung.

Tabelle 588: Anregedauerwert

Verwendeter Betriebsmodus	Verfügbarer Anregedauerwert
Freq<	ST_DUR_UFRQ
Freq>	ST_DUR_OFRQ
df/dt	ST_DUR_FRG

Die kombinierte Anregedauer ANREGE_DAU gibt das maximale prozentuale Verhältnis der aktiven Schutzmodi an. Die Werte sind über die Ansicht "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden gesteuert durch den Eingang BLOCK und die globale Einstellung **Konfiguration/ System/Blockiermodus**, die den Blockiermodus bestimmt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Programms des Schutzgeräts möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslösezeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert

eingefroren, jedoch wird der Ausgang AUSLÖSUNG nicht deaktiviert, wenn die Blockierung aktiviert ist. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Ausgang AUSLÖSUNG blockieren" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang AUSLÖSUNG wird jedoch nicht aktiviert.

4.6.1.5 Verwendung

Die Frequenzschutzfunktion verwendet die positive Phasenfolgespannung, um die Frequenz zuverlässig und genau zu messen.

Die Stabilität der Netzfrequenz ist eines der Hauptanliegen beim Betrieb von Verteilungs- und Übertragungsnetzen. Zum Schutz der frequenzempfindlichen elektrischen Einrichtungen im Netz ist eine Abweichung außerhalb des für den sicheren Betrieb zulässigen Bereichs zu verhindern.

Der Überfrequenzschutz ist auf alle Situationen anwendbar, in denen erhöhte Grundfrequenzen der Netzspannung zuverlässig erkannt werden müssen. Die erhöhte Grundfrequenz in einem Netz zeigt ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch an. In diesem Fall ist die verfügbare generierte Energie zu hoch im Verhältnis zum Energiebedarf der mit dem Netz verbundenen Last. Diese Situation aufgrund eines plötzlichen erheblichen Lastausfalls oder aufgrund von Störungen im Turbinenregelungssystem entstehen. Wenn die Situation anhält und sich verschlimmert, verliert das Netz seine Stabilität.

Die Unterfrequenz ist auf alle Situationen anwendbar, in denen zu niedrige Grundfrequenzen der Netzspannung zuverlässig erkannt werden müssen. Die zu niedrige Grundfrequenz in einem Netz zeigt an, dass die Energieerzeugung zu gering ist, um den Energiebedarf der mit dem Netz verbundenen Last zu befriedigen.

Die Unterfrequenz kann infolge einer Überlastung der in einem isolierten System arbeitenden Generatoren auftreten. Sie kann die Folge einer schweren Netzstörung aufgrund eines Energieerzeugungsdefizits im Verhältnis zur Last sein. Die Ursache kann ein Fehler auf den Übertragungsleitungen des Leitungsnetzes sein, die zwei Teile des Netzes miteinander verbinden. Dadurch teilt sich das Netz in zwei Teile, wobei in einem Teil eine Überlast und im anderen das entsprechende Defizit vorhanden ist.

Der Frequenzgradient ist auf alle Situationen anwendbar, in denen eine Änderung der Grundfrequenz der Netzspannung zuverlässig erkannt werden muss. Der Frequenzgradient ist als Schutz vor einem Anstieg und vor einer Abnahme der Frequenz einsetzbar. Diese Funktion liefert ein Ausgangssignal, das für einen Lastabwurf, einen Generatorabwurf, eine Erhöhung der Generatorleistung, eine Sollwertänderung im übergeordneten Gleichspannungsnetz und den Start einer Gasturbine verwendet werden kann. Insbesondere in kleineren Netzen, in denen der Verlust eines größeren Generators rasche Korrekturmaßnahmen zum Schutz der Netzintegrität erfordert, wird der Frequenzgradient häufig in Verbindung mit einem Signal für zu niedrige Frequenzen verwendet. In solchen Situationen sind Lastabwürfe bei recht hohen Frequenzen erforderlich. Jedoch in Verbindung mit

einem hohen negativen Frequenzgradienten kann der Unterfrequenzschutz mit einem hohen Einstellungswert verwendet werden.

4.6.1.6 Signale

Tabelle 589: FRPFRQ – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
F	SIGNAL	0	Gemessene Frequenz
dF/dt	SIGNAL	0	Differenz der Änderung der Frequenzänderung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 590: FRPFRQ – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
OPR_OFRQ	BOOLEAN	Auslösesignal für Überfrequenz
OPR_UFRQ	BOOLEAN	Auslösesignal für Unterfrequenz
OPR_FRG	BOOLEAN	Auslösesignal für Frequenzgradient
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung
ANREG_ÜFREQ	BOOLEAN	Anregesignal für Überfrequenz
ANREG_UFREQ	BOOLEAN	Anregesignal für Unterfrequenz
ANREG_FRG	BOOLEAN	Anregesignal für Frequenzgradient

4.6.1.7 Einstellungen

Tabelle 591: FRPFRQ Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Ausführungsmodus	1=Freq< 2=Freq> 3=df/dt 4=Freq< + df/dt 5=Freq> + df/dt 6=Freq< ODER df/dt 7=Freq> ODER df/dt			1=Freq<	Auswahl des Frequenzschutzauslösemodus
Anregewert ÜF	0.9000...1.2000	xFn	0.0001	1.0500	Anregewert Überfrequenz
Anregewert UF	0.8000...1.1000	xFn	0.0001	0.9500	Anregewert Unterfrequenz
Anregewert df/dt	-0,2000...0,2000	xFn /s	0.0025	0.0100	Anregewert der Frequenzänderung
Freq. Auslösezeit	80...200000	ms	10	200	Auslöseverz. Freq.
df/dt Auslösezeit	120...200000	ms	10	400	Auslösewert der Frequenzänderung

Tabelle 592: FRPFRQ Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein

Tabelle 593: FRPFRQ Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzver.TM Freq	0...60000	ms	1	0	Rücksetzverzögerung für den Frequenzschutz
Rücksetzver.Tm df/dt	0...60000	ms	1	0	Rücksetzverzögerung der Frequenzänderung

4.6.1.8 Überwachte Daten

Tabelle 594: FRPFRQ – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Anregedauer
AN-REG_DUR_OFRQ	FLOAT32	0.00...100.00	%	Anregedauer
AN-REG_DUR_UFRQ	FLOAT32	0.00...100.00	%	Anregedauer
ANREG_DUR_FRG	FLOAT32	0.00...100.00	%	Anregedauer
FRPFRQ	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.6.1.9 Technische Daten

Tabelle 595: FRPFRQ Technische Daten

Charakteristik		Wert
Ansprechgenauigkeit	f>/f<	±5 mHz
	df/dt	±50 mHz/s (im Bereich |df/dt| < 5 Hz/s) ± 2,0% des eingestellten Wertes (im Bereich 5 Hz/s < |df/dt| < 15 Hz/s)
Anregezeit	f>/f<	< 80 ms
	df/dt	< 120 ms
Rückfallzeit		< 150 ms
Verzögerungsgenauigkeit		±1,0% des eingestellten Wertes oder ±30 ms

4.6.1.10 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 596: FRPFRQ Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Schrittwert für die Einstellungen *Startwert Freq>* und *Startwert Freq<* von 0,001 auf 0,0001 geändert.
C	Schrittwert für df/dt-Einstellung von 0,005 ×Fn /s auf 0,0025 ×Fn /s geändert.
D	Interne Verbesserungen.

4.6.2 Lastabwurf und Wiederaufbau (LSHDPFRQ)

4.6.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Lastabwurf und Wiederaufbau	LSHDPFRQ	UFLS/R	81LSH

4.6.2.2 Funktionsblock

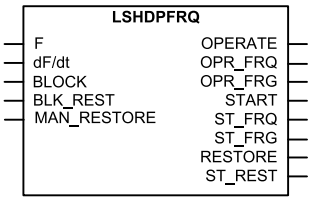


Abb. 344: Funktionsblock

4.6.2.3 Funktion

Die Funktion für Lastabwurf und Wiederaufbau LSHDPFRQ kann einen Lastabwurf auf der Grundlage einer Unterfrequenz und der Änderungsrate der Frequenz durchführen. Die während des Frequenzfehlers abgeworfene Last kann wieder zugeschaltet werden, sobald sich die Frequenz auf dem normalen Niveau stabilisiert hat.

Zur Erkennung von Unterfrequenzen wird die gemessene Netzfrequenz mit dem Einstellwert verglichen. Zur Erkennung eines raschen Frequenzabfalls wird die gemessene Änderungsrate der Frequenz (df/dt) mit dem Einstellwert verglichen. Die Kombination aus erkannter Unterfrequenz und hoher Änderungsrate df/dt dient zur Aktivierung des Lastabwurfs. Zwischen dem Erkennen der Unterfrequenz bzw. des hohen Gradienten df/dt und der Aktivierung der LSHDPFRQ-Funktion gibt es eine Verzögerung mit unabhängiger Zeitcharakteristik. Mit Hilfe der Zeitverzögerung

können unerwünschte Lastabwurfaktionen vermieden werden, wenn die Netzfrequenz auf das normale Niveau zurückkehrt.

In dem vorliegenden Dokument ist mit einem "hohen df/dt" eine hohe Änderungsrate der Frequenz in negativer Richtung gemeint.

Sobald sich die Frequenz stabilisiert hat, kann die LSHDPFRQ-Funktion die während des Frequenzfehlers abgeworfene Last wieder zuschalten. Das Zuschalten kann manuell oder automatisch erfolgen.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Falls gewünscht, können die Ausgänge der Funktion, Zeitgeber oder die Funktion selbst gesperrt werden.

4.6.2.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von LSHDPFRQ lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

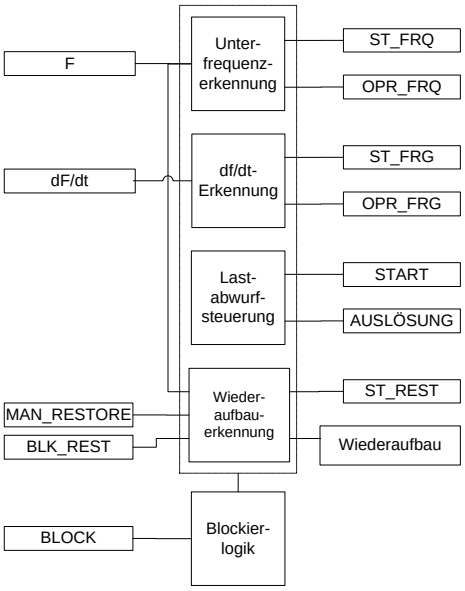


Abb. 345: Logikdiagramm

Unterfrequenzerkennung

Die Unterfrequenzerkennung ermittelt anhand des gemessenen Spannungssignals die Eingangsfrequenz. Eine Unterfrequenz wird festgestellt, wenn die gemessene Frequenz unter den in der Einstellung *Frequenzstartwert* festgelegten Wert fällt.

Zum Unterfrequenzerkennungsmodul gehört ein Zeitgeber mit unabhängiger Zeitcharakteristik (DT). Sobald eine Unterfrequenz erkannt wird, aktiviert der Auslösezeitgeber den Ausgang ST_FRQ. Wenn der Unterfrequenz-Auslöse-Zeitgeber den unter *Frequenz Auslös.verzö.* eingestellten Wert erreicht, solange die Unterfrequenzbedingung noch erfüllt ist, wird der Ausgang OPR_FRQ aktiviert. Wenn sich die Frequenz normalisiert, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Wert erreicht, wird der Zeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang ST_FRQ wird deaktiviert.

df/dt-Erkennung

Die df/dt-Erkennung ermittelt anhand des gemessenen Spannungssignals die Eingangsfrequenz und berechnet ihren Gradienten. Eine hohe df/dt-Bedingung wird durch den Vergleich des Gradienten mit der Einstellung *Startwert df/dt* erkannt.Die df/dt-Erkennung wird aktiviert, wenn der Frequenzgradient schneller abnimmt als der in *Startwert df/dt* eingestellte Wert.

Zum df/dt-Erkennungsmodul gehört ein Zeitgeber mit unabhängiger Zeitcharakteristik. Sobald ein hoher df/dt erkannt wird, aktiviert der Auslösezeitgeber den Ausgang ST_FRG. Wenn der Zeitgeber den unter *Auslösezeit df/dt* eingestellten Wert erreicht, wird der Ausgang OPR_FRG aktiviert, sofern die df/dt-Bedingung weiterhin vorliegt. Wenn sich die df/dt normalisiert, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Wert erreicht, wird der Zeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang ST_FRG wird deaktiviert.

Lastabwurfsteuerung

Die Art des Lastabwurfs – d. h., ob der Lastabwurf auf der Basis von Unterfrequenzbedingungen, einem hohen df/dt oder beidem erfolgt, wird mit der Benutzereinstellung *Lastabwurfmodus* definiert. Als gültige Betriebsmodi können in der Einstellung *Lastabwurfmodus* die Optionen "Freq<", "Freq< UND df/dt" bzw. "Freq< ODER df/dt>" gewählt werden.

Sobald die über den Betriebsmodus gewählten Bedingungen erfüllt sind, werden die Ausgangssignale START und AUSLÖSUNG aktiviert.

Wenn der Ausgang START aktiv ist, lässt sich über den Wert START_DAU verfolgen, wie viel Prozent der Verzögerungszeit abgelaufen sind. Dieser Wert ist unter den überwachten Daten zu finden.

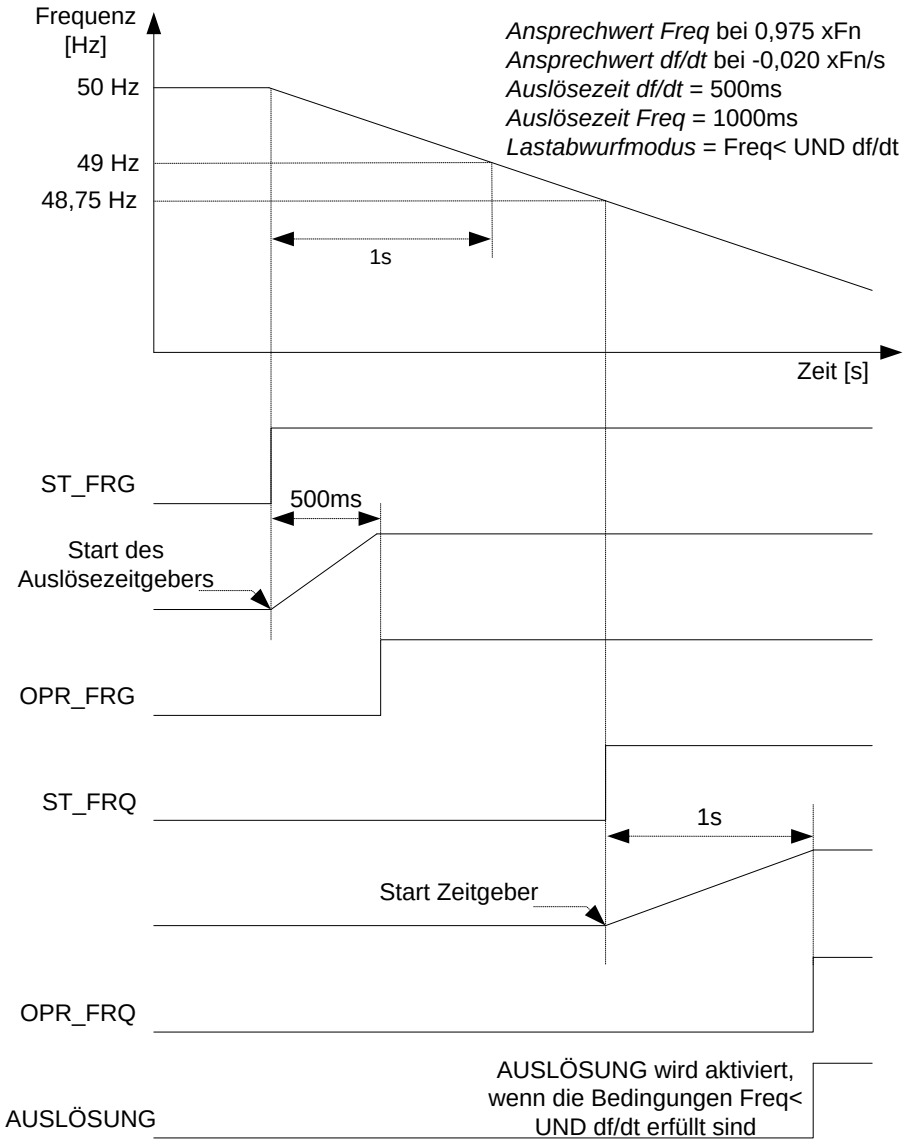


Abb. 346: Lastabwurf im Modus "Freq< UND df/dt>", wenn sowohl die "Freq<"-Bedingung als auch die df/dt-Bedingung erfüllt ist (Bemessungsfrequenz=50 Hz)

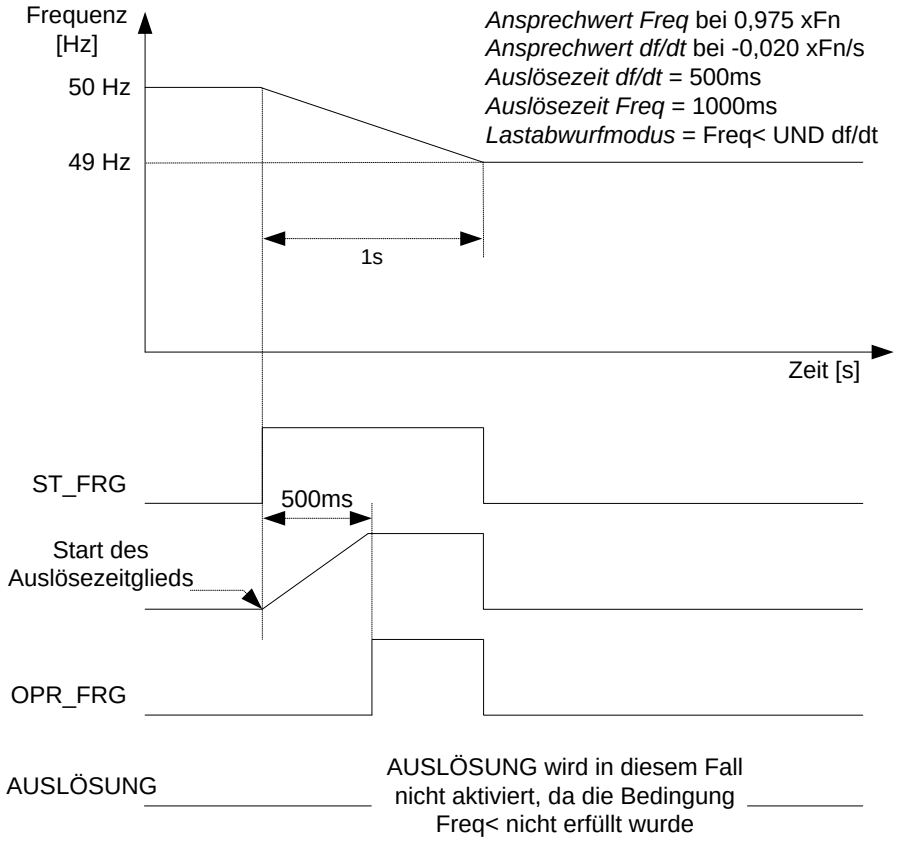


Abb. 347: Lastabwurf im Modus "Freq< UND df/dt>", wenn nur die df/dt-Bedingung erfüllt ist (Bemessungsfrequenz=50 Hz)

Wiederaufbauerkennung

Wenn die Frequenz nach der Aktivierung des Eingangs `AUS (Auslösung)` wieder auf ein Niveau oberhalb der Einstellung *Startwert-Wiederaufbau* zurückkehrt, wird der Signalausgang `Wiederaufbau` aktiviert. Der Ausgang `Wiederaufbau` bleibt 100 ms lang aktiv. Mit der Einstellung *Wiederaufbaumodus* kann der Wiederaufbaumodus auf "Deaktiviert", "Auto" oder "Manuell" gesetzt werden.

Wiederaufbaumodus	Beschreibung
Deaktiviert	Das erneute Zuschalten der Last ist deaktiviert.
Auto	Im Modus "Auto" wird die Eingangsfrequenz laufend mit dem unter *Startwert-Wiederaufbau* eingestellten Wert verglichen. Zum Wiederaufbauerkennungsmodul gehört ein Zeitgeber mit unabhängiger Zeitcharakteristik. Sobald eine Wiederaufbausituation erkannt wird, aktiviert der Auslösezeitgeber den Ausgang ST_REST. Wenn der Zeitgeber den Wert unter *Wiederaufbau Verzögerungszeit* erreicht hat, solange die Wiederaufbausituation anhält, wird der Ausgang Wiederaufbau aktiviert. Wenn die Frequenz unter den Wert der Einstellung *Startwert-Wiederaufbau* fällt, bevor der Ausgang Wiederaufbau aktiviert wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Wert erreicht, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang ST_REST wird deaktiviert.
Manuell	Im Modus "Manuell" kann ein manueller Wiederaufbau über den Eingang MAN_RESTORE oder auf dem Kommunikationsweg durchgeführt werden. Der Ausgang ST_REST wird aktiviert, wenn der Befehl MAN_RESTORE zur Verfügung steht und die Frequenz höher ist als der in der Einstellung *Startwert-Wiederaufbau* eingestellte Wert. Zum manuellen Wiederaufbau gehört ein Zeitgeber mit unabhängiger Zeitcharakteristik. Wenn der Zeitgeber den unter *Wiederaufbau Verzögerungszeit* eingestellten Wert erreicht hat, solange die Wiederaufbausituation anhält, wird der Ausgang Wiederaufbau aktiviert. Wenn die Frequenz unter den Wert der Einstellung *Startwert-Wiederaufbau* fällt, bevor der Ausgang Wiederaufbau aktiviert wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Wert erreicht, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang ST_REST wird deaktiviert.

Es kann vorkommen, dass der Wiederaufbauvorgang abgebrochen werden muss. In den Modi "Auto" und "Manuell" wird der Wiederaufbauvorgang durch Aktivieren des Eingangs BLK_REST abgebrochen. Im Wiederaufbaumodus "Manuell" kommt es selbst dann zu einem Abbruch, wenn ein Befehl MAN_RESTORE vorhanden ist.

Nachdem der Befehl zur Aktivierung des Ausgangs Wiederaufbau abgebrochen wurde, ist eine erneute Aktivierung des Ausgangs Wiederaufbau erst nach einer Reaktivierung des Ausgangs AUS (Auslösung) möglich, d. h. erst dann, wenn der nächste Lastabwurfvorgang erkannt wurde.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden gesteuert durch den Eingang BLOCK und die globale Einstellung **Konfiguration/ System/Blockiermodus**, die den Blockiermodus bestimmt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Programms des Schutzgeräts möglich. Der Einfluss der Aktivierung des BLOCK-Eingangssignals wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslösezeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren, jedoch wird der Ausgang AUS (Auslösung) nicht deaktiviert, wenn die Blockierung aktiviert ist. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Blockierung des

Auslöseausgangs" arbeitet die Funktion normal, die Ausgänge AUS (Auslösung), OPR_FRQ und OPR_FRG werden jedoch nicht aktiviert.

4.6.2.5 Anwendung

Ein Wechselspannungsnetz funktioniert mit einer definierten Nennfrequenz. In den meisten Netzen auf der Welt beträgt die Nennfrequenz 50 Hz oder 60 Hz. Beim Systembetrieb gilt, dass die Betriebsfrequenz nur um geringe Werte von der Nennfrequenz abweichen darf. Der sichere Bereich für die Abweichung der Betriebsfrequenz von der Nennfrequenz beträgt in der Regel weniger als ±0,5 Hz. Die Stabilität der Netzfrequenz ist eines der Hauptanliegen beim Betrieb und der Steuerung von Übertragungs- und Verteilungsnetzen. Zum Schutz der frequenzempfindlichen elektrischen Einrichtungen im Netz ist eine Abweichung außerhalb des für den sicheren Betrieb zulässigen Bereichs zu verhindern.

Jeder Anstieg der angeschlossenen Last erfordert eine Erhöhung der erzeugten Wirkleistung, damit die Netzfrequenz aufrechterhalten wird. Frequenzschwankungen machen sich immer dann bemerkbar, wenn im Netz eine Situation entsteht, die zu einem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Last führt. Die Änderungsrate der Frequenz spiegelt die Differenz zwischen Last und Erzeugung wider. Ein Abfall der Frequenz und eine negative Frequenzänderungsrate werden beobachtet, wenn die Last höher ist als die Erzeugung; ein Anstieg der Frequenz und eine positive Frequenzänderungsrate werden beobachtet, wenn die Erzeugung höher ist als die Last. Die Frequenzänderungsrate wird dazu genutzt, schneller über einen Lastabwurf zu entscheiden. Bei zu niedrigen Frequenzen wirft die Lastabwurffunktion die unwichtigen Lasten ab, um das Netz zu stabilisieren. Die Lasten sind demzufolge nach Priorität geordnet, sodass die am wenigsten wichtigen Lasten vor den wichtigen Lasten abgeworfen werden.

Wenn bestimmte Schutzschemata oder andere Notfallsysteme aktiv sind, wird das Netz in kleine Inseln aufgeteilt. In solchen Inseln besteht immer ein Ungleichgewicht zwischen Last und Erzeugung, mit der Folge, dass die Betriebsfrequenz von der Nennfrequenz abweicht. Dieser von der Nennfrequenz abweichende Betrieb ist für Betriebsmittel wie Turbinen und Motoren schädlich. Deshalb muss verhindert werden, dass solche Situationen länger andauern. Um den Netzbetrieb wieder auf die Nennfrequenz zurückzuführen, ist das frequenzbasierte Lastabwurfschema anzuwenden. Dabei wird durch das Abtrennen der Last das Gleichgewicht zwischen Last und Erzeugung rasch wiederhergestellt.

Da die Bildung der Inselnetze nicht immer vorab definiert ist, ist es erforderlich, mehrere Lastabwurfgeräte an verschiedenen Stellen in der Nähe der Lastzentren einzusetzen. Das rasche Abwerfen einer hohen Last von nur einem Ort aus kann eine wichtigere Störung im Netz verursachen. Das Lastabwurfschema lässt sich am effektivsten gestalten, wenn der Abwurf von Verbraucherabzweigen verteilt und einzeln erfolgt; das bedeutet, es werden so lange an verschiedenen Stellen und in mehreren Schritten Lasten abgeworfen, bis die Netzfrequenz wieder innerhalb der Akzeptanzgrenzen liegt.

Infolge des Eingreifens der Lastabwurffunktion erholt sich das Netz von der Störung und die Betriebsfrequenz nähert sich wieder dem Bemessungswert. Die während der Störung abgeworfene Last kann wieder zugeschaltet werden. Das erneute Zuschalten der Last muss schrittweise erfolgen, damit das Netz dadurch nicht wieder in die Notfallsituation zurückkehrt. Zu diesem Zweck ist ein Bedienereingriff erforderlich. Ist die Situation an einem entfernten Ort aufgetreten, wird eine automatische Wiederaufbaufunktion ausgeführt. Die Wiederaufbaufunktion für das erneute Zuschalten der Last erkennt ebenfalls die Netzfrequenz und schaltet die Last dann zu, wenn die Netzfrequenz über eine vordefinierte Zeit oberhalb des als Wiederaufbaufrequenz eingestellten Werts geblieben ist.

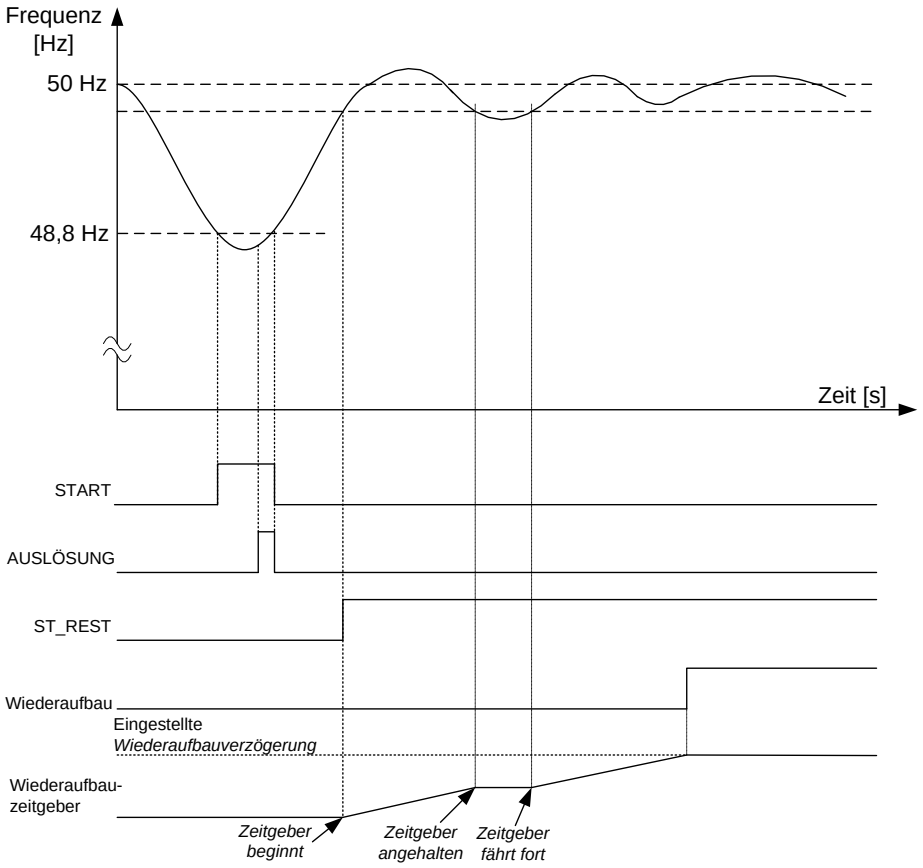


Abb. 348: Funktionsweise des Lastabwurfschutzes

Lastabwurf

Die Entscheidung, wie viel Last abgeworfen werden muss, wird auf der Basis der gemessenen Frequenz und der Frequenzänderungsrate (df/dt) getroffen. Auf der Basis unterschiedlicher Frequenz- und Änderungskriterien können zahlreiche Lastabwurfschritte an einem einzigen Ort definiert werden. Typischerweise erfolgt der Lastabwurf in sechs oder vier Schritten; bei jedem Abwurf erhöht sich dabei der

Lastanteil an der Gesamtlast innerhalb von Sekunden von fünf auf fünfundzwanzig Prozent. Nach jedem Abwurf wird die Netzfrequenz erneut bestimmt, und weitere Abwürfe werden nur bei Bedarf ausgeführt. Um Effekte transienter Vorgänge auszuschließen, sollte eine ausreichende Verzögerungszeit eingestellt werden.

Der eingestellte Wert muss deutlich unterhalb der niedrigsten normalerweise auftretenden Frequenz und deutlich oberhalb der niedrigsten akzeptablen Netzfrequenz liegen. Die Höhe des Einstellwerts, die Zahl der Schritte und der Abstand zwischen den Schritten (bezogen auf Zeit oder Frequenz) hängen von den Eigenschaften des betrachteten Netzes ab. Ein entscheidender Parameter ist die Höhe des maximalen Einbruchs der Energieerzeugung im Verhältnis zur Größe des Netzes. In großen Netzen kann der Lastabwurf bei einer hohen Frequenz durchgeführt werden, und die Verzögerungszeit ist normalerweise unkritisch. In kleineren Netzen muss der Frequenzstartwert niedriger eingestellt werden, und die Verzögerungszeit muss relativ kurz sein.

Bei einem mittelgroßen Netz mit einer Nennfrequenz von 50 Hz sollten für den Unterfrequenzschutz im Bereich von 49,2 Hz bis 47,5 Hz unterschiedliche Schritte im Abstand von 0,3–0,4 Hz festgelegt werden. Die Einstellung der Auslöseverzögerung bei Unterfrequenzen kann von höheren zu niedrigeren Frequenzen hin schrittweise von mehreren Sekunden bis zu Sekundenbruchteilen verringert werden.

Tabelle 597: Einstellungen für die Auslösung des Unterfrequenzschutzes in fünf Schritten

Lastabwurfschritte	Startwert Frequenzeinstellung	Auslösezeit Frequenzeinstellung
1	0,984 · fr (49,2 Hz)	45000 ms
2	0,978 · fr (49,2 Hz)	30000 ms
3	0,968 · fr (49,2 Hz)	15000 ms
4	0,958 · fr (49,2 Hz)	5000 ms
5	0,950 · fr (49,2 Hz)	500 ms

Der Frequenzänderungsschutz greift nicht sofort, da die Funktion Zeit braucht, bis sie einen stabilen Wert liefert. Es wird empfohlen, die Verzögerungszeit ausreichend lang zu wählen, um das Signalrauschen zu berücksichtigen.

Kleine Netze in großtechnischen Anlagen können infolge eines einzigen Ereignisses eine Frequenzänderungsrate von bis zu 5 Hz/s erfahren. Auch große Netze können, wenn schwerwiegende Fehler oder Fehlerkombinationen auftreten, kleine Inseln bilden, in denen ein großes Ungleichgewicht zwischen Last und Erzeugung herrscht. Bis zu 3 Hz/s sind aufgetreten, wenn eine kleine Insel von einem großen Netz getrennt wurde. Bei normalen schweren Störungen in großen Netzen ist die Frequenzänderungsrate sehr viel geringer und beträgt häufig nur einen Bruchteil von 1,0 Hz/s.

In ähnlicher Weise können bei großen, verteilten Netzen für Werte der Änderungsrate df/dt im Bereich von 0,1 Hz/s bis 1,2 Hz/s in Schritten von 0,1 Hz/s bis 0,3 Hz/s verschiedene Auslöseverzögerungen von mehreren Sekunden bis zu wenigen

Sekundenbruchteilen eingestellt werden. Hierbei sollte die Auslöseverzögerung für höhere df/dt-Werte möglichst kurz gehalten werden.

Tabelle 598: Einstellungen für die Auslösung des Änderungsschutzes in fünf Schritten

Lastabwurfschritte	Einstellung Startwert df/dt	Einstellung Auslösezeit df/dt
1	-0,005 · fr /s (-0,25 Hz/s)	8000 ms
2	-0,010 · fr /s (-0,25 Hz/s)	2000 ms
3	-0,015 · fr /s (-0,25 Hz/s)	1000 ms
4	-0,020 · fr /s (-0,25 Hz/s)	500 ms
5	-0,025 · fr /s (-0,25 Hz/s)	250 ms

Sobald sich die Frequenz stabilisiert hat, kann die abgeworfene Last wieder zugeschaltet werden. Das erneute Zuschalten der Last muss schrittweise erfolgen, damit das Netz dadurch nicht wieder in die Notfallsituation zurückkehrt.

Tabelle 599: Einstellungen für einen Wiederaufbauvorgang in fünf Schritten

Lastabwurfschritte	Startwerteinstellung Wiederaufbau	Einstellung Wiederaufbau Verzögerungszeit
1	0,990 · fr (49,5 Hz)	200000 ms
2	0,990 · fr (49,5 Hz)	160000 ms
3	0,990 · fr (49,5 Hz)	100000 ms
4	0,990 · fr (49,5 Hz)	50000 ms
5	0,990 · fr (49,5 Hz)	10000 ms

4.6.2.6 Signale

Tabelle 600: LSHDPFRQ – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
F	SIGNAL	0	Gemessene Frequenz
dF/dt	SIGNAL	0	Differenz der Änderung der Frequenzänderung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus
BLK_REST	BOOLEAN	0=False	Blockier Wiederherstellung
Man_WIEDERH	BOOLEAN	0=False	Manuelles Wiederherstellungssignal

Tabelle 601: LSHDPFRQ – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Arbeitsweise des Lastabwurfs
AUSL_FREQ	BOOLEAN	Auslösesignal für Unterfrequenz
OPR_FRG	BOOLEAN	Auslösesignal für high Frequenzgradient
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung
ANREG_FREQ	BOOLEAN	Anregesignal für Unterfrequenzerkennung
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Name	Typ	Beschreibung
ANREG_FRG	BOOLEAN	Anregesignal für hohe Frequenzänderungserkennung
Wiederherstellen	BOOLEAN	Wiederherstellungssignal für Netzwiederaufbau
ANREG_REST	BOOLEAN	Wiederherstellungsfrequenz erreicht und der Zeitgeber gestartet

4.6.2.7 Einstellungen

Tabelle 602: LSHDPFRQ Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Lastabwurfmodus	1=Freq< 6=Freq< ODER df/dt 8=Freq< UND df/dt			1=Freq<	Setze Betriebsmodus für Lastabwurf
Modus wiederherstellen	1=Deaktiviert 2=Auto 3=Manuell			1=Deaktiviert	Betriebsmodus für Wiederherstellungsfunktion
Anregewert Freq	0.800...1.200	xFn	0.001	0.975	Frequenzeinstellung /Anregewert
Anregewert df/dt	-0,200...-0,005	xFn /s	0.005	-0,010	Einstellung für Frequenzänderung df/dt Erkennung
Freq. Auslösezeit	80...200000	ms	10	200	Zeitverzögerung für die Ausführung der Unterfrequenzstufe
df/dt Auslösezeit	120...200000	ms	10	200	Zeitverzögerung für df/dt Stufe
Anregewerte wiederherstellen	0.800...1.200	xFn	0.001	0.998	Frequenzeinstellwerte wiederherstellen
Wiederherstellungsverzögerung	80...200000	ms	10	300	Zeitverzögerung für das Wiederherstellen

Tabelle 603: LSHDPFRQ Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein

Tabelle 604: LSHDPFRQ Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	50	Rücksetzen Verzögerungszeit

4.6.2.8 Überwachte Daten

Tabelle 605: LSHDPFRQ – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Anregedauer
LSHDPFRQ	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.6.2.9 Technische Daten

Tabelle 606: LSHDPFRQ Technische Daten

Charakteristik		Wert
Ansprechgenauigkeit	f<	±5 mHz
	df/dt	±100 mHz/s (im Bereich |df/dt| < 5 Hz/s) ± 2,0% des eingestellten Wertes (im Bereich 5 Hz/s < |df/dt| < 15 Hz/s)
Startzeit	f<	< 80 ms
	df/dt	< 120 ms
Rückfallzeit		< 150 ms
Verzögerungsgenauigkeit		±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±30 ms

4.6.2.10 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 607: LSHDPFRQ Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Interne Verbesserungen.
C	Interne Verbesserungen.

4.7 Impedanzschutz

4.7.1 Außertrittfallschutz (OOSRPSB)

4.7.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Außertrittfallschutz	OOSRPSB	OOS	78

4.7.1.2 Funktionsblock

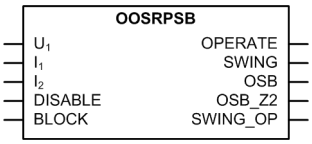


Abb. 349: Funktionsblock

4.7.1.3 Funktion

Die Außertrittfallschutz-Funktion OOSRPSB erkennt durch Überwachung der Impedanz ein Außertrittfallen.

Die Schutzfunktion arbeitet mit zwei Impedanzmessgliedern, die als innerer und äußerer Grenzkanal in der Mho-Kennlinie mit einem Zeitgeber bezeichnet werden. Die Funktion berechnet die Impedanz. Wenn die gemessene Impedanz für ein vordefiniertes Zeitfenster zwischen innerem und äußerem Grenzkanal verbleibt und sich noch weiter in den Innenbereich des inneren Grenzkanals verschiebt, wird ein Außertrittfallen angezeigt. Eine Auslösung wird generiert, wenn ein Außertrittfallen angezeigt wird und die Impedanz die Mho-Kennlinie verlässt. Die Mho-Kennlinie kann in zwei Zonen unterteilt werden, sodass die Auslösungen basierend auf der jeweiligen Zone generiert werden können. Für die Auslösung kann auch ausgewählt werden, dass sie erfolgt, wenn sich die Impedanz in die Zone verlagert oder wenn sich die Impedanz aus der Zone heraus verlagert.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, der definierte Zeitgeber bzw. die Funktion können bei Bedarf blockiert werden.

4.7.1.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von OOSRPSB lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

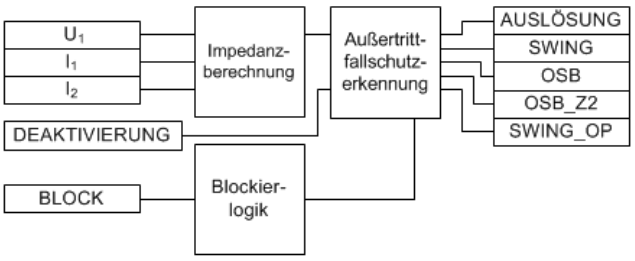


Abb. 350: Logikdiagramm

Impedanzberechnung

Diese Modul berechnet die Mitimpedanz (Z1) anhand der Mitsystemspannung und des Mitsystemstroms. Damit das Modul die Impedanz berechnen kann, müssen der Mitsystemstrom über dem Wert der Einstellung *Min. Mitsystemstrom* und der Gegensystemstrom unter dem Wert der Einstellung *Max. Gegensystemstrom* liegen.

Die berechnete Mitimpedanzamplitude Z1_AMPL und der berechnete Mitimpedanzwinkel Z1_ANGLE werden im Menüpunkt "Überwachte Daten" in Ohm und Grad angegeben.

Die berechnete Impedanz wird in Ohm umgerechnet, da die Auslösekennlinie durch die Ohm-Einstellungen definiert wird.

Außertrittfallschutz-Erkennung

Die Auslösekennlinie ist eine kreisförmige, versetzte Mho-Kennlinie auf der Impedanzebene mit zwei Grenzkanälen. Die Mho-Kennlinie wird mit den Einstellungen *Vorwärtsreichw.*, *Rückwärtsreichw.* und *Impedanzwinkel* definiert. *Vorwärtsreichw.* definiert die Impedanz vom Ursprung bis zum oberen Rand des Kreises. *Rückwärtsreichw.* definiert die Impedanz vom Ursprung bis zum unteren Rand des Kreises. Der Durchmesser der Mho-Kennlinie ist die Summe der Einstellungen *Vorwärtsreichw.* und *Rückwärtsreichw.*. Die beiden Grenzkanäle werden mit den Einstellungen *Innerer Grenzkanal R* und *Äußerer Grenzkanal R* definiert, die die R-Achse schneiden. Der Winkel der Grenzkanäle entspricht dem *Impedanzwinkel*. Der jeweils zweite Grenzkanal des äußeren und inneren Linienpaares verläuft automatisch symmetrisch zum Ursprung der R-X-Ebene.

Für eine korrekte Auslösung muss der Wert der Einstellung *Innerer Grenzkanal R* unter dem Wert der Einstellung *Äußerer Grenzkanal R* liegen.

Die kreisförmige Mho-Kennlinie kann in zwei Zonen unterteilt werden, indem die Einstellung *Zone 2 aktivieren* auf "Ja" gesetzt wird. Die Grenze zwischen den Zonen wird mit der Einstellung *Zone 1 Reichw.* festgelegt. Der untere Teil des Kreises, Zone 1, und der obere Teil, Zone 2, sind durch eine Linie voneinander getrennt, die senkrecht zu den Grenzkanälen verläuft und mit einem in der Einstellung *Vorwärtsreichw.* festgelegten Prozentwert vom Ursprung versetzt ist.

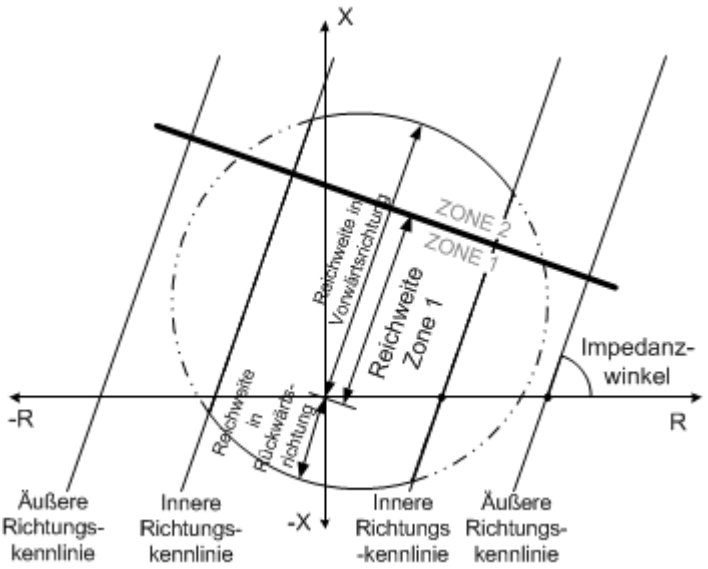


Abb. 351: Auslösebereich für Außertrittfallen mit zwei Grenzkanälen

Eine Impedanz gilt nur dann als innerhalb des Mho-Kreises liegend, wenn sie zwischen den Linien des inneren Grenzkanals liegt.

Wird die Einstellung *Zone 3 aktivieren* auf "Ja" gesetzt, kann eine dritte Zone, Zone 3, aktiviert werden. Zone 3 wird definiert als der Bereich außerhalb der kreisförmigen Mho-Kennlinie, jedoch innerhalb des Bereichs, der von den Beträgen des minimalen Mitsystemstroms, der in der Einstellung *Min. Mitsystem* definiert ist, begrenzt wird. In Abbildung sind die drei Zonen dargestellt. Die Einstellungen für die Form der Zonen sind auf die Einstellungen der jeweiligen Distanzschutzfunktionen abzustimmen. Die Zonen und ihre entsprechenden Schlupfzähler sind nur bei Herausverlagerungen anwendbar, wenn die Einstellung *Oos Auslösemodus* auf "Heraus" oder "Adaptiv" gesetzt ist.

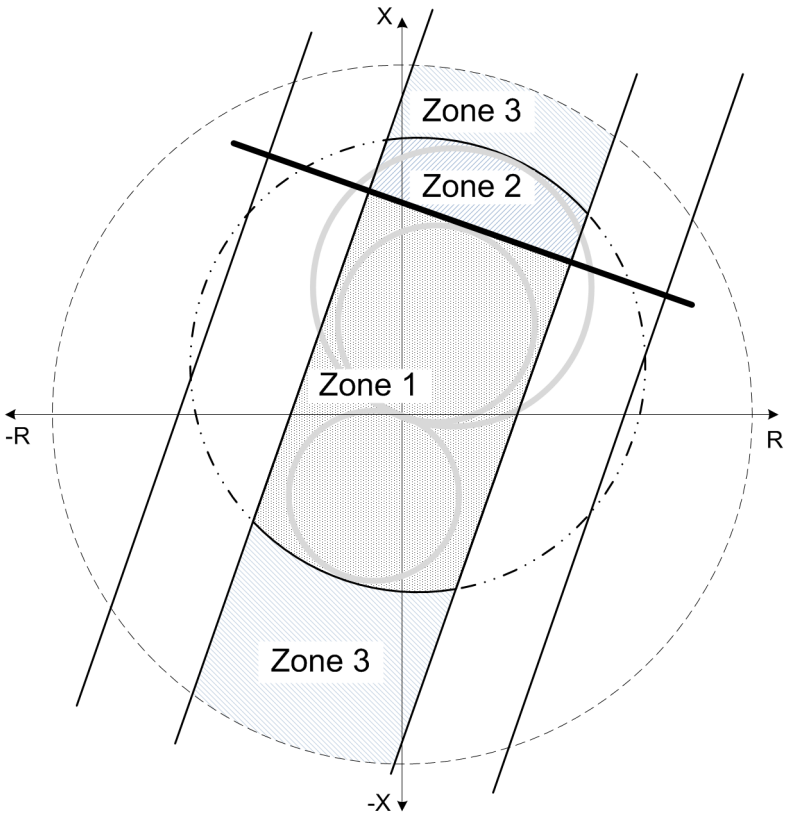


Abb. 352: Definierte Zonen

Für die Erkennung eines Außertrittfallens wird die Impedanz kontinuierlich überwacht. Verlagert sich die Impedanz vom äußeren Grenzkanal nach innen, löst der Zeitgeber für die Außertrittfallschutz-Erkennung aus. Bleibt die Impedanz zwischen dem äußeren und inneren Grenzkanal für die in der Einstellung *Swing time* festgelegt Zeitdauer, wird der Ausgang SWING aktiviert. Dringt die Impedanz in den Mho-Kreis in Zone 1 ein, wird eine Außertrittfallschutz-Blockierung (OSB) für Zone 1 erkannt und der Ausgang OSB wird aktiviert. Dringt die Impedanz in den Mho-Kreis in Zone 2 ein, wird eine OSB für Zone 2 erkannt und der Ausgang OSB_Z2 wird aktiviert, wenn die Einstellung *Zone 2 aktivieren* auf "Ja" gesetzt ist. OSB und OSB_Z2 können aktiviert werden, wenn die Impedanz Zone 1 und Zone 2 durchläuft und sich dabei im Mho-Kreis befindet. Der Ausgang OSB oder OSB_Z2 wird deaktiviert, wenn sich die Impedanz außerhalb des Mho-Kreises und des inneren Grenzkanals befindet und dort für eine Dauer von fünf Zyklen verweilt.

Die Aktivierung des Ausgangs AUS (Auslösung) ist von der Einstellung unter *Oos Auslösemodus* abhängig. Die verfügbaren Optionen sind "Hinein", "Heraus" und "Adaptiv". Bei Auswahl der Option "Hinein" löst die Funktion den Verzögerungs-Zeitgeber aus, nachdem ein OSB-Zustand erkannt wurde. Wenn die unter *Auslöseverzögerung* eingestellte Zeit abgelaufen ist, wird der Ausgang AUS (Auslösung) aktiviert. Bei Verwendung der Option "Hinein" sind die zonenbezogenen Einstellungen und die Zonen-Schlupfzähler nicht anwendbar.

Bei Auswahl der Option "Heraus" prüft die Funktion nach Erkennung eines OSB-Zustands, ob sich die Impedanz im äußeren Grenzkanal befindet. Befindet sie sich im äußeren Grenzkanal, wird der in der Einstellung *Auslöseverzögerung* definierte Heraus-Zeitgeber ausgelöst und der entsprechende Zonen-Schlupfzähler wird erhöht, sobald die eingestellte *Auslöseverzögerung* verstrichen ist. Wenn der Wert des Schlupfzählers mit der eingestellten Schlupfzahl in der entsprechenden aktivierten Zone übereinstimmt, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert. Wenn die Pendelimpedanz durch Zone 1 und Zone 2 verläuft, wird nur der Schlupfzähler der Zone 1 erhöht. Der Schlupfzähler der Zone 2 wird erhöht, wenn die Impedanz durch den Mho-Kreis verläuft, dabei jedoch nur durch den Bereich der Zone 2. Der Schlupfzähler der Zone 3 wird erhöht, wenn sich die Impedanz vollständig außerhalb des Mho-Kreises befindet und die Einstellung *Zone 3 aktivieren* auf "Ja" gesetzt ist. Durch das Erhöhen des Schlupfzählers wird auch der Rücksetz-Zeitgeber ausgelöst. Alle Zonen-Schlupfzähler werden zurückgesetzt, nachdem die festgelegte *Rücksetzzeit* verstrichen ist und sich die Impedanz nicht erneut in den äußeren Grenzkanal verlagert, oder bei Aktivierung des Ausgangs `AUS (Auslösung)`.

Bei Auswahl der Option "Heraus" oder "Adaptiv" kann die Leistungsschalter-Öffnungszeit, sofern bekannt, berücksichtigt werden, um die Auslösezeit des Leistungsschalters für den Fall zu optimieren, wenn ein Heraus-Auslösebefehl ausgegeben wird. Die ideale Zeit für die Stromunterbrechung durch den Leistungsschalter ist, wenn sich der Pendelwinkel Null nähert. Ist der Pendelwinkel δ_0, wenn die Impedanz aus dem äußeren Grenzkanal austritt, kann die dynamische Auslöseverzögerung T_{od} wie in der Gleichung 138 angegeben eingestellt werden.

$$T_{od} = \frac{1 - 2 \cdot f_{slip} \cdot (T_{co} + BrkropenTm)}{2 \cdot f_{slip}}$$

(Gleichung 138)

T_{od}	Dynamische Auslöseverzögerung
T_{co}	Die Zeitdauer, bis sich die Impedanz von der mittleren Impedanzlinie (wo der Pendelwinkel π Bogenmaß ist) zum äußeren Grenzkanal gegenüber der Seite, auf der sie eingetreten ist, verlagert.
BrkopenTm	Einstellung *Öffnungsdauer LS*
f_{slip}	Schlupffrequenz

Bei der Einstellung *Öffnungsdauer LS* (Öffnungsdauer des Leistungsschalters) ist die Zeit von der Ausgabe eines Auslösebefehls durch das Gerät bis zum Empfang des Befehls am Leistungsschalter zu berücksichtigen. Die Funktion ermittelt anhand der Einstellung *Öffnungsdauer LS* die Auslöseverzögerung, sofern diese Einstellung nicht auf "0" gesetzt ist. Wenn die Einstellung *Öffnungsdauer LS* auf "0" gesetzt ist, berechnet die Funktion nicht dynamisch eine Auslöseverzögerung, sondern verwendet die feste *Auslöseverzögerung*, bevor der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert wird.

Die Schlupffrequenz wird anhand der Gleichung 139 berechnet.

$$f_{slip} = \frac{\delta_i - \delta_0}{2 \cdot \pi \cdot T_{oi}}$$

(Gleichung 139)

f_{slip} Schlupffrequenz

T_{oi} Die Zeitdauer, bis die Impedanz vom äußeren zum inneren Grenzkanal wandert.

δ_0 Pendelwinkel beim äußeren Grenzkanal

δ_I Pendelwinkel beim inneren Grenzkanal

Die Pendelwinkel δ_0 und δ_I werden anhand der gemessenen Impedanz beim Schneiden der Grenzkanäle als Näherungswerte ermittelt. Es ist der Unterschied in diesen Messgrößen, der für das Ermitteln der Schlupffrequenz von Bedeutung ist.

Ist die Option "Adaptiv" ausgewählt, prüft die Funktion nach der Erkennung eines OSB-Zustands noch weiter die Schlupffrequenz f_{slip}, die Einstellung *V dip time*, und den Pendelwinkel beim äußeren Grenzkanal (δ_0), um zu ermitteln, ob die Auslösung beim Eintritt oder Austritt erfolgt. `AUS (Auslösung)` wird beim Eintritt aktiviert, wenn der Eintritt in den Mho-Kreis vom inneren Grenzkanal erfolgt und die Beziehung in der Gleichung 140 wahr ist.

$$f_{slip} \le \frac{(\pi - \delta_0)}{\pi \cdot VoltagedipTm}$$

(Gleichung 140)

f_{slip} Schlupffrequenz

δ_0 Pendelwinkel beim äußeren Grenzkanal

VoltagedipTm Einstellung *V dip time*

Andernfalls wird `AUS (Auslösung)` bei Austritt aktiviert, wenn die Impedanz den äußeren Grenzkanal verlässt und die Pendelbewegung sich mit dem in *Max. Anz. Schlupf* eingestellten Wert in der entsprechenden aktivierten Zone, die bei der Pendelbewegung durchlaufen wurde, wiederholt.

Wenn die *Swing time* verstrichen ist, jedoch die Impedanz den inneren Grenzkanal verlässt und sich durch die gegenüberliegenden Grenzkanäle fortsetzt, ohne den Mho-Kreis zu durchlaufen, wird der Ausgang `SWING` aktiviert. Der Ausgang `SWING` bleibt für die in der Einstellung *Rücksetzzeit* festgelegte Zeitdauer aktiviert, sofern nicht vor Ablauf der Rücksetzzeit ein anderes Pendelereignis auftritt, das die erneute Aktivierung des Ausgangs für die Dauer eines weiteren *Rücksetzzeit*-Intervalls bewirkt. Wenn sich dieses Pendelereignis für die in der Einstellung *Max. Anz. Schlupf Zn3* festgelegte Anzahl wiederholt und die Einstellung *Zone 3 aktivieren* auf "Ja" gesetzt ist, wird der Ausgang `SWING_OP` aktiviert. Der Ausgang `SWING_OP` bleibt für die in der Einstellung *Auslöseabfalldauer* festgelegte Zeitdauer aktiviert.

Ist die Option "Adaptiv" ausgewählt und wird kein OSB-Zustand erkannt und tritt jedoch die Impedanz in den Mho-Kreis ein, nachdem sie zwischen dem inneren und äußeren Grenzkanal für mehr als 1,5 Zyklen verweilte, geht die Funktion von einem schwerwiegenden Pendelereignis aus und aktiviert den Ausgang AUS (Auslösung).

Die Abfallverzögerung für den Ausgang AUS (Auslösung) kann in der Einstellung *Auslöseabfalldauer* festgelegt werden.

Eine umgekehrte Polarität des Spannungssignals gegenüber dem Normalzustand kann korrigiert werden, indem *Verpolung* auf "Ja" gesetzt wird, wodurch der Impedanzzeiger um 180 Grad gedreht wird.

Über den Eingang DISABLE kann der ordnungsgemäße Betrieb beim Anlauf koordiniert werden. Die Funktion wird durch Aktivieren des Signals DISABLE blockiert. Wenn das Signal DISABLE deaktiviert ist, bleibt die Funktion noch so lange blockiert (Ausgänge deaktiviert), wie in der Einstellung *Deaktivierungszeit* festgelegt.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden gesteuert durch den Eingang BLOCK und die globale Einstellung **Konfiguration/ System/Blockiermodus**, die den Blockiermodus bestimmt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Programms des Schutzgeräts möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslösezeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren, jedoch wird der Ausgang AUS (Auslösung) nicht deaktiviert, wenn die Blockierung aktiviert ist. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Blockierung des Auslöseausgangs" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang AUS (Auslösung) wird jedoch nicht aktiviert.

4.7.1.5 Anwendung

Die Funktionen für den Außertrittfallschutz erkennen stabile Pendelungen und ein Außertrittfallen anhand der Tatsache, dass die Spannungs-/Stromschwankungen während einer Pendelung im Vergleich zu den schrittweisen Änderungen während eines Fehlers eher langsam ausfallen. Fehler und Pendelungen können dazu führen, dass die gemessene Impedanz in die Auslösekennlinie eines Distanzschutzgeräts eintritt. Die scheinbare Impedanz verlagert sich während eines Fehlerzustands binnen weniger Millisekunden vom Vorfehlerwert zu einem Fehlerwert. Die Änderungsrate der Impedanz ist jedoch während einer Pendelung oder eines Außertrittfallens deutlich langsamer als während eines Fehlers. Dies ist allerdings von der Schlupffrequenz der Außertrittfallschutz-Erkennung abhängig. Die

Impedanzmessung sollte nicht dazu genutzt werden, um zwischen einem Fehlerzustand und einem Außertrittfallen von einem Leiterfehler. Die grundlegende Methode für die Unterscheidung zwischen Fehlern und Pendelungen ist die Verfolgung der Änderungsrate der gemessenen Impedanz.

Die Funktion misst die Änderungsrate der Impedanz mithilfe zweier Impedanzmessgliedern, die als Grenzkanäle bezeichnet werden, und einem Zeitgeber. Wenn die gemessene Impedanz für ein vordefiniertes Zeitfenster zwischen den Grenzkanälen verbleibt, definiert dies die Funktion als Pendelung und aktiviert einen Ausgang, über den der Distanzschutz blockiert werden kann. Wenn allerdings die Impedanz den inneren Grenzkanal durchläuft und auf der anderen Seite der Mho-Kennlinie austritt (d. h., die resistive Komponente der Impedanz hat das umgekehrte Vorzeichen wie zum Zeitpunkt des Eintritts), gibt die Funktion einen Befehl für eine Außertrittfallschutz-Auslösung aus.Abbildung 353 enthält ein Beispiel für die Außertrittfallschutz-Erkennung.

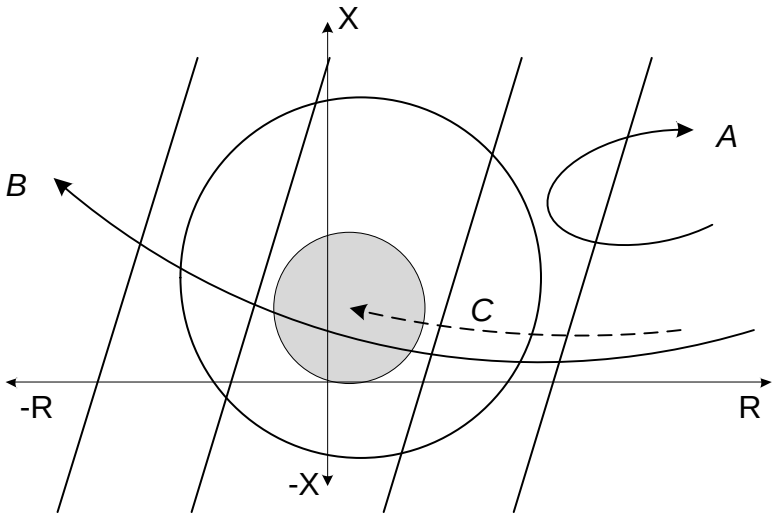


Abb. 353: Beispiel für Außertrittfallschutz-Erkennung

Der schattierte Bereich markiert eine Fehlerzone in einer Distanzschutzfunktion. Bei Kurve A verlagert sich die Impedanz in die Außertrittfallschutz-Zone und verlässt diese langsam, was auf eine sich schnell stabilisierende Pendelung hindeutet. Bei Kurve B verlagert sich die Impedanz langsam in die Außertrittfallschutz-Zone und verlässt diese, was darauf hinweist, dass das Netz instabil wird. Bei Kurve C verlagert sich die Impedanz rasant in die Fehlerzone und verweilt dort, was auf einen tatsächlichen Fehler und nicht auf ein Außertrittfallen hinweist.

4.7.1.6 Signale

Tabelle 608: OOSRPSB Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus
Deaktiviere	BOOLEAN	0=False	Eingang deaktivieren

Tabelle 609: OOSRPSB Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Außertrittfallschutz-Auslösung in Zone 1 oder Zone 2
SWING_OP	BOOLEAN	Außertrittfallschutz-Auslösung in Zone 3
SWING	BOOLEAN	Pendelbedingung erkannt
OSB	BOOLEAN	Außertrittfallschutz-Blockierung für Zone 1
OSB_Z2	BOOLEAN	Außertrittfallschutz-Blockierung für Zone 2

4.7.1.7 Einstellungen

Tabelle 610: OOSRPSB Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Oos Auslösemodus	1=Eingehend 2=Ausgehend 3=Adaptiv			2=Ausgehend	Betriebsmodus für Auslösung, wenn Out-of-step-Bedingung erkannt wird
Reichweite vorwärts	0,00...6000,00	Ohm	0,01	1000,00	Reichweite vorwärts des Mho-Kreis
Reichweite rückwärts	0,00...6000,00	Ohm	0,01	100,00	Reichweite rückwärts des Mho-Kreis
Innerer Grenzkanal R	1,00...6000,00	Ohm	0,01	150,00	Widerstandswert, wenn sich der innere Grenzkanal an der R-Achse befindet.
Äußerer Grenzkanal R	1,01...10000,00	Ohm	0,01	400,00	Widerstandswert, wenn sich der äußere Grenzkanal an der R-Achse befindet.
Impedanzwinkel	10,0...90,0	Grad	0,1	90,0	Winkel des Mho-Kreises und der Grenzkanäle in Bezug auf die R-Achse
Pendelzeit	20...300000	ms	10	500	Zeit zwischen Grenzkanälen für die Erkennung der Pendelung

Tabelle 611: OOSRPSB Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Zone 1 Reichweite	1...100	%	1	70	Prozent der Mho-Vorwärtsreichweite zeigt das Ende von Zone 12 und den Anfang von Zone 2 an.
Maximale Anzahl Schlupfe	1...10		1	1	Anzahl der Polschlupfe vor Auslösezone 1
Maximale Anzahl Schlupfe Zn2	1...20		1	1	Anzahl der Polschlupfe vor Auslösezone 2
Maximale Anzahl Schlupfe Zn3	1...20		1	1	Anzahl der Polschlupfe vor Auslösezone 3
Auslöseverzögerung	20...60000	ms	10	300	Verzögerung nach Oos-Auslösung erkannt
Aulöseabfallzeit	20...60000	ms	10	100	Aktivitätszeit des Auslöseausgangs
V Abfallzeit	500...5000	ms	10	2000	Maximal zulässige Zeit für Spannungsabfall
Zone 2 aktivieren	1=Ja 0=Nein			0=Nein	Funktion von Zone 2 aktivieren
Zone 3 aktivieren	1=Ja 0=Nein			0=Nein	Funktion von Zone 3 aktivieren

Tabelle 612: OOSRPSB Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein

Tabelle 613: OOSRPSB Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Min. Mitsystemstrom	0,01...10,00	xIn	0,01	0,10	Minimaler Mitsystemstrom für Auslösung
Max. Gegensystemstrom	0,01...10,00	xIn	0,01	0,20	Maximaler Gegensystemstrom für Auslösung
AUS-Zeit Leistungsschalter	0...300	ms	1	30	AUS-Zeit des Leistungsschalters
Deaktiviere Zeit	20...60000	ms	10	5000	Zusätzliche Zeitfunktion ist deaktiviert nach Entfernung des Eingangs DEAKTIVIEREN
Rückfallzeit	20...60000	ms	10	5000	Zeit für das Rücksetzen der OOS-Bedingung und der Zähler
Spannungsumkehr	0=Nein 1=Ja			0=Nein	Spannungssignaldrehung um 180 Grad

4.7.1.8 Überwachte Daten

Tabelle 614: OOSRPSB Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
Z1_AMPL	FLOAT32	0,00...99999,00	Ohm	Mitsystemimpedanzamplitude
Z1_WINKEL	FLOAT32	-180...180	Grad	Mitsystemimpedanzphasenwinkel
OOSRPSB	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

4.7.1.9 Technische Daten

Tabelle 615: OOSRPSB Technische Daten

Charakteristik	Wert
Impedanzreichweite	Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung, f_r ±2 Hz
	±3,0 % des Reichweitenwerts oder ±0,2 % von $U_r/(\sqrt{3} \cdot I_r)$
Rückfallzeit	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±40 ms
Verzögerungsgenauigkeit	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei f = n × f_r, wobei n = 2, 3, 4, 5...

4.7.2 Untererregungsschutz (UEXPDIS)

4.7.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Untererregungsschutz	UEXPDIS	X<	40

4.7.2.2 Funktionsblock

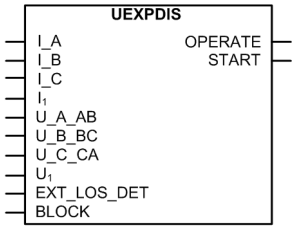


Abb. 354: Funktionsblock

4.7.2.3 Funktion

Der Untererregungsschutz (UEXPDIS) wird zum Schutz der Synchronmaschine vor Untererregung oder Verlust der Erregerbedingungen verwendet.

Der Schutz basiert auf der Kennlinie des versetzten Mho-Kreises auf der Impedanzebene. Die Funktion berechnet die scheinbare Impedanz aus den Anschlussspannungen und -strömen der Maschine. Gerät der Impedanzzeiger in den versetzten Mho-Kreis, erzeugt die Funktion nach einer eingestellten Verzögerung das Auslösesignal. Die Auslöseverzögerung verwendet eine unabhängige Zeitcharakteristik (DT).

Diese Funktion beinhaltet eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Zeitgeber bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.7.2.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von UEXPDIS lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

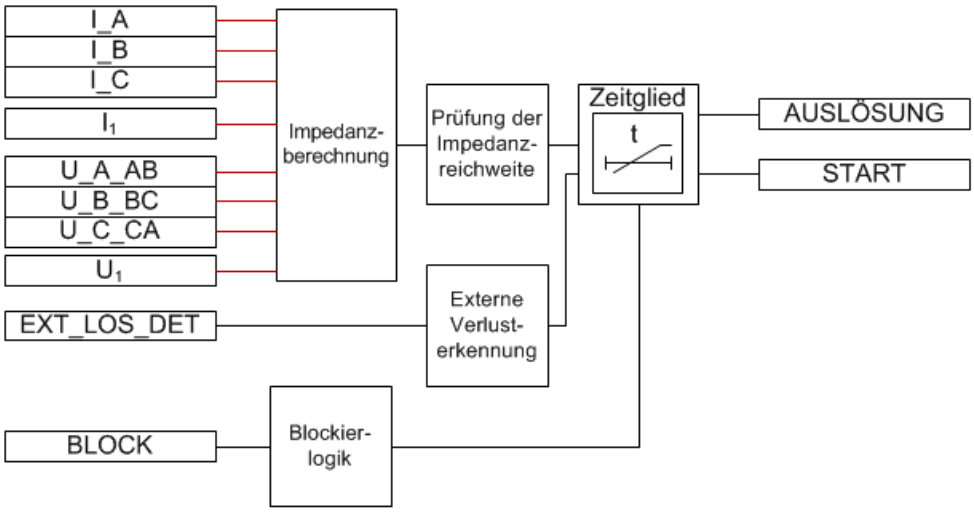


Abb. 355: Logikdiagramm

Impedanzberechnung

Dieses Modul berechnet die scheinbare Impedanz aus den ausgewählten Spannungen und Strömen. Die Einstellungen *Messmodus* und *Leiter Sel for Z Clc* legen fest, welche Spannungen und Ströme verwendet werden sollen. Wenn der *Messmodus* auf "1Leiter-Erde" oder "1Leiter-Leiter" festgelegt ist, wird die Einstellung *Leiter Sel for Z Clc* benötigt, um festzulegen, welche Leiter- oder Leiter-Leiter-Spannungen ("L1 oder L1-L2", "L2 oder L2-L3" und "L3 oder L3-L1") und Ströme zur Berechnung der Impedanz verwendet werden sollen.

Tabelle 616: Zur Berechnung der Impedanz verwendete Spannungen und Ströme

Messmodus	Leiterauswahl für Z Clc	Spannungen und Ströme
1Leiter-Erde	L1 oder L1-L2	U_L1, I_L1
1Leiter-Erde	L2 oder L2-L3	U_L2, I_L2
1Leiter-Erde	L3 oder L3-L1	U_L3, I_L3
1Leiter-Leiter	L1 oder L1-L2	U_L1-L2, I_L1, I_L2
1Leiter-Leiter	L2 oder L2-L3	U_L2-L3, I_L2, I_L3
1Leiter-Leiter	L3 oder L3-L1	U_L3-L1, I_L3, I_L1
3Leiter-Erde	N/A	U_L1, U_L2, U_L3, I_L1, I_L2, I_L3
3Leiter-Leiter	N/A	U_L1-L2, U_L2-L3, U_L3-L1, I_L1, I_L2, I_L3
Mitsys	N/A	{ U_L1,U_L2,U_L3 } oder { U_L1-L2,U_L2-L3,U_L3-L1 } und I_L1, I_L2, I_L3

Wenn alle drei Leiterspannungen und Leiterströme in das Schutzgerät eingespeist werden, wird die Alternative mit Mitsystem empfohlen.

Eine umgekehrte Polarität der Spannungssignale gegenüber dem Normalzustand kann korrigiert werden, indem *Verpolung* auf "Ja" gesetzt wird, wodurch der Impedanzzeiger um 180 Grad gedreht wird.

Bei einer Spannung unter 0,05 · U_N ist die berechnete Impedanz nicht zuverlässig, die Impedanzberechnung wird deaktiviert. U_N ist die Leiter-Leiter-Bemessungsspannung.

Die berechneten Impedanzen und Winkel können über den Menüpunkt "Überwachte Daten" eingesehen werden. Die Impedanz wird durch Winkel zwischen -180 und 180 Grad angegeben.

Die berechnete scheinbare Impedanz wird in pu-Impedanz umgerechnet, da die Auslösekennlinie durch die pu-Einstellungen definiert wird.

Prüfung Impedanzreichweite

Die Auslösekennlinie ist eine kreisförmige, versetzte Mho-Kennlinie auf der Impedanzebene. Die Auslösekennlinie wird durch die Einstellungen *Versatz*, *Durchmesser* und *Verschiebung* definiert. Gerät der berechnete Impedanzwert in den Kreis im Impedanzbereich, sendet das Modul ein Aktivierungssignal zum Starten des Zeitgebers.

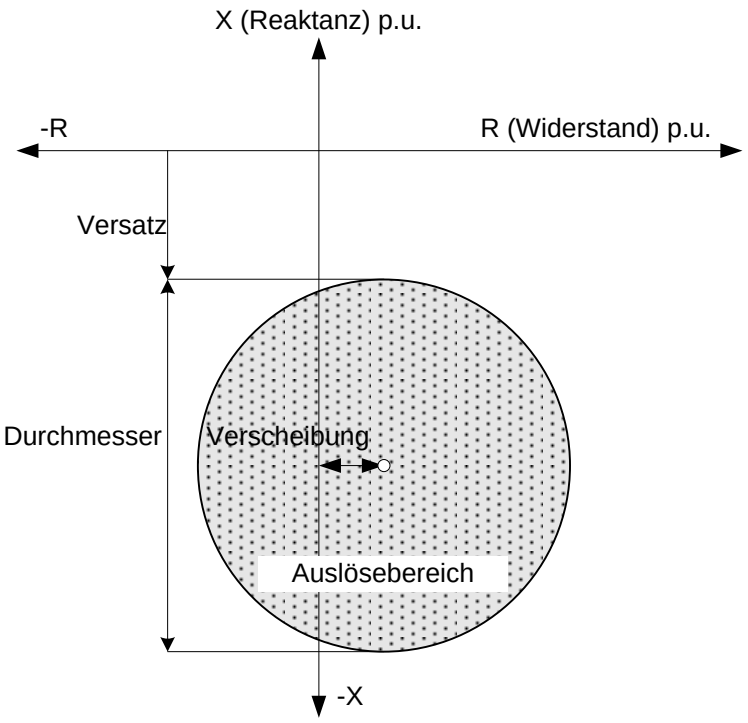


Abb. 356: Auslösebereich des Mho-Impedanzkreises

Ein Fehler im automatischen Spannungsregler (AVR) oder im Erregungssystem kann zu einem vollständigen Ausfall der Erregung führen. Ein Kurzschluss an den Schleifringen lässt die Erregungsspannung auf Null abfallen. Dies führt zu einer allmählichen Verringerung des Erregerstroms, bis keine Erregung mehr stattfindet. Eine Unterbrechung des Feldstromkreises kann ebenfalls zu einem Erregungsausfall führen. Dies sind die typischen Beispiele für Untererregung bei Synchronmaschinen. Dieses Modul erkennt eine Untererregungsbedingung in den genannten Fällen, wenn die berechnete Impedanz in die Auslösekennlinie gerät.

Externe Verlusterkennung

Das Modul überprüft die Statusinformationen des Erregungssystems. Es wird aktiviert, wenn die Einstellung *External Los Det Ena* auf "Aktivieren" gesetzt ist. Der vollständige Ausfall des Erregerstroms oder ein Ausfall des Erregungssystems wird angezeigt, wenn das externe Binärsignal mit dem Eingang `EXT_LOS_DET` verbunden wird. Bei Aktivierung des Eingangs `EXT_LOS_DET` wird der Zeitgeber sofort aktiviert.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang `START`. Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn die Dauer der

Untererregung die festgelegte *Auslöseverzögerung* überschreitet, wird der Ausgang AUS (Auslösung) aktiviert. Wenn der Impedanzort die versetzte Mho-Auslösekennlinie verlässt, bevor das Modul auslöst, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Wert erreicht, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang START wird deaktiviert.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an (DT). Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden gesteuert durch den Eingang BLOCK und die globale Einstellung **Konfiguration/ System/Blockiermodus**, die den Blockiermodus bestimmt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Programms des Schutzgeräts möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslösezeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Blockierung des Auslöseausgangs" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang AUS (Auslösung) wird jedoch nicht aktiviert.

4.7.2.5 Anwendung

Für die Untererregung einer Synchronmaschine gelten Grenzwerte. Eine Verringerung des Erregerstroms verschlechtert die Kopplung zwischen dem Rotor und dem externen Netz. Die Maschine kann ihre Synchronität verlieren und beginnt wie eine Induktionsmaschine zu arbeiten, wobei sie mehr Blindleistung verbraucht. Auch wenn die Maschine nicht unsynchron wird, ist ein längerer Betrieb in diesem Zustand nicht empfehlenswert. Die Untererregung verursacht eine starke Erwärmung im Endbereich der Statorwicklung. Dadurch können die Isolierung der Statorwicklung und sogar der Eisenkern beschädigt werden.

Die Untererregung führt außerdem dazu, dass der Generator im Asynchronmodus läuft. Das erhöht die Rotordrehzahl, wodurch das Eisen des Rotors erwärmt und die Wicklungen gedämpft werden. Eine hohe Blindleistungsaufnahme aus dem Netz während der Untererregung verursacht im Netz Probleme wie Spannungseinbrüche, Stabilitätsprobleme und Pendeln. Das Pendeln belastet den Primärantrieb, was zu Kavitation und mechanischer Belastung des Getriebes führen kann.

Die Belastungskurve eines Synchrongenerators beschreibt die Untererregungsfähigkeit der Maschine. Eine übermäßige kapazitive Last führt dazu, dass die Synchronmaschine aus dem Takt gerät. Der Grund hierfür ist der stationäre

Stabilitätsgrenzwert, der für einen Lastwinkel von 90° definiert ist. Dieser kann nur erreicht werden, wenn das Gerät untererregt ist.

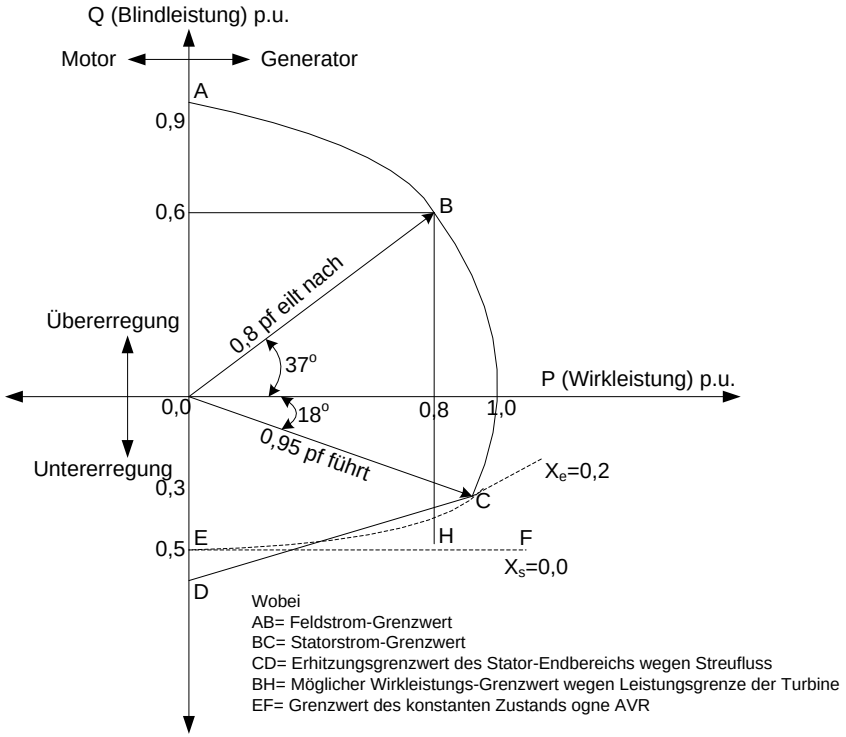


Abb. 357: Belastungskurve eines Synchrongenerators

UEXPDIS schützt die Synchronmaschinen vor instabilem Betrieb bei einem Erregungsausfall. Ein teilweiser oder vollständiger Erregungsausfall führt dazu, dass die Maschine Blindleistung aus dem Netz aufnimmt, wodurch die Reaktanz des Netzes von den Klemmen der Maschine aus gesehen negativ wird. Eine solche Reaktanzabfallbedingung kann durch Messung der Netzimpedanz festgestellt werden.

Die Auslösekennlinie ist ein versetzter Mho-Kreis auf der Impedanzebene, und der Kreis wird anhand der Parameterwerte *Versatz*, *Durchmesser* und *Verschiebung* parametriert.

Tabelle 617: Parameter des Kreises

Parameterwerte	Beschreibung
Versatz	Abstand des obersten Kreispunktes von der R-Achse. Dieser ist normalerweise auf - x_d'/2 gesetzt, wobei x_d' die vorübergehende Reaktanz der Maschine ist. Das Vorzeichen des Parameterwerts legt die Oberseite des Kreises in Bezug auf die R-Achse fest. Bei negativem Vorzeichen liegt der Kreis unterhalb der R-Achse.
Durchmesser	Normalerweise auf die synchrone Reaktanz x_d der Maschine gesetzt. Hierdurch wird die Größe des Impedanzkreises festgelegt.
Versatz	Verschiebung der Kreismitte aus der Reaktanzachse oder R-Koordinate des Mittelpunkts. Mit dieser Einstellung kann die Empfindlichkeit des Untererregungsschutzes eingestellt werden. Bei positivem Vorzeichen ist der Kreis nach rechts verschoben, d. h. näher zum normalen Auslösepunkt. Demnach ist der Kreis bei negativem Vorzeichen nach links verschoben, verschiebt sich also weiter vom normalen Auslösepunkt.

Die Parametereinstellungen des versetzten Mho-Kreises müssen in pu-Werten angegeben werden. Die Fußpunktimpedanz (Z_N) beträgt in Ohm:

$$Z_N = \left| \frac{U_N^{\,2}}{S_N} \right|$$

(Gleichung 141)

U_N die (Leiter-Leiter-) Bemessungsspannung in kV

S_N die Bemessungsleistung der geschützten Maschine in MVA

Die Ohm-Werte können wie folgt in pu-Werte umgerechnet werden:

$$X_{pu} = \frac{X_{ohm}}{Z_N}$$

(Gleichung 142)

X_{pu} pu-Wert

X_{ohm} Reaktanz in Ohm

Z_N Fußpunktimpedanz

Beispiel für den Impedanzort bei Untererregung

In einem Beispiel für einen typischen Impedanzort wird das Gerät nach einer einstellbaren festen Zeit nach dem Eintreten des Impedanzorts in die Auslösekennlinie des Geräts ausgelöst.

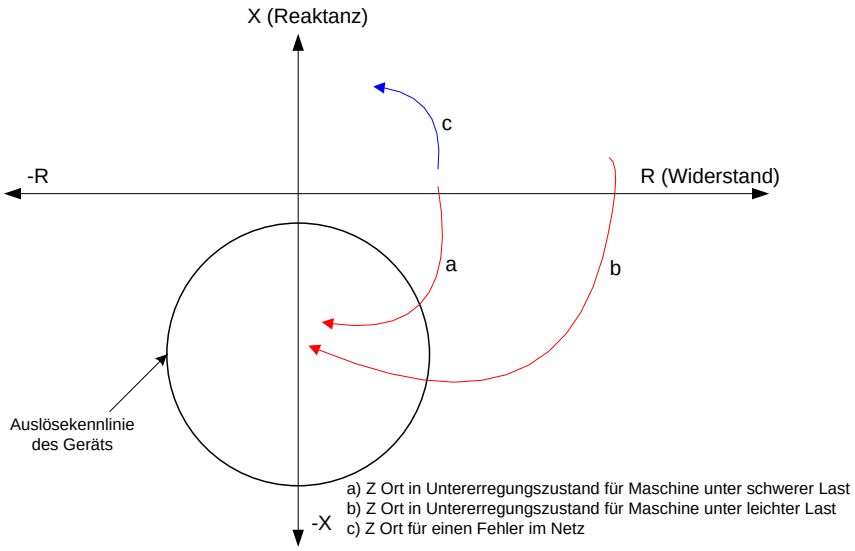


Abb. 358: Typischer Impedanzort bei Untererregung: a) schwere Last b) leichte Last c) Fehler im Netz

4.7.2.6 Signale

Tabelle 618: UEXPDIS Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Leiter L1 Strom
I_L2	SIGNAL	0	Leiter L2 Strom
I_L3	SIGNAL	0	Leiter L3 Strom
U_L1_L1-L2	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L1 oder Leiter-Leiter-Spannung L1-L2
U_L2_L2-L3	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L2 oder Leiter-Leiter-Spannung L2-L3
U_L3_L3-L1	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L3 oder Leiter-Leiter-Spannung L3-L1
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus
EXT_LOS_DET	BOOLEAN	0=False	Externes Signal für Erregungsverlusterkennung

Tabelle 619: UEXPDIS Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
START	BOOLEAN	Start

4.7.2.7 Einstellungen

Tabelle 620: UEXPDIS Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Durchmesser	1...6000	%Zn	1	200	Durchmesser des Mho-Diagramms
Versatz	-1000...1000	%Zn	1	-10	Versatz des Impedanzkreises von der X-Achse
Versatz	-1000...1000	%Zn	1	0	Versatz des Impedanzkreises von der X-Achse
Auslöseverzögerung	60...200000	ms	10	5000	Auslöseverzögerung

Tabelle 621: UEXPDIS Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Externer Los Det Ena	0=Deaktivieren 1=Aktivieren			1=Aktivieren	Freigabe externe Erkennung des Erregungsverlustes
Spannungsumkehr	0=Nein 1=Ja			0=Nein	Spannungssignaldrehung um 180 Grad
Impedanzmessmethode	1=1Leiter-Erde 2=1Leiter-Leiter 3=3Leiter-Erde 4=3Leiter-Leiter 5=Mitsystem			5=Mitsystem	Wähle Spannung und Strom für die Impedanzberechnung
Leiterauswahl für Z Clc	1=L1 oder L1-L2 2=L2 oder L2-L3 3=L3 oder L3-L1			1=L1 oder L1-L2	Spannungsleiterauswahl

Tabelle 622: UEXPDIS Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Rückfallzeitverzögerung	0...60000	ms	10	3000	Rückfallzeitverzögerung

4.7.2.8 Überwachte Daten

Tabelle 623: UEXPDIS Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
START_DAU	FLOAT32	0,00...100,00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit (in %)
Z_AMPL_L1	FLOAT32	0,00...200,00	xZn	Impedanzamplitude Leiter L1-E
Z_ANGLE_L1	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Impedanzwinkel Leiter L1
Z_AMPL_L2	FLOAT32	0,00...200,00	xZn	Impedanzamplitude Leiter L2-E
Z_ANGLE_L2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Impedanzwinkel Leiter L2
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
Z_AMPL_L3	FLOAT32	0,00...200,00	xZn	Impedanzamplitude Leiter L3-E
Z_ANGLE_L3	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Impedanzwinkel Leiter L3
Z_AMPL_L1-L2	FLOAT32	0,00...200,00	xZn	Impedanzamplitude Leiter-Leiter L1-L2
Z_ANGLE_L1-L2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Impedanzphasenwinkel Leiter-Leiter L1-L2
Z_AMPL_L2-L3	FLOAT32	0,00...200,00	xZn	Impedanzamplitude Leiter-Leiter L2-L3
Z_ANGLE_L2-L3	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Impedanzphasenwinkel Leiter-Leiter L2-L3
Z_AMPL_L3-L1	FLOAT32	0,00...200,00	xZn	Impedanzamplitude Leiter-Leiter L3-L1
Z_ANGLE_L3-L1	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Impedanzphasenwinkel Leiter-Leiter L3-L1
Z1_AMPL	FLOAT32	0,00...200,00	xZn	Mitsystemimpedanzamplitude
Z1_WINKEL	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Mitsystemimpedanzphasenwinkel
UEXPDIS	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

4.7.2.9 Technische Daten

Tabelle 624: UEXPDIS Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms und der gemessenen Spannung: $f = f_n \pm 2$ Hz
	±3,0 % des eingestellten Wertes oder ±0,2 Zb
Anregezeit [1)2)]	Üblicherweise 45 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 30 ms
Rückfallverhältnis	Üblicherweise 1,04
Verzögerungszeit	Gesamtverzögerungszeit, wenn Impedanz von Betriebskreis < 40 ms zurückkehrt
Verzögerungsgenauigkeit	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	-50 dB bei $f = n \times f_n$, wenn n = 2, 3, 4, 5,…

1) f_n = 50Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.7.3 Unterimpendanzschutz (UZPDIS)

4.7.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Unterimpendanzschutz	UZPDIS	Z<G	21G

4.7.3.2 Funktionsblock

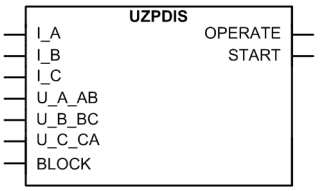


Abb. 359: Funktionsblock

4.7.3.3 Funktion

Der Unterimpendanzschutz (UZPDIS) wird allgemein als Reserveschutz für Generatoren und Transformatoren vor Fehlern angewandt.

Der Schutz basiert auf einem Kreis mit Kennlinie in Ursprungsrichtung auf der Impedanzebene. Die Funktion berechnet den Impedanzwert aus den Spannungs- und Stromzeiger. Gerät der Impedanzzeiger in den ursprungszentrischen Kreis, erzeugt die Funktion nach einer eingestellten Verzögerung das Auslösesignal. Die Auslöseverzögerung verwendet eine unabhängige Zeitcharakteristik (DT).

Diese Funktion beinhaltet eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Rücksetzzeitgeber bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.7.3.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise des dreiphasigen Unterimpedanzschutzes lässt sich mithilfe des nachfolgenden Logikdiagramms darstellen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

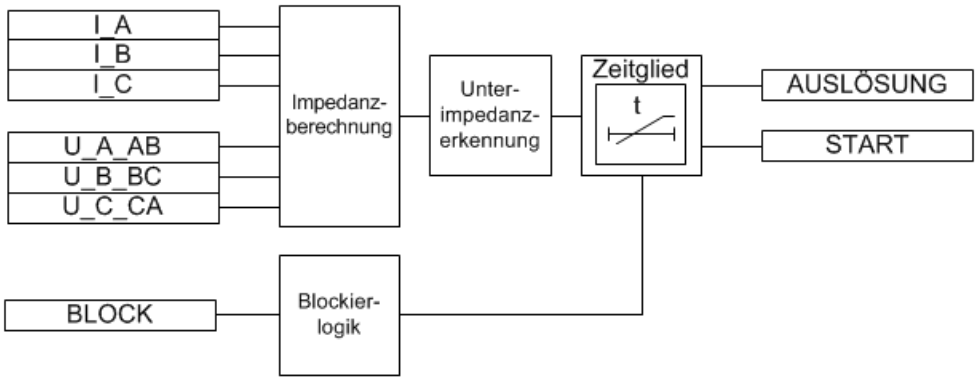


Abb. 360: Logikdiagramm

Impedanzberechnung

Dieses Modul berechnet die Impedanz aus den ausgewählten Spannungen und Strömen. Die Einstellungen *Impedanzmessmodus* und *Phase Sel for Z Clc* legen fest, welche Spannungen und Ströme verwendet werden sollen. Wenn *Impedanzmessmodus* auf "1Leiter-Leiter" festgelegt ist, wird die Einstellung *Phase Sel for Z Clc* benötigt, um festzulegen, welche Leiter- oder Leiter-Leiter-Spannungen ("L1 oder L1-L2", "L2 oder L2-L3" und "L3 oder L3-L1") und Ströme zur Berechnung der Impedanz verwendet werden sollen.

Tabelle 625: Zur Berechnung der Impedanz verwendete Spannungen und Ströme

Impedanzmessmethode	Leiterauswahl für Z Clc	Zur Berechnung der Impedanz verwendete Spannungen und Ströme[1)]
1Leiter-Leiter	L1-L2	$\overline{ZAB} = \frac{U_AB}{I_A - I_B}$
1Leiter-Leiter	L2-L3	$\overline{ZBC} = \frac{U_BC}{I_B - I_C}$
1Leiter-Leiter	L3-L1	$\overline{ZCA} = \frac{U_CA}{I_C - I_A}$
3Leiter-Leiter	N/A	$\overline{ZAB} = \frac{U_AB}{I_A - I_B}$ $\overline{ZBC} = \frac{U_BC}{I_B - I_C}$ $\overline{ZCA} = \frac{U_CA}{I_C - I_A}$

1) Die Spannungen und Ströme in den Berechnungen sind in Volt und Ampere angegeben.

Wenn alle drei Leiter- oder Leiter-Leiter-Spannungen und Leiterströme in das Gerät eingespeist werden, wird der Modus "3Leiter-Leiter" empfohlen.

Die Strommessung der Funktion basiert auf den beiden alternativen Messmodi Grundwert ("DFT") und Spitzenwert ("Peak-to-Peak"). Der Messmodus wird über die Einstellung *Messmodus* ausgewählt.

Liegt der aktuelle Wert unter 0,02 · I_N, wobei I_N der Bemessungsstrom des Leiters ist, wird der Impedanzwert nicht ausgewertet und im Menüpunkt "Überwachte Daten" wird der maximale Impedanzwert (99,999 pu) angezeigt.

Die berechneten Impedanzen werden in eine pu-Impedanz umgewandelt, da die Auslösekennlinie über die Einstellung *Polar reach* in %Zb festgelegt wird.

Die berechneten Leiter-Leiter-Impedanzamplituden ZAB_AMPL, ZBC_AMPL und ZCA_AMPL werden im Menüpunkt "Überwachte Daten" als pu-Werte angegeben.

Unterimpedanzerkennung

Die Auslösekennlinie ist ein ursprungszentrischer Kreis auf der Impedanzebene. Die ursprungszentrische kreisförmige Kennlinie wird über die Einstellung *Polar reach* definiert. Gerät der berechnete Impedanzwert in den Kreis im Impedanzbereich, sendet das Modul ein Aktivierungssignal zum Starten des Zeitgebers.

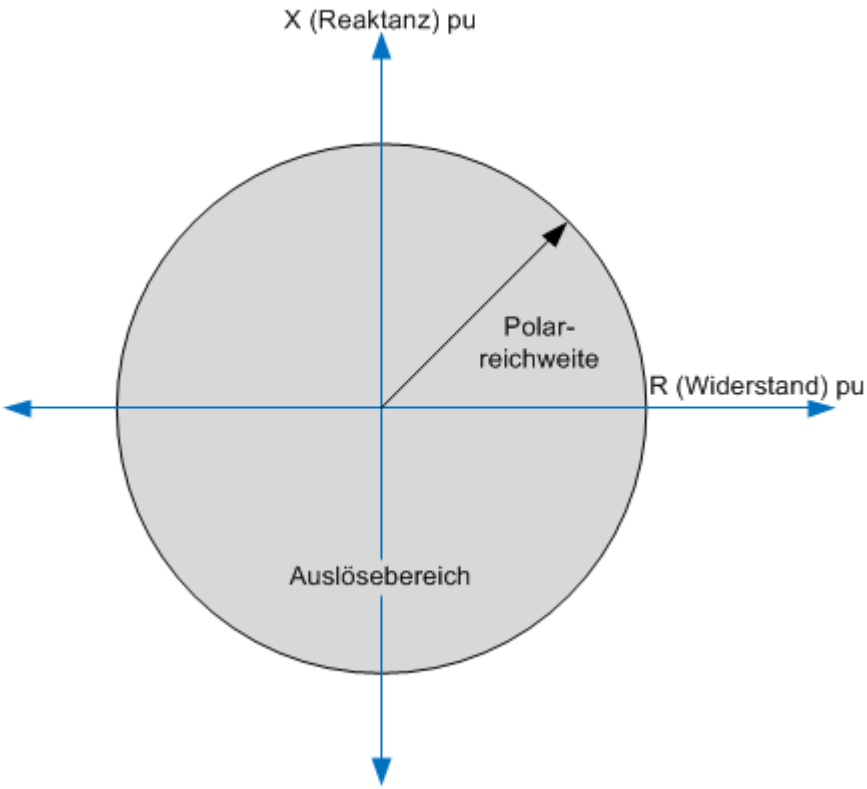


Abb. 361: Ursprungszentrische kreisförmige Auslösekennlinie

Wenn der *Impedanzmessmodus* auf "3Leiter-Leiter" gesetzt ist, stehen mehrere Impedanzwerte zur Verfügung. Die Funktion berücksichtigt für Start und Auslösung den niedrigsten Impedanzwert.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang `START`. Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn die Dauer der Unterimpedanzbedingung die festgelegte *Auslöseverzögerung* überschreitet, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert. Wenn der Impedanzort die kreisförmige Auslösekennlinie verlässt, bevor das Modul auslöst, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Wert erreicht, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang `START` wird deaktiviert.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an (DT). Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden gesteuert durch den Eingang BLOCK und die globale Einstellung **Konfiguration/ System/Blockiermodus**, die den Blockiermodus bestimmt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Programms des Geräts möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslösezeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Blockierung des Auslöseausgangs" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang AUS (Auslösung) wird jedoch nicht aktiviert.

4.7.3.5 Anwendung

Der Unterimpendanzschutz wird als Reserveschutz vor Kurzschlussfehlern an den Generatorklemmen oder an der Oberspannungsseite eines Blocktransformators verwendet. Die Funktion kann entweder anstelle des spannungsabhängigen Überstromschutzes oder zur Herstellung einer begrenzten Schutzzone und der optimalen Auslösezeit anstelle des ungerichteten Überstromschutzes verwendet werden.

Vergleich zwischen Überstrom- und Unterimpedanzschutz

Leiterstrom für dreipoligen Kurzschluss ist in Abbildung 362 dargestellt. In diesem Fall sollte bei einem normalen Überstrom-Gerät, bei dem der Strom auf $1{,}2 \cdot I_r$ eingestellt ist, die Zeit auf weniger als 0,2 Sekunden eingestellt werden, da mit einem höheren Wert der Kurzschlussstrom unter den eingestellten Wert fällt und das Gerät abfällt. Der Strom kann auch auf $1{,}1 \cdot I_r$ reduziert werden, obwohl dies keine deutliche Erhöhung der Zeiteinstellung bedeutet. In einigen Fällen ist jede der obigen Stromeinstellungen angemessen, aber wenn eine längere Auslösezeit benötigt wird, um die Zeitselektivität zu berücksichtigen, ist der Unterimpedanzschutz erforderlich.

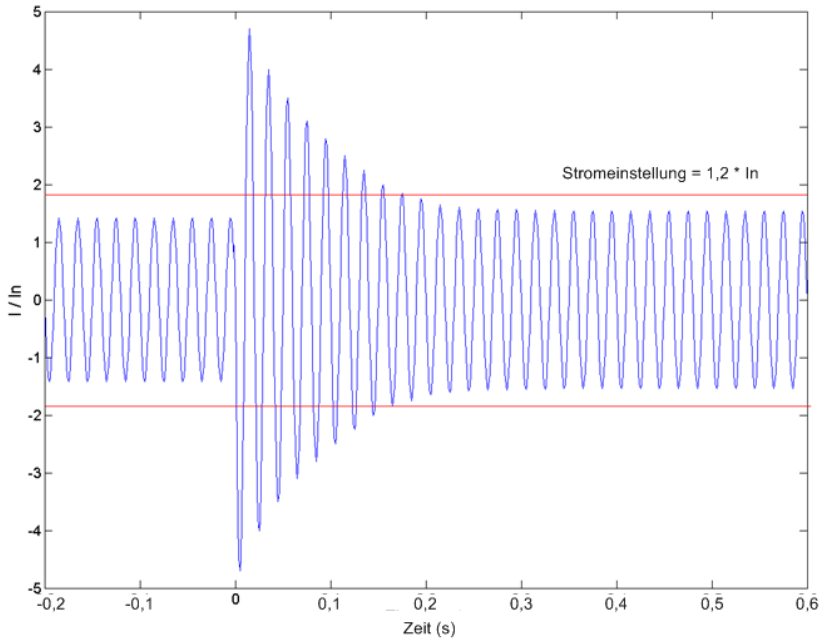


Abb. 362: Kurvenform bei einem Kurzschlussstrom, der Fehler tritt zum Zeitpunkt 0 Sekunden auf (der Grenzwert für die Stromeinstellung wird mit der Quadratwurzel von 2 multipliziert).

Abbildung 363 zeigt die Leiter-Erde-Spannung in einem dreipoligen Kurzschluss bei einem Fehler bei Zeit = 0 s. Der abnehmende Spannungsabfall bei dem dreipoligen Fehler bedeutet längere Zeit zur Feststellung des Fehlers mittels Unterimpedanzschutz.

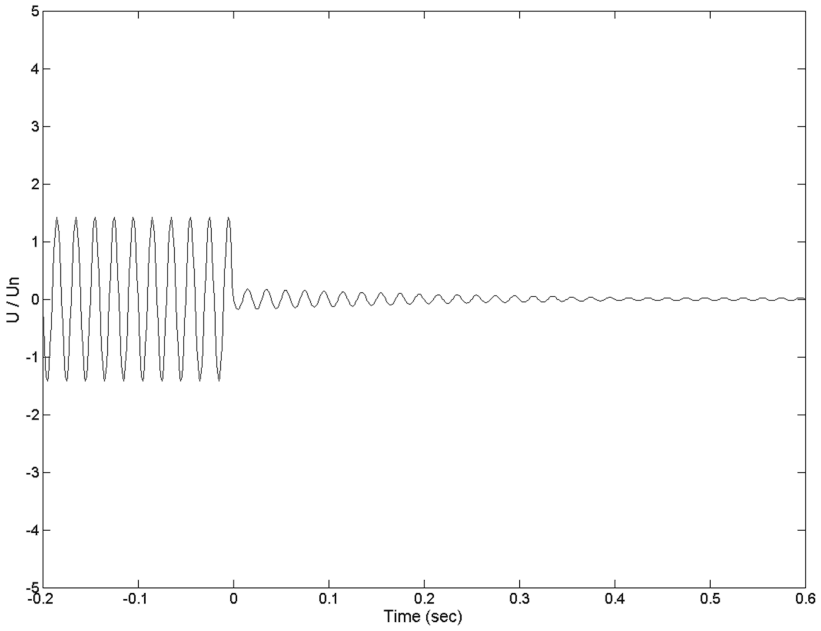


Abb. 363: Kurvenform einer Kurzschlussspannung, der Fehler tritt bei 0 Sekunden auf

Bei einem typischen Impedanzverlauf während eines Kurzschlusses bleibt die Fehlerimpedanz längere Zeit außerhalb des Impedanzkreises, wodurch der Unterimpedanzschutz eine längere Auslöseverzögerung benötigt, damit die Zeitselektivität erhalten bleibt.

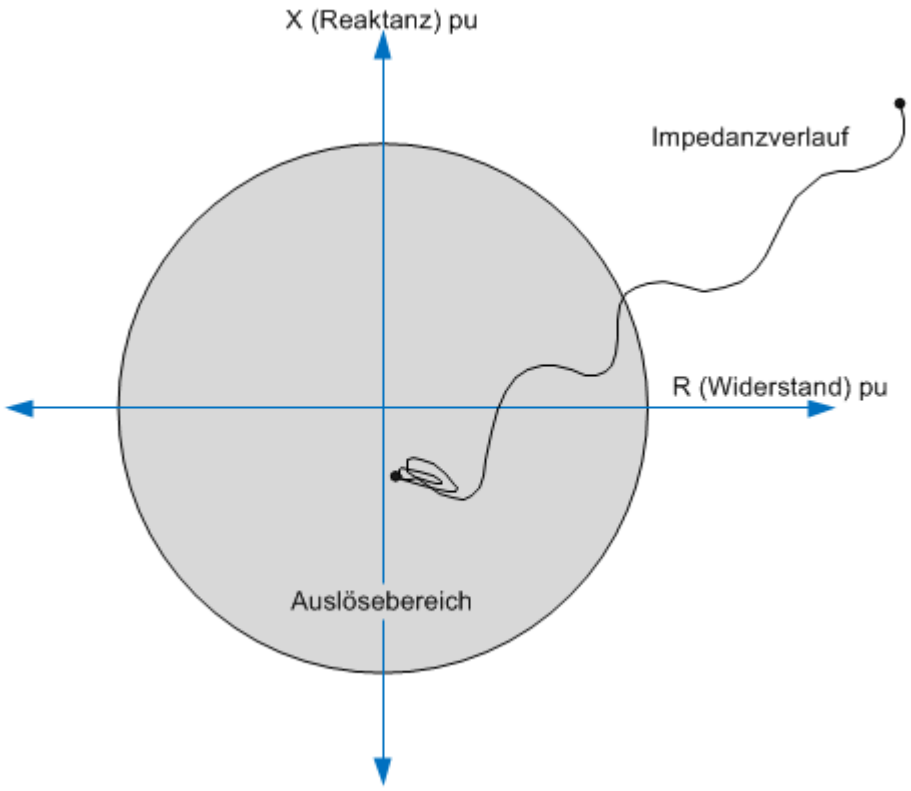


Abb. 364: Typischer Impedanzverlauf während eines Kurzschlusses

Unterimpedanzschutz für Transformatoren

Die Unterimpedanzschutzfunktion dient als Kurzschlussschutz anstelle des Überstromschutzes. Sie wird außerdem als Reserveschutz für den Differentialschutz von Transformatoren verwendet.

Bei der Messung der Spannungs- und Stromzeiger sind Spannungs- und Stromwandler an der Oberspannungsseite des Transformators angeschlossen.

Die Phasen- und Stromverschiebungen durch die Dreieck-/Sternschaltung des Transformators und andere Faktoren verkomplizieren die Einstellungen für Fehler in der Sekundärwicklung (vom Gerät aus gesehen), und für eine gute Abdeckung sind genaue Berechnungen erforderlich.

Die Einstellung *Polar reach* ist auf 150 Prozent der Kurzschlussimpedanz des Transformators gesetzt. Die Einstellung stellt außerdem einen Reserveschutz für die Sammelschiene und Abgangsfehler auf der Oberspannungsseite dar.

Unterimpedanzschutz für Generatoren

Der Unterimpedanzschutz wird so festgelegt, dass er den Bereich zwischen den Generatorwicklungen und den Wicklungen des Blocktransformators auf Generatorseite schützt. Die Funktion schützt vor allem die Generatorschiene, den Niederspannungsteil des Blocktransformators und einen Teil der Statorwicklungen vor Kurzschlüssen.

Die Spannungen sollten an den Generatorklemmen und die Leiterströme am Sternpunkt des Generators gemessen werden.

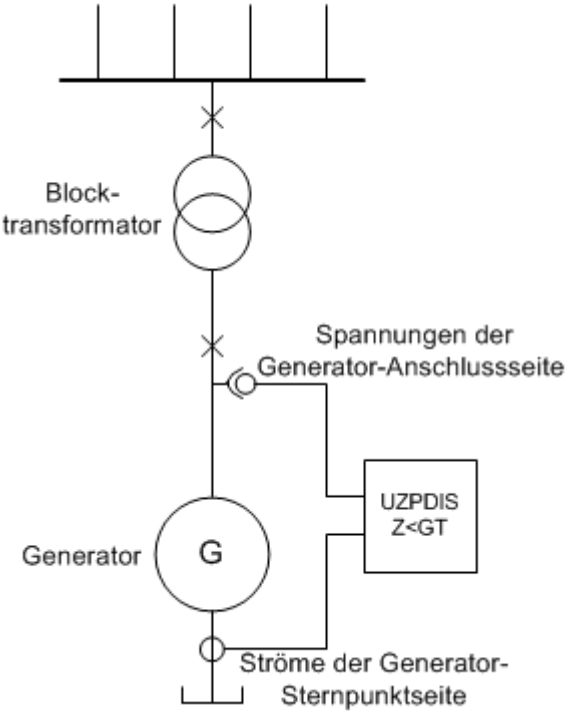


Abb. 365: Strom- und Spannungssignale für den Unterimpedanzschutz

Um Fehlfunktionen des Unterimpedanzschutzes bei Fehlern in der Nähe zu verhindern, ist die Einstellung *Polar reach* auf 70 Prozent der Kurzschlussimpedanz des Blocktransformators eingestellt.

Bei direkt angeschlossenen Maschinen, deren Impedanz gegenüber dem Netz nur durch die Leitungen oder Sammelschienen begrenzt wird, muss sichergestellt werden, dass die Funktion keine Selektivitätsprobleme verursacht. In diesen Fällen wird empfohlen, anstelle des Unterimpedanzschutzes den spannungsabhängigen Überstromschutz einzusetzen.

Richtlinien zum Blockieren von Funktionen

Das Auslösen des Unterimpedanzschutzes muss beschränkt werden, wenn die Spannung in einem oder mehreren Leitern plötzlich auf Null abfällt, ohne dass gleichzeitig eine deutliche Veränderung des Stroms zu bemerken ist. Diese Situation

wird als Automatenfall oder Auslösen eines Sicherungsautomaten im Sekundärkreis des Spannungswandlers gewertet. Der Spannungsabfall kann zu einem unerwarteten Auslösen des Funktionsblocks führen, da die berechnete Impedanz unter den festgelegten Auslösegrenzwert fallen kann, auch wenn kein eigentlicher Fehler im Primärsystem vorliegt.

Die Blockierung wird durch einen externen Funktionsblock, die "Fuse failure" bzw. Automatenfall-Überwachung SEQSPVC, bereitgestellt, deren Ausgang mit dem Eingang BLOCK von UZPDIS verbunden ist.

4.7.3.6 Signale

Tabelle 626: UZPDIS Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Leiter L1 Strom
I_L2	SIGNAL	0	Leiter L2 Strom
I_L3	SIGNAL	0	Leiter L3 Strom
U_L1_L1-L2	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L1 oder Leiter-Leiter-Spannung L1-L2
U_L2_L2-L3	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L2 oder Leiter-Leiter-Spannung L2-L3
U_L3_L3-L1	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L3 oder Leiter-Leiter-Spannung L3-L1
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 627: UZPDIS Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
START	BOOLEAN	Start

4.7.3.7 Einstellungen

Tabelle 628: UZPDIS Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Prozentreichweite	1...6000	%Zn	1	7	Radius des ursprungszentrischen Kreises
Auslöseverzögerung	40...200000	ms	10	200	Auslöseverzögerung

Tabelle 629: UZPDIS Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Messmodus	2=DFT 3=Spitzenwert			2=DFT	Ausgewählter Messmodus
Impedanzmessmethode	2=1Leiter-Leiter 4=3Leiter-Leiter			4=3Leiter-Leiter	Wählt Spannungs- und Stromsignale für die Impedanzberechnung
Leiterauswahl für Z Clc	1=L1-L2 2=L2-L3 3=L3-L1			1=L1-L2	Spannungsleiterauswahl

Tabelle 630: UZPDIS Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Rückfallzeitverzögerung	0...60000	ms	10	20	Rückfallzeitverzögerung

4.7.3.8 Überwachte Daten

Tabelle 631: UZPDIS Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
START_DAU	FLOAT32	0,00...100,00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit (in %)
Z_AMPL_L1-L2	FLOAT32	0,00...200,00	xZn	Impedanzamplitude Leiter-Leiter L1-L2
Z_AMPL_L2-L3	FLOAT32	0,00...200,00	xZn	Impedanzamplitude Leiter-Leiter L2-L3
Z_AMPL_L3-L1	FLOAT32	0,00...200,00	xZn	Impedanzamplitude Leiter-Leiter L3-L1
UZPDIS	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

4.7.3.9 Technische Daten

Tabelle 632: UZPDIS Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung, f_r ±2 Hz
	±3,0 % des eingestellten Wertes oder 0,2 %Zb
Anregezeit [1)2)]	Üblicherweise 50 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Charakteristik	Wert
Rückfallverhältnis	Üblicherweise 1,04
Verzögerungszeit	< 40 ms
Verzögerungsgenauigkeit	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms

1) f_r = 50 Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.8 Leistungsschutz

4.8.1 Unterleistungsschutz (DUPPDPR)

4.8.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Unterleistungsschutz	DUPPDPR	P<	32U

4.8.1.2 Funktionsblock

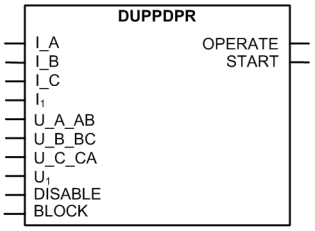


Abb. 366: Funktionsblock

4.8.1.3 Funktion

Der Unterleistungsschutz (DUPPDPR) dient zum Schutz von Generatoren und Primärantrieben vor den Auswirkungen von Ausgängen mit sehr geringer Leistung oder einer Rückwärts-Leistungsbedingung.

Die Funktion wird aktiv, wenn die gemessene Wirkleistung unter den festgelegten Wert fällt. Die Auslösekennlinie entspricht der unabhängigen Zeitcharakteristik DT.

Diese Funktion beinhaltet eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Zeitgeber bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.8.1.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von DUPPDPR lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

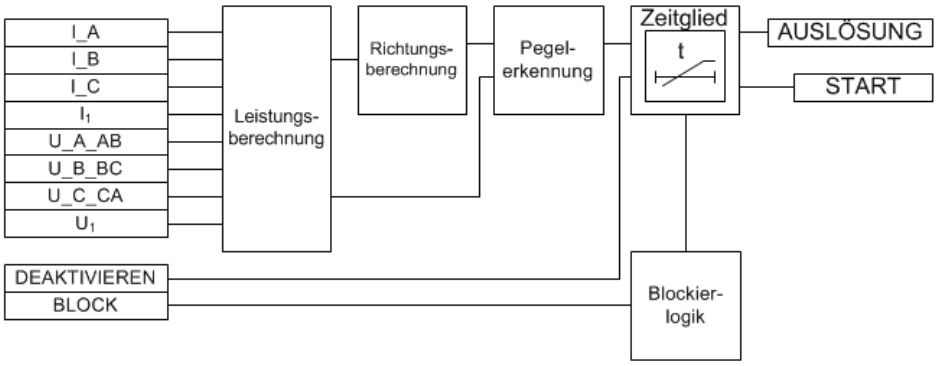


Abb. 367: Logikdiagramm

Leistungsberechnung

Dieses Modul berechnet die Scheinleistung basierend auf den ausgewählten Spannungs- und Strommessungen, wie in Tabelle 633 beschrieben. Die Einstellung *Messmodus* legt fest, welche Spannungs- und Strommessungen verwendet werden sollen.

Die Scheinleistung kann aber auch mit Mitsystemkomponenten berechnet werden, wodurch die Leistungsbestimmung gegenüber möglichen asymmetrischen Strömen oder Spannungen unempfindlich wird und der tatsächlichen Last des Generatorprimärantriebs entspricht.

Tabelle 633: Leistungsberechnung

Messmoduseinstellung	Leistungsberechnung
PhsL1, PhsL2, PhsL3	$\bar{S} = \bar{U}_a \cdot \bar{I}_a^* + \bar{U}_b + \bar{I}_b^* + \bar{U}_c \cdot \bar{I}_c^*$ $P = Re(\bar{S})$
Aron-Schaltung	$\bar{S} = \bar{U}_{ab} \cdot \bar{I}_a^* - \bar{U}_{bc} \cdot \bar{I}_c^*$ $P = Re(\bar{S})$
Mitsystem	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_1 \cdot \bar{I}_1^*$ $P = Re(\bar{S})$
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Messmoduseinstellung	Leistungsberechnung
L-L1-L2	$\bar{S} = \sqrt{3} \cdot \bar{U}_{ab} \cdot \left(\bar{I}_a^* - \bar{I}_b^*\right)$ $P = Re\left(\bar{S}\right)$
L-L2-L3	$\bar{S} = \sqrt{3} \cdot \bar{U}_{bc} \cdot \left(\bar{I}_b^* - \bar{I}_c^*\right)$ $P = Re\left(\bar{S}\right)$
L-L3-L1	$\bar{S} = \sqrt{3} \cdot \bar{U}_{ca} \cdot \left(\bar{I}_c^* - \bar{I}_a^*\right)$ $P = Re\left(\bar{S}\right)$
L-L1	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_a \cdot \bar{I}_a^*$ $P = Re\left(\bar{S}\right)$
L-L2	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_b \cdot \bar{I}_b^*$ $P = Re\left(\bar{S}\right)$
L-L3	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_c \cdot \bar{I}_c^*$ $P = Re\left(\bar{S}\right)$

Wenn alle drei Leiterspannungen und Leiterströme in das Schutzgerät eingespeist werden, wird die Alternative mit Mitsystem empfohlen (Standard).

Abhängig vom festgelegten *Messmodus* wird bei der Leistungsberechnung die Wirkleistung, Blindleistung und Scheinleistung aus dem verfügbaren Satz von Messungen berechnet. Die berechneten Leistungen S, P und Q sowie der Leistungsfaktorwinkel PF_ANGL können über den Menüpunkt "Überwachte Daten" eingesehen werden.

Richtungsbestimmung

Bei der Richtungsbestimmung wird die Richtung der gemessenen Leistung festgestellt. Es wird davon ausgegangen, dass die gemessene Leistung in Vorwärtsrichtung verläuft, wenn die Wirkleistung positiv ist, andernfalls wird davon ausgegangen, dass sie rückwärts gerichtet ist.

Eine umgekehrte Polarität der gemessenen Leistung gegenüber dem Normalzustand kann korrigiert werden, indem *Polarität vertauschen* auf "Wahr" gesetzt wird, wodurch die Scheinleistung um 180 Grad gedreht wird.

Pegelerkennung

Die Pegelerkennung vergleicht den berechneten Wert der Wirkleistung mit dem eingestellten *Startwert*. Fällt der berechnete Wert der Wirkleistung unter den

Startwert in Vorwärtsrichtung oder ist die gemessene Leistung rückwärts gerichtet, aktiviert die Pegelerkennung das Zeitgebermodul.

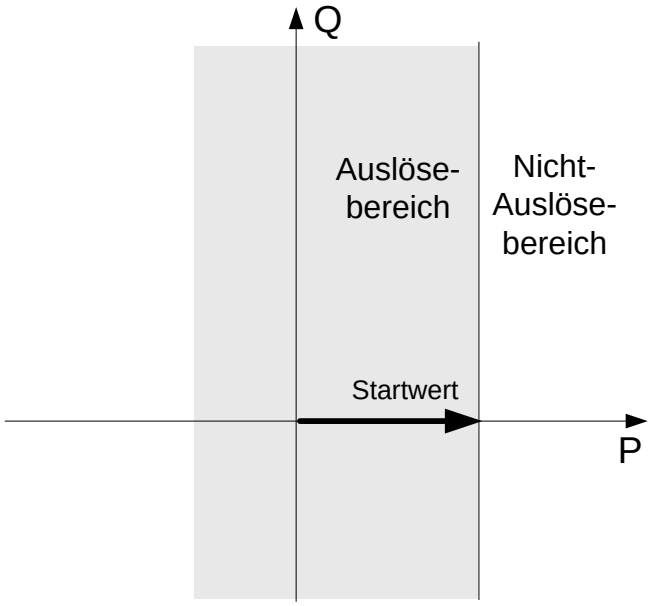


Abb. 368: Auslösekennlinie von DUPPDPR mit Einstellung "Startwert"

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang `START`. Die Zeitcharakteristik entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den über *Auslöseverzögerung* festgelegten Wert erreicht, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert. Wenn eine Rückfallsituation auftritt, d. h. wenn die Unterlastbedingung verschwindet, bevor die Auslöseverzögerung überschritten ist, wird der Rücksetzzustand des Zeitgebers aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Wert erreicht, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang `START` wird deaktiviert.

Der Zeitgeber berechnet den Wert `START_DAU`, der angibt, wie viel Prozent der Zeit seit Aktivierung des Ausgangs `START` im Hinblick auf die *Auslöseverzögerung* verstrichen ist. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Über den Eingang `DISABLE` kann der ordnungsgemäße Betrieb beim Generatoranlauf koordiniert werden. Bei Aktivierung des Signals `DISABLE` werden die Ausgänge `START` und `AUS (Auslösung)` blockiert. Wenn das Signal `DISABLE` deaktiviert ist, bleibt der Zeitgeber noch so lange blockiert, wie in der Einstellung *Deaktivierungszeit* festgelegt.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden gesteuert durch den Eingang BLOCK und die globale Einstellung **Konfiguration/ System/Blockiermodus**, die den Blockiermodus bestimmt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Programms des Schutzgeräts möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Blockierung des Auslöseausgangs" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang AUS (Auslösung) wird jedoch nicht aktiviert.

4.8.1.5 Anwendung

Ein Generator in einem Kraftwerk hat die Aufgabe, mechanische Energie in elektrische Energie umzuwandeln. Manchmal kann die mechanische Leistung des Primärantriebs so weit absinken, dass er die internen Verluste nicht mehr abdecken kann. Der Unterlastschutz hat die Aufgabe, den Generator vor einer zu geringen Leistungsabgabe zu schützen.

Dampfturbinen überhitzen leicht, wenn der Dampfstrom sich zu sehr verringert oder der Dampf nicht mehr durch die Turbine strömt. Wasserturbinen vom Kaplantyp können beschädigt werden, wenn die Turbinenschaufel auf dem Wasser "surft" und Axialdruck auf das Lager ausübt. Dieselmotoren können bei unzureichender Schmierung beschädigt werden.

Bei sehr großen Generatoren ist ein längerer Betrieb mit geringer Energieerzeugung unwirtschaftlich. Bei einer Leistungsumkehr ziehen große Generatoren viel Leistung vom Rest des Netzes ab, um ihre internen Verluste abzudecken. Daher sollte der Generator in solchen Situationen abgetrennt werden.

Bei parallel angeschlossenen Generatoren zum Beispiel kann die Last eines Generators so gering sein, dass es besser ist, ihn abzutrennen und nur die anderen Generatoren ins Netz einspeisen zu lassen.

Wenn die Leistung niedrig eingestellt werden muss, beispielsweise unter 2 %, sollten die Korrekturparameter verwendet werden, um Messfehler zu kompensieren. Informationen zu den Messfehlern sind vom Hersteller der Messgeräte einzuholen.
Werden die Messfehler nicht kompensiert, darf die Unterlasteinstellung nicht geringer sein als die Summe der Strom- und Spannungsmessfehler.

Wenn zum Beispiel das Strommessgerät einen Fehler von 2 % und das Spannungsmessgerät von 1 % hat, ist die minimale Einstellung (2 + 1) % = 3 %.

4.8.1.6 Signale

Tabelle 634: DUPPDPR Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Leiter L1 Strom
I_L2	SIGNAL	0	Leiter L2 Strom
I_L3	SIGNAL	0	Leiter L3 Strom
I_1	SIGNAL	0	Mitsystemstrom
U_L1_L1-L2	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L1 oder Leiter-Leiter-Spannung L1-L2
U_L2_L2-L3	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L2 oder Leiter-Leiter-Spannung L2-L3
U_L3_L3-L1	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L3 oder Leiter-Leiter-Spannung L3-L1
U_1	SIGNAL	0	Mitsystemspannung
Deaktiviere	BOOLEAN	0=False	Signal zum Blockieren während des Generatoranlaufs
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 635: DUPPDPR Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
START	BOOLEAN	Start

4.8.1.7 Einstellungen

Tabelle 636: DUPPDPR Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Startwert	0,01...2,00	xSn	0,01	0,10	Startwert
Auslöseverzögerung	40...300000	ms	10	40	Auslöseverzögerung

Tabelle 637: DUPPDPR Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Ein/Aus

Tabelle 638: DUPPDPR Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Messmodus	1=L-L1, L-L2, L-L3 2-=Aron-Schaltung 3=Mitsystem 4=L-L1L2 5=L-L2L3 6=L-L3L1 7=L-L1 8=L-L2 9=L-L3			3=Mitsystem	Auswahl der Leistungsberechnungsmethode
Rückfallzeitverzögerung	0...60000	ms	10	20	Rückfallzeitverzögerung
Polarität vertauschen	0=False 1=True			0=False	Definition der Leistungflussrichtung umkehren
Deaktiviere Zeit	0...60000	ms	1000	0	Zusätzliche Wartezeit für LS-EIN

4.8.1.8 Überwachte Daten

Tabelle 639: DUPPDPR Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
START_DAU	FLOAT32	0,00...100,00	%	Verhältnis von Startzeit / Auslösezeit
P	FLOAT32	-160,000...160,000	xSn	Wirkleistung
Q	FLOAT32	-160,000...160,000	xSn	Blindleistung
S	FLOAT32	0,000...160,000	xSn	Scheinleistung
PF_WINKEL	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Winkel Leistungsfaktor
DUPPDPR	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

4.8.1.9 Technische Daten

Tabelle 640: DUPPDPR Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit [1)]	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms und der gemessenen Spannung: f_n ±2 Hz
	Leistungsmessgenauigkeit ±3% des eingestellten Wertes oder ±0,002 × S_n Phasenwinkel: ±2°
Anregezeit[2)3)]	Üblicherweise 45 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 30 ms
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Charakteristik	Wert
Rückfallverhältnis	Üblicherweise 1,04
Verzögerungsgenauigkeit	±1,0 % des eingestellten Wertes von ±20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	-50 dB bei f = n × f_r, wenn n = 2, 3, 4, 5,…

1) *Messmethode* = “Pos Seq” (Standard)
2) U = U_n, f_n = 50 Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen.
3) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts.

4.8.2 Überleistungsschutz (DOPPDPR)

4.8.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEE C37.2-Kennung
Überleistungsschutz	DOPPDPR	P>/Q>	32R/32O

4.8.2.2 Funktionsblock

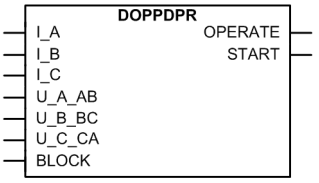


Abb. 369: Funktionsblock

4.8.2.3 Funktion

Der Überleistungsschutz DOPPDPR kann für den Schutz des Generators verwendet werden, um zu vermeiden, dass der Generator eine zu hohe Leistung über seine Kapazität gegenüber dem Netz bereitstellt, dass der Motor wie ein Generator betrieben wird sowie zum Schutz eines Motors, der aufgrund eines Feldausfalls Blindleistung verbraucht. Er kann außerdem zum Ableitschutz verwendet werden, um eine Überlast im Verteilungsnetz anzuzeigen, wenn ein Kunde Strom ins Netz einspeist, sowie zum Schutz des Transformators vor einer Überlast.

Die Funktion wird angeregt und ausgelöst, wenn die gemessene Leistung den eingestellten Grenzwert in einer bestimmten Richtung überschreitet. Die Auslöseverzögerung verwendet eine unabhängige Zeitcharakteristik (DT).

Diese Funktion beinhaltet eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Zeitgeber bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.8.2.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von DOPPDPR lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

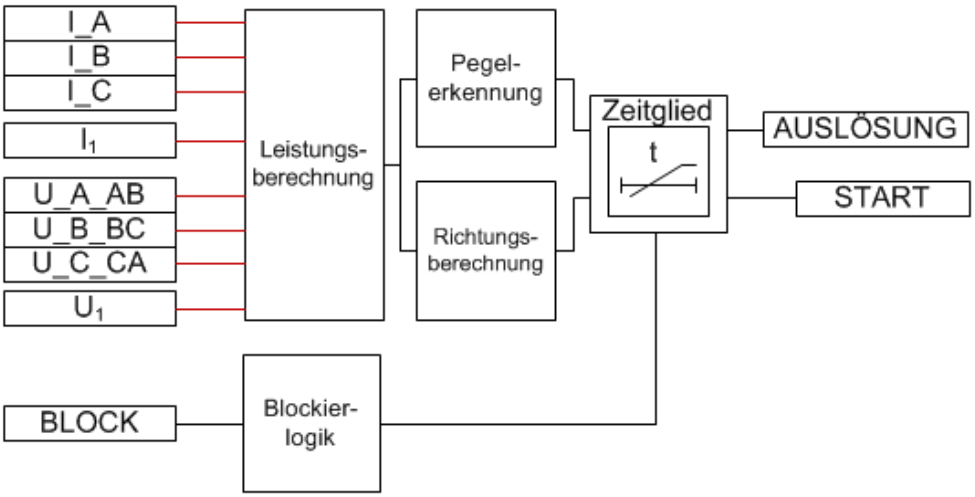


Abb. 370: Logikdiagramm

Leistungsberechnung

Dieses Modul berechnet die scheinbare Leistung aus den ausgewählten Spannungen und Strömen. Die Einstellung *Messmodus* legt fest, welche Spannungen und Ströme verwendet werden sollen. Die scheinbare Leistung kann aber auch mit Mitsystemkomponenten berechnet werden, wodurch die Leistungsbestimmung gegenüber möglichen asymmetrischen Strömen oder Spannungen unempfindlich ist und der tatsächlichen Last des Generatorprimärantriebs entspricht.

Tabelle 641: Leistungsberechnung

Messmoduseinstellung	Leistungsberechnung
PhsL1, PhsL2, PhsL3	$\bar{S} = \bar{U}_a \cdot \bar{I}_a^* + \bar{U}_b + \bar{I}_b^* + \bar{U}_c \cdot \bar{I}_c^*$ $P = Re(\bar{S})$
Aron-Schaltung	$\bar{S} = \bar{U}_{ab} \cdot \bar{I}_a^* - \bar{U}_{bc} \cdot \bar{I}_c^*$ $P = Re(\bar{S})$
Mitsystem	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_1 \cdot \bar{I}_1^*$ $P = Re(\bar{S})$
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Messmoduseinstellung	Leistungsberechnung
L-L1-L2	$\bar{S} = \sqrt{3} \cdot \bar{U}_{ab} \cdot \left(\bar{I}_a^* - \bar{I}_b^*\right)$ $P = Re\left(\bar{S}\right)$
L-L2-L3	$\bar{S} = \sqrt{3} \cdot \bar{U}_{bc} \cdot \left(\bar{I}_b^* - \bar{I}_c^*\right)$ $P = Re\left(\bar{S}\right)$
L-L3-L1	$\bar{S} = \sqrt{3} \cdot \bar{U}_{ca} \cdot \left(\bar{I}_c^* - \bar{I}_a^*\right)$ $P = Re\left(\bar{S}\right)$
L-L1	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_a \cdot \bar{I}_a^*$ $P = Re\left(\bar{S}\right)$
L-L2	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_b \cdot \bar{I}_b^*$ $P = Re\left(\bar{S}\right)$
L-L3	$\bar{S} = 3 \cdot \bar{U}_c \cdot \bar{I}_c^*$ $P = Re\left(\bar{S}\right)$

Wenn alle drei Leiterspannungen und Leiterströme in das Schutzgerät eingespeist werden, wird die Alternative mit Mitsystem empfohlen.

Die berechneten Leistungen S, P, Q sowie der Leistungsfaktorwinkel PF_ANGL können über den Menüpunkt "Überwachte Daten" eingesehen werden.

Pegelerkennung

Die Pegelerkennung vergleicht den Wert der gemessenen scheinbaren Leistung mit dem eingestellten *Startwert*. Überschreitet der gemessene Wert den eingestellten *Startwert*, sendet die Pegelerkennung ein Aktivierungssignal an das Zeitgebermodul.

Richtungsbestimmung

Das Modul zur Richtungsbestimmung überwacht die Richtung der scheinbaren Leistung. Befindet sich der scheinbare Leistungsfluss innerhalb des Auslösesektors, sendet das Modul das Aktivierungssignal an das Zeitgebermodul. Die gerichtete Auslösung kann über die Kombination der Einstellungen *Richtungsmodus* und *Leistungswinkel* ausgewählt werden. Für die Einstellung *Richtungsmodus* können die Optionen "Vorwärts" und "Rückwärts" ausgewählt werden. Mit der Einstellung *Leistungswinkel* kann die Leistungsrichtung zwischen der Wirk- und Blindleistung festgelegt werden.

Ein typischer Fehler ist beispielsweise, dass die Pole des Spannungs- oder Stromwandlers falsch angeschlossen sind. Dies wird als ein der

beabsichtigten Richtung entgegengesetzter Leistungsfluss erkannt. Die Situation kann mit der Einstellung *Polarität vertauschen* korrigiert werden. Wenn der Wert auf "Wahr" gesetzt wird, wird die gemessene scheinbare Leistung um 180 Grad gedreht.

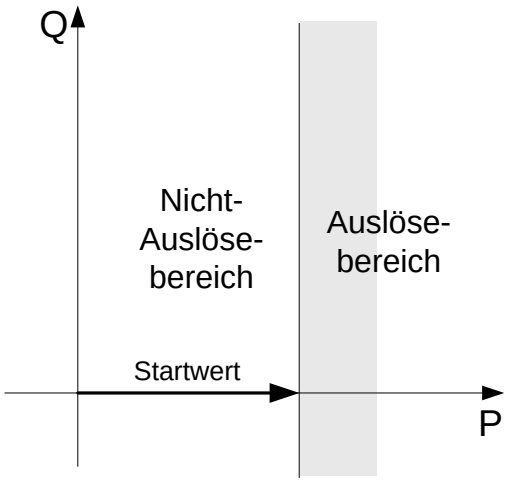


Abb. 371: Auslöseverhalten mit Einstellung Startwert, Einstellung Leistungswinkel = 0 und Richtungsmodus = "Vorwärts"

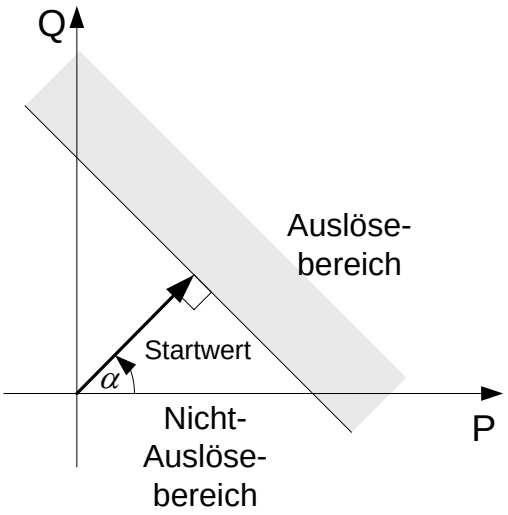


Abb. 372: Auslöseverhalten mit Einstellung Startwert, Einstellung Leistungswinkel (α) = +45 und Richtungsmodus = "Vorwärts"

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang `START`. Die Zeitcharakteristik entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den über *Auslöseverzögerung* festgelegten Wert erreicht, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert. Wenn eine Rückfallsituation auftritt, d. h. der Wert der Leistung unter den *Startwert* abfällt, bevor die Auslöseverzögerung überschritten ist, wird der Rücksetzzustand des Zeitgebers aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Wert erreicht, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang `START` wird deaktiviert.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an (DT). Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden gesteuert durch den Eingang `BLOCK` und die globale Einstellung **Konfiguration/ System/Blockiermodus**, die den Blockiermodus bestimmt. Die Steuerung des Eingangs `BLOCK` ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Programms des Geräts möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals `BLOCK` wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslösezeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert

eingefroren. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Blockierung des Auslöseausgangs" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang `AUS (Auslösung)` wird jedoch nicht aktiviert.

4.8.2.5 Anwendung

DOPPDPR wird als Schutz vor übermäßigem Leistungsfluss in der eingestellten Auslöserichtung verwendet. Hauptanwendungsgebiet ist der Schutz von Generatoren und Turbinen. Es kann auch in Anwendungen zum Abgangsschutz z. B. im Ringnetz eingesetzt werden.

DOPPDPR in Vorwärtsrichtung kann zum Schutz der Generatoren vor der Bereitstellung oder dem Verbrauch übermäßig hoher Leistung verwendet werden. Der Generatorüberlastschutz kann beispielsweise verwendet werden, um eine nichtkritische Abgangslast abzuwerfen oder parallele Generatoren zu starten. Ein Synchronmotor kann bei einem Erregungsausfall beginnen, mehr Blindleistung zu verbrauchen. In diesem Fall dient der Leistungsrichtungsschutz zur Erkennung dieses Zustands.

Es gibt viele Anwendungsmöglichkeiten für die DOPPDPR-Funktion, wenn diese als Rückleistungsschutz verwendet wird. Ein Generator in einem Kraftwerk wandelt mechanische Energie in chemische Energie um. Manchmal kann die mechanische Leistung eines Primärantriebs so weit absinken, dass sie die internen Verluste nicht mehr abdeckt. Der Synchrongenerator wird zu einem Synchronmotor und beginnt, Leistung aus dem Netz aufzunehmen. Ein Generator, der als Motor fungiert, gefährdet die Maschine nicht, kann aber den Primärantrieb beschädigen. Der Umfang der Schäden ist von der Art des Primärantriebs abhängig.

Dampfturbinen überhitzen leicht, wenn der Dampfstrom zu gering ist oder der Dampf nicht mehr durch die Turbine strömt. Der Bruch einer Hauptdampfleitung, Schäden an einer oder mehreren Schaufeln der Dampfturbine oder ein versehentliches Schließen der Hauptabsperrventile sind typische Ursachen für einen geringen Dampfstrom. Die Dampfturbinen von Turbogeneratoren können bei geringem Dampfstrom durch einen rückwärts gerichteten Überlastschutz geschützt werden. Wasserturbinen vertragen Rückleistung viel besser als Dampfturbinen. Jedoch besteht die Gefahr, dass das Laufrad sich seitlich bewegt und feststehende Teile berührt. Sie sind nicht immer stark genug für die dabei auftretenden Belastungen.

Eine Wasserturbine, die sich bei geschlossenen Leitschaufeln im Wasser dreht, zieht etwa 10 % der Bemessungsleistung vom Rest des Energienetzes ab, wenn der Einlass durch Eis, Schnee, Zweige oder Blätter blockiert ist. Ein vollständig blockierter Einlass kann Kavitation zur Folge haben. Befindet sich nur Luft in der Wasserturbine, sinkt der Leistungsbedarf auf etwa 3 %. Die Gefahr einer Beschädigung der Wasserturbinen kann einen rückwärts gerichteten Überlastschutz bei unbeaufsichtigten Anlagen rechtfertigen.

Wann immer eine geringe Rückleistung erforderlich ist, sollte zusammen mit DOPPDPR auch ein Unterlastschutz eingesetzt werden. Der Grenzwert ist von der Genauigkeit der Strom- und Spannungswandler abhängig.

Dieselmotoren sollten mit einem rückwärts gerichteten Überlastschutz versehen sein. Der Generator zieht rund 15 % oder mehr seiner Bemessungsleistung aus dem Netz. Ein starrer Motor benötigt für seinen Betrieb bis zu 25 % der Bemessungsleistung. Ein ordnungsgemäß laufender Motor benötigt möglicherweise nicht mehr als 5 %. Daher müssen die entsprechenden Informationen vom Motorhersteller eingeholt und die Rückwärtsleistung bei der Inbetriebnahme gemessen werden.

Eine Rückwärts-Leistungsbegrenzung kann bei kleinen Generatoren auch als Alternative für einen Untererregungsschutz eingesetzt werden. Bei verringerter Felderregung kann der Generator beginnen, Blindleistung aufzunehmen, sodass der Generator als Asynchrongenerator läuft. Ein Synchrongenerator ist nicht für asynchronen Betrieb ausgelegt und kann durch Aufheizung der Dämpferwicklungen oder des Rotors aufgrund von Schlupffrequenzstrom beschädigt werden.

In Rückwärtsrichtung kann DOPPDPR als Alarm eingesetzt werden, wenn die Industrie in das Netz einspeist, was gemäß den Vorschriften des Netzbetreibers eventuell nicht erwünscht ist.

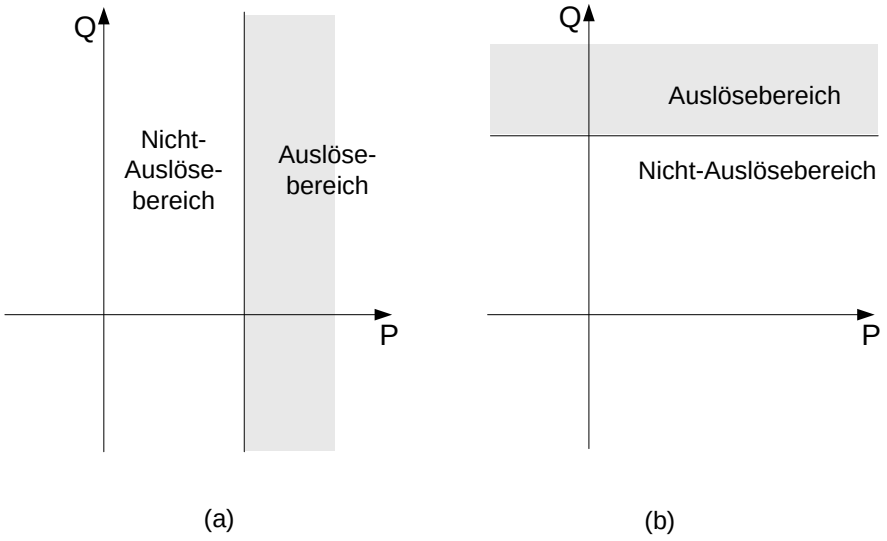


Abb. 373: Kennlinie Vorwärts-Wirkleistungsschutz (a) und Kennlinie Vorwärts-Blindleistungsschutz (b)

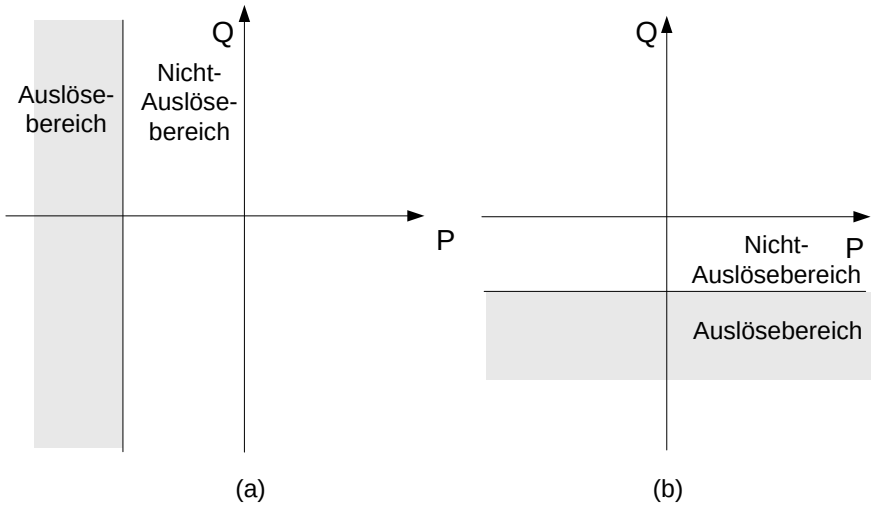


Abb. 374: Kennlinie Rückwärts-Wirkleistungsschutz (a) und Kennlinie Rückwärts-Blindleistungsschutz (b)

4.8.2.6 Signale

Tabelle 642: DOPPDPR Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Leiter L1 Strom
I_L2	SIGNAL	0	Leiter L2 Strom
I_L3	SIGNAL	0	Leiter L3 Strom
U_L1_L1-L2	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L1 oder Leiter-Leiter-Spannung L1-L2
U_L1_L2-L3	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L2 oder Leiter-Leiter-Spannung L2-L3
U_L1_L3-L1	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L3 oder Leiter-Leiter-Spannung L3-L1
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 643: DOPPDPR Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
START	BOOLEAN	Start

4.8.2.7 Einstellungen

Tabelle 644: DOPPDPR Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Startwert	0,01...2,00	xSn	0,01	1,00	Startwert
Auslöseverzögerung	40...300000	ms	10	40	Auslöseverzögerung
Gerichteter Modus	2=Vorwärts 3=Rückwärts			2=Vorwärts	Gerichteter Modus
Leistungswinkel	-90...90	Grad	1	0	Einstellbarer Winkel für Leistung

Tabelle 645: DOPPDPR Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Ein/Aus
Messmodus	1=L-L1, L-L2, L-L3 2-=Aron-Schaltung 3=Mitsystem 4=L-L1L2 5=L-L2L3 6=L-L3L1 7=L-L1 8=L-L2 9=L-L3			3=Mitsystem	Auswahl der Leistungsberechnungsmethode

Tabelle 646: DOPPDPR Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Rückfallzeitverzögerung	0...60000	ms	10	20	Rückfallzeitverzögerung
Polarität vertauschen	0=False 1=True			0=False	Definition der Leistungflussrichtung umkehren

4.8.2.8 Überwachte Daten

Tabelle 647: DOPPDPR Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
START_DAU	FLOAT32	0,00...100,00	%	Verhältnis von Startzeit / Auslösezeit
P	FLOAT32	-160,000...160,000	xSn	Wirkleistung
Q	FLOAT32	-160,000...160,000	xSn	Blindleistung
S	FLOAT32	0,000...160,000	xSn	Scheinleistung
PF_WINKEL	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Winkel Leistungsfaktor
DOPPDPR	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

4.8.2.9 Technische Daten

Tabelle 648: DOPPDPR Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit [1]	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms und der gemessenen Spannung: $f = f_n \pm 2$ Hz
	Leistungsmessgenauigkeit ±3% des eingestellten Wertes oder ±0,002 × S_n Phasenwinkel: ±2°
Anregezeit[2)3)]	Üblicherweise 45 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 30 ms
Rückfallverhältnis	Üblicherweise 0,94
Verzögerungsgenauigkeit	±1,0 % des eingestellten Wertes von ±20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	-50 dB bei f = n × f_r, wenn n = 2, 3, 4, 5,…

1) *Messmethode* = “Pos Seq” (Standard)
2) U = U_n, f_n = 50 Hz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen.
3) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts.

4.8.3 Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (Q-U Schutz) (DQPTUV)

4.8.3.1 Kennung

Beschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (Q-U Schutz)	DQPTUV	Q> ->,3U<	32Q,27

4.8.3.2 Funktionsblock

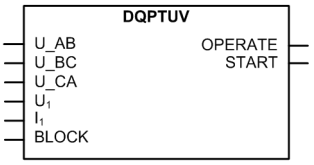


Abb. 375: Funktionsblock

4.8.3.3 Funktion

Der Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz DQPTUV wird am Netzanschlusspunkt verteilter Energieerzeugungseinheiten eingesetzt, wie in verschiedenen Netzcodes festgelegt, um so den Zusammenbruch des Netzes aufgrund von Netzfehlern zu verhindern. DQPTUV misst die Spannungen und Ströme am

Netzanschlusspunkt. Die Energieerzeugungseinheit wird mit einer spezifischen Zeitverzögerung vom Netz getrennt, wenn alle Spannungen zusammenbrechen und unter einem definierten Grenzwert verbleiben und dabei gleichzeitig die Blindleistung verbraucht (d. h. im Untererregungsbetrieb).

DQPTUV umfasst eine Blockierfunktion zum Blockieren der Funktionsausgänge, des Zeitgebers oder der Funktion selbst.

4.8.3.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Arbeitsweise der Funktion DQPTUV kann mithilfe eines Moduldiagramms beschrieben werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

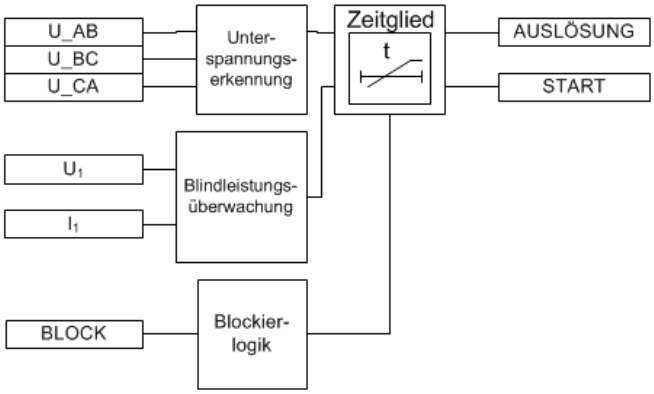


Abb. 376: Logikdiagramm

Unterspannungserkennung

Die Unterspannungserkennung vergleicht den Grundfrequenzbestandteil aller drei Leiter-Leiter-Spannungen mit dem eingestellten *Spannungsstartwert*. Wenn alle drei Leiter-Leiter-Spannungen unter dem eingestellten *Spannungsstartwert* liegen, dann sendet das Spannungserkennungs-Modul ein Aktivierungssignal an den Zeitgeber und zeigt am Netzanschlusspunkt eine Unterspannungsbedingung an.

Blindleistungsüberwachung

Dieses Modul berechnet und überwacht die Blindleistung auf Grundlage von Mitsystemstrom und -spannung. Die Verwendung eines Mitsystembestandteils macht die Stromerkennung unempfindlich gegen mögliche Asymmetrien bei Strom und Spannung. Wenn die Blindleistung den Wert *Min reactive power* überschreitet und in den Funktionsbereich einfließt, dann sendet das Modul ein Aktivierungssignal an den Zeitgeber. Das Signal zeigt an, dass die Blindleistung am Netzanschlusspunkt verbraucht wird. Durch Setzen der Einstellung *Pwr sector reduction* kann die Kennlinie leicht abgeflacht werden.

Um ein versehentliches Auslösen zu vermeiden, wird die Blindleistungsberechnung blockiert, wenn die Größe des Mitsystemstroms unter der Einstellung *Min PS current* liegt.

Die Größe der berechneten Blindleistung Q steht in der Ansicht "Überwachte Daten" zur Verfügung.

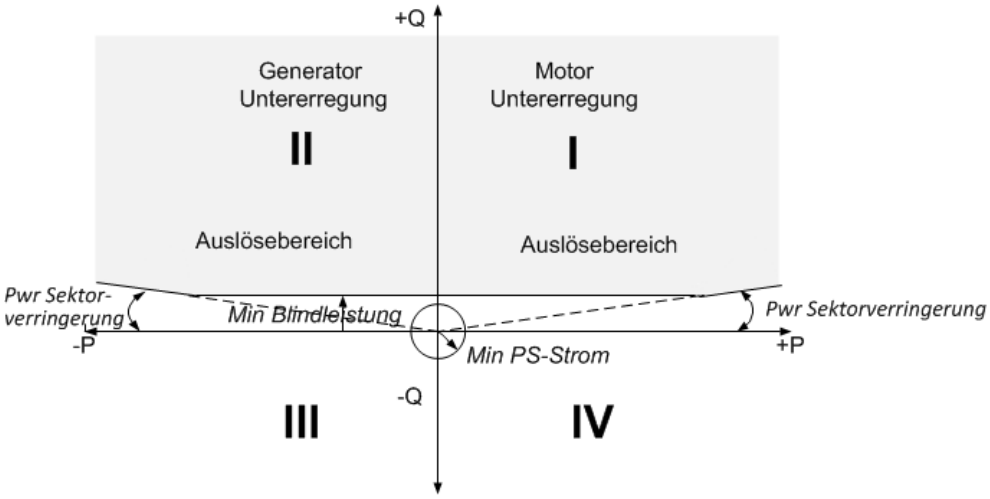


Abb. 377: Funktionsbereich der Funktion DQPTUV

Quadrant II	Generator erzeugt Wirkleistung aber zieht Blindleistung (Untererregung).
Quadrant III	Generator erzeugt Wirk- und Blindleistung.

Die Wirkungsrichtung kann durch setzen der Einstellung *Pol reversal* auf “Wahr” umgekehrt werden.

Zeitgeber

Sobald sowohl die Unterspannungserkennung als auch das Blindleistungsmodul aktiviert wurden, aktiviert der Zeitgeber den Ausgang `START`. Die Zeitcharakteristik entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den über *Auslöseverzögerung* festgelegten Wert erreicht, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` aktiviert. Wenn die Störung verschwindet, bevor das Modul ausgelöst wird, erfolgt umgehend die Rücksetzung des Zeitgebers.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert *START_DAU*. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über die Ansicht "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden gesteuert durch den Eingang BLOCK und die globale Einstellung **Konfiguration/ System/Blockiermodus**, die den Blockiermodus bestimmt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Programms des Geräts möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Blockierung des Auslöseausgangs" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang AUS (Auslösung) wird jedoch nicht aktiviert.

4.8.3.5 Anwendung

Aufgrund der Liberalisierung des Markts (Deregulierung) und des globalen Trends zu erneuerbaren Energiequellen, nimmt der Einsatz verteilter Energieerzeugungseinheiten (Power Generating Units, PGU) rapide zu. Da die Kapazität dieser Energieerzeugungseinheiten steigt, werden sie direkt an ein elektrisches Netz mittlerer Größe angeschlossen. Bis vor einigen Jahren war es für den jeweiligen Betreiber üblich, verteilte Energieerzeugungseinheiten bei Netzstörungen vom Netz zu trennen.

Sollte es zu bedeutenden Einbußen in der Energieerzeugung kommen, kann dies die Erholung des Netzes beeinträchtigen. Um die Stabilität der Energieversorgung sicherzustellen, wurden daher die Anforderungen verschiedener Netzcodes überprüft. Sie fordern, dass die verteilten PGUs einen Beitrag zum Erhalt der Netze leisten. Bei Netzfehlern soll die verteilte Energieerzeugungseinheit nicht unmittelbar vom Netz getrennt werden. Stattdessen müssen Anlagen zur Stromerzeugung, die am Mittelspannungsnetz angeschlossen sind, grundsätzlich in der Lage sein, zur stationären Spannungsregelung und zum dynamischen Erhalt der Netze beizutragen. Wenn die Generatoren angeschlossen bleiben, muss sichergestellt werden, dass sie die Blindleistung des Netzes nicht aufnehmen, da dies zu einem Zusammenbruch des Netzes führen kann. DQPTUV wird eingesetzt, um solche Situationen zu erkennen. D.h. gleichzeitige Unterspannung und Blindleistung (untererregte Generatoren) sowie Auslösung der Generatoren.

Die Schutzfunktion DQPTUV wurde entwickelt, um verschiedene Netzcodes zu berücksichtigen. In der Technischen Richtlinie des BDEW "Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz" (Ausgabe Juni 2008, Deutschland) wird beispielsweise ausgeführt, dass alle drei Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt abnehmen und unter einem Wert von 85 % des Bemessungswerts bleiben. Wenn gleichzeitig Blindleistung am Netzanschlusspunkt aufgenommen wird (untererregte Auslösung), muss die stromerzeugende Einrichtung innerhalb von 0,5 Sekunden vom Netz getrennt werden.

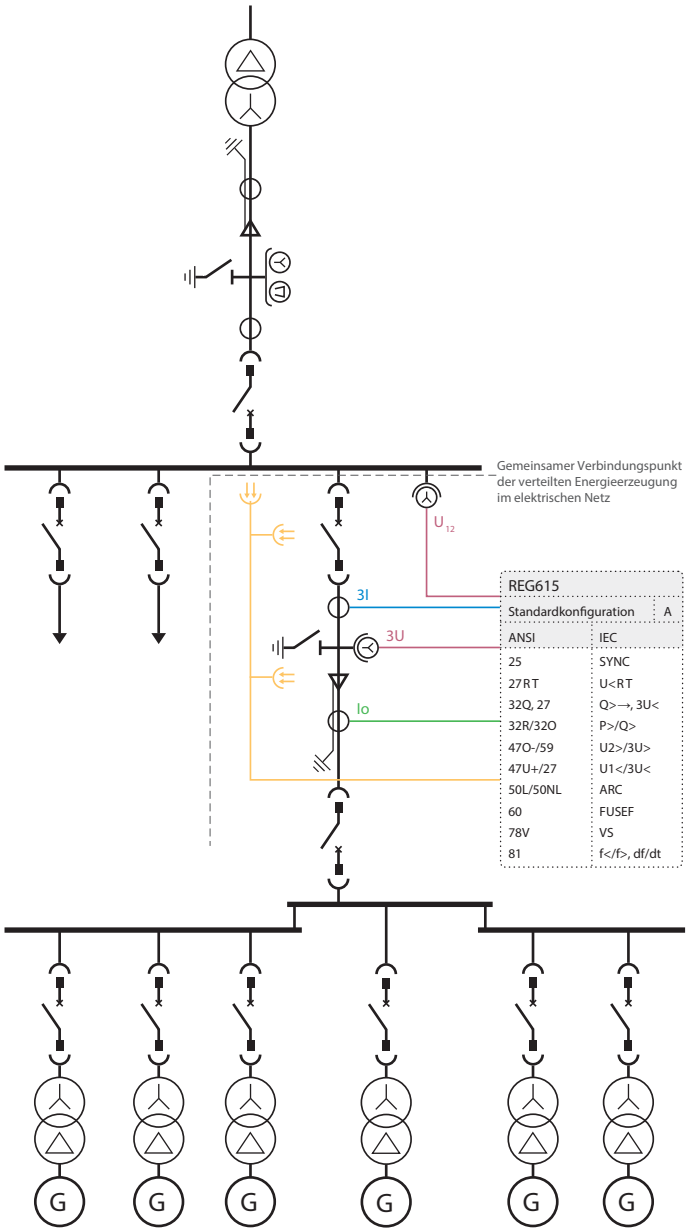


Abb. 378: Anwendungsbeispiel einer Windkraftanlage als verteilte Energieerzeugungsanlage mit Anschluss an einem elektrischen Netz

4.8.3.6 Signale

Tabelle 649: DQPTUV Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
U_L1-L2	SIGNAL	0	Leiter-Leiter-Spannung L1-L2
U_L2-L3	SIGNAL	0	Leiter-Leiter-Spannung L2-L3
U_L3-L1	SIGNAL	0	Leiter-Leiter-Spannung L3-L1
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Name	Typ	Standard	Beschreibung
U_1	SIGNAL	0	Mitsystemspannung
I_1	SIGNAL	0	Mitsystemstrom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 650: DQPTUV Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
START	BOOLEAN	Start

4.8.3.7 Einstellungen

Tabelle 651: DQPTUV Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Spannungs-Startwert	0,20...1,20	xUn	0,01	0,85	Startwert für Unterspannungserkennung
Auslöseverzögerung	100...300000	ms	10	500	Auslöseverzögerung

Tabelle 652: DQPTUV Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Ein/Aus

Tabelle 653: DQPTUV Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Min. Blindleistung	0,01...0,50	xSn	0,01	0,05	Minimal erforderliche Blindleistung für die Funktionsauslösung
Min. Mitsystemstrom	0,02...0,20	xIn	0,01	0,05	Minimaler Mitsystemstrom
Reduzierung Leistungsbereich	0...10	Grad	1	3	Reduzierung Leistungsbereich
Polarität vertauschen	0=False 1=True			0=False	Invertiere die Definition der positiven Blindleistungsrichtung

4.8.3.8 Überwachte Daten

Tabelle 654: DQPTUV Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
START_DAU	FLOAT32	0,00...100,00	%	Verhältnis von Startzeit / Auslösezeit
Q	FLOAT32	-160,000...160,000	xSn	Blindleistung
DQPTUV	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

4.8.3.9 Technische Daten

Tabelle 655: DQPTUV - Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms und der gemessenen Spannung: f_n ±2 Hz Blindleistung im Bereich |PF| < 0,71
	Leistung: ±3,0% oder ±0,002 × Q_n Spannung: ±1,5 % des eingestellten Wertes oder ±0,002 × U_r
Anregezeit[1)2)]	Üblicherweise 46 ms
Rückfallzeit	< 50 ms
Rückfallverhältnis	Üblicherweise 0,96
Verzögerungsgenauigkeit	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei f = n × f_r, wenn n = 2, 3, 4, 5,…

1) *Anregezeit* = 0,05 × S_n, Blindleistung vor Fehler = 0,8 × *Anregezeit*, Blindleistung überschwingt 2 Mal, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.9 Lichtbogenschutz mit drei Lichtsensoren (ARCSARC)

4.9.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	Gerätenummer nach ANSI/IEEE C37.2
Lichtbogenschutz	ARCSARC	ARC	50L/50NL

4.9.2 Funktionsblock

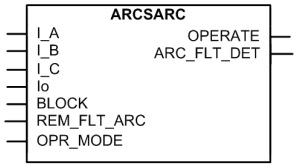


Abb. 379: Funktionsblock

4.9.3 Funktionen

Die Lichtbogenschutzfunktion ARCSARC erkennt Lichtbogensituationen in luftisolierten, metallgekapselten Schaltanlagen, die z. B. durch menschliche Fehler während der Wartung oder durch einen Isolierungsausfall während des Betriebs verursacht wurden.

Das Licht eines Lichtbogens wird von der Funktion entweder durch ein lokales oder ein Fernlichtsignal erkannt.Die Funktion überwacht auch Leiter- und Erdfehlerströme, um präzise Entscheidungen bezüglich der aktuellen Lichtbogensituation zu treffen.

Die Funktion enthält eine Blockierfunktion. Beim Blockieren werden alle Ausgänge deaktiviert und die Zeitgeber zurückgesetzt.

4.9.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit der Einstellung *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die jeweiligen Parameterwerte sind "On" und "Off".

Die Funktionsweise von ARCSARC lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

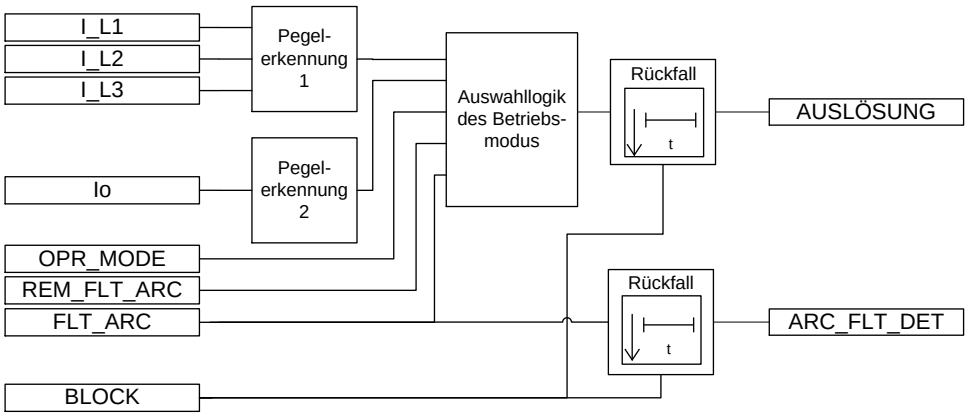


Abb. 380: Logikdiagramm

Pegelerkennung 1

Die gemessenen Leiterströme werden leiterweise mit dem eingestellten *Leiter-Startwert* verglichen. Überschreitet der Messwert den eingestellten *Leiter-Startwert*, meldet die Schwellenwerterkennung das Überschreiten des Werts der Auswahllogik des Betriebsmodus.

Pegelerkennung 2

Die gemessenen Summenströme werden leiterweise mit dem eingestellten *Erd-Startwert* verglichen. Überschreitet der Messwert den eingestellten *Erd-Startwert*, meldet die Schwellenwerterkennung das Überschreiten des Werts der Auswahllogik des Betriebsmodus.

Betriebsmodusauswahl

Abhängig von der Einstellung *Betriebsmodus* stellt die Betriebsmodusauswahl sicher, dass alle für eine verlässliche Entscheidung erforderlichen Kriterien für eine Entscheidung bezüglich der Lichtbogensituation erfüllt sind. Der Benutzer kann entweder "Licht+Strom", "Nur Licht" oder "BI gesteuert" als Betriebsmodus wählen. Die Funktion basiert auf Informationen über Licht und Strom im Modus "Licht +Strom", nur auf Licht-Informationen im Modus "Nur Licht" bzw. auf ferngesteuerten Informationen im "Modus BI". Wenn der Modus "BI gesteuert" verwendet wird und der Eingang `OPR_MODE` aktiviert ist, basiert der Betrieb der Funktion nur auf den Licht-Informationen. Wenn der Eingang `OPR_MODE` deaktiviert ist, basiert die Auslösung der Funktion sowohl auf der Licht- als auch auf der Strom-Information. Wenn die erforderlichen Kriterien eingehalten werden, wird der Rückfallzeitgeber aktiviert.

Rückfallzeitgeber

Sobald der Rücksetz-Zeitgeber angelaufen ist, bleibt dieser aktiv, bis der Eingang deaktiviert wird, mindestens jedoch für die Dauer der Rückfallzeit. Das Signal `BLOCK` kann eingesetzt werden, um das Signal `AUSLÖSUNG` oder den Lichtsignalausgang `ARC_FLT_DET` zu blockieren.

4.9.5 Verwendung

Der Lichtbogenschutz kann als unabhängige Funktion in einem einzelnen Relais oder als Lichtbogenschutz für die gesamte Anlage mit mehreren Schutzrelais realisiert werden. Bei einem Lichtbogenschutz für die gesamte Anlage können verschiedene Auslösekonfigurationen für die Steuerung der Schalter Einspeisungen und Abgänge ausgewählt werden. Folglich können die Relais in der Station z.B. so eingestellt werden, dass sie je nach Fehlort in der Schaltanlage die Einspeisung oder den Abgang auslösen. Für maximale Sicherheit können die Relais auch so eingestellt werden, dass immer sowohl der Leistungsschalter der Einspeisung als auch derjenige des Abgangs ausgelöst wird.

Der Lichtbogenschutz besteht aus:

- optionaler Lichtbogenerkennungshardware mit automatischem Hintergrundlichtabgleich für optische Sensoren
- Lichtsignalausgang `ARC_FLT_DET` zur Weiterleitung des erkannten Lichtsignals an ein anderes Gerät
- Schutzstufe mit Leiter- und Erdfehlerstrommessung

Das Licht eines Lichtbogens wird von der Funktion entweder durch ein lokales oder ein Fernlichtsignal erkannt.Lokal wird das Licht durch Sensoren erkannt, die mit den Ausgängen Lichtsensor 1, Lichtsensor 2 oder Lichtsensor 3 der seriellen Kommunikationsmodule des Relais verbunden sind. Die optischen Sensoren können z.B. im Sammelschienenraum, im Leistungsschalterraum und im Kabelanschlussraum des metallgekapselten Schaltfeldes untergebracht werden.

Das durch die Linsensensoren erkannte Licht wird mit einem automatisch angepassten Referenzwert verglichen. Die Eingänge "Lichtsensor 1", "Lichtsensor 2" und "Lichtsensor 3" haben je einen eigenen Referenzwert. Wenn das Lichtsignal den Referenzwert eines der Eingänge überschreitet, wird das Lichtsignal lokal erkannt. Wenn das Licht lokal oder entfernt erkannt wurde und wenn, abhängig vom Betriebsmodus, eine oder mehrere Leiterströme die durch *Phase start value* gesetzte Grenze überschreiten, oder wenn der Erdschlussstrom die durch *Erdanregungswert* gesetzte Grenze überschreitet, dann erzeugt die Lichtbogen-Schutzstufe ein Auslösesignal. Die Schutzstufe wird, wenn alle drei Leiterströme sowie der Erdfehlerstrom unter die eingestellten Grenzwerte gefallen sind, nach 30 ms zurückgesetzt.

Der Lichtsignal-Ausgang der Lichtbogen-Schutzstufe `ARC_FLT_DET` wird unmittelbar nach dem Erkennen von Licht in allen Situationen aktiviert. Ein Lichtbogenschutz der gesamten Anlage wird durch das Weiterleiten des Lichtsignal-Ausgangs zu einem Ausgangskontakt realisiert, der mit einem binären Eingang eines anderen Geräts verbunden ist, oder durch das Weiterleiten des Lichtsignalausgangs durch die Kommunikation zu einem Eingang eines anderes Geräts.

Es ist möglich, die Auslösung und den Lichtsignal-Ausgang der Lichtbogen-Schutzstufe mit einem binären Eingang oder einem Signal aus einem anderen Funktionsblock zu blockieren.

Unbenutzte Eingänge sollten mit Staubschutzkappen abgedeckt werden.

Lichtbogenschutz mit einem Schutzgerät

Bei Installationen mit eingeschränkten Möglichkeiten, die Signalisierung zwischen Schutzgerät für Einspeisungen und Abgänge zu realisieren oder wenn nur das Schutzgerät für die Einspeisung ausgetauscht werden soll, kann ein Lichtbogenschutz mit niedrigerem Schutzgrad mit einem einzigen Schutzgerät realisiert werden. Ein Lichtbogenschutz mit einem einzigen Schutzgerät wird realisiert durch die Installation von zwei Lichtbogen-Linsensensoren, welche zur Erkennung eines Lichtbogens auf der Sammelschiene an das Schutzgerät für den Einspeiseschutz angeschlossen werden. Wird ein Lichtbogen erkannt, so löst die Schutzstufe den Leistungsschalter der Einspeisung aus. Der empfohlene maximale Abstand zwischen den beiden optischen Sensoren im Sammelschienenbereich betragt sechs Meter, und die maximale Entfernung von einem optischen Sensor zum Ende der Sammelschiene beträgt drei Meter.

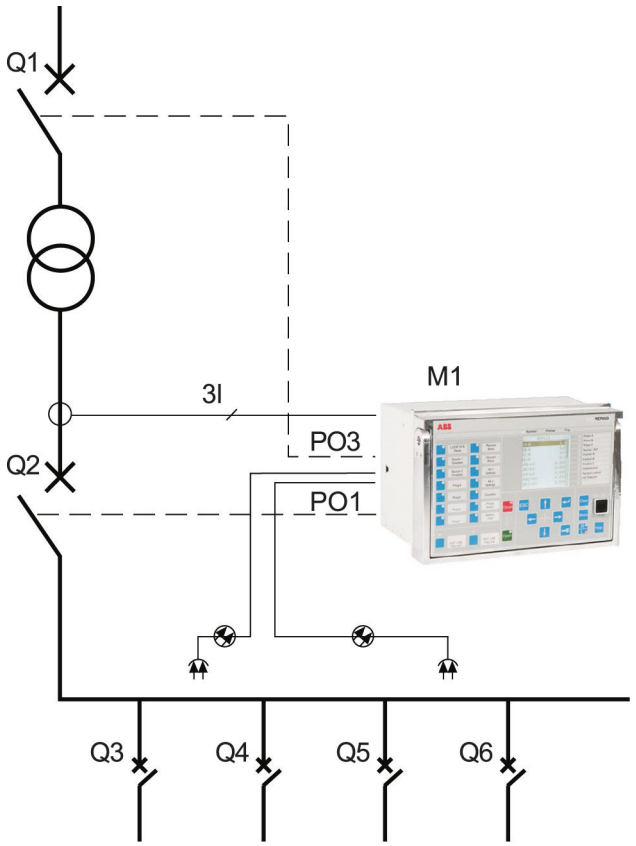


Abb. 381: Lichtbogenschutz mit einem Schutzgerät

Lichtbogenschutz mit mehreren Schutzgeräten

Wenn mehrere Schutzgeräte verwendet werden, löst das Abgangsschutzgerät den Leistungsschalter des Abgangsfelds aus, wenn ein Lichtbogen an den Kabelenden festgestellt wird. Erkennt das Abgangsschutzgerät jedoch einen Lichtbogen auf der Sammelschiene oder im Leistungsschalterraum über einen der anderen Linsensensoren, so erzeugt es ein Signal an das Einspeisungsschutzgerät. Beim Erkennen des Signals wird das Einspeisungsschutzgerät den Leistungsschalter der Einspeisung auslösen und ein externes Auslösesignal an alle Abgangsschutzgerät erzeugen, was wiederum das Auslösen aller Leistungsschalter der Abgänge bewirkt. Für maximale Sicherheit können die Schutzgeräte so eingestellt werden, dass sie unabhängig davon, wo ein Lichtbogen erkannt wurde, alle Leistungsschalter auslösen.

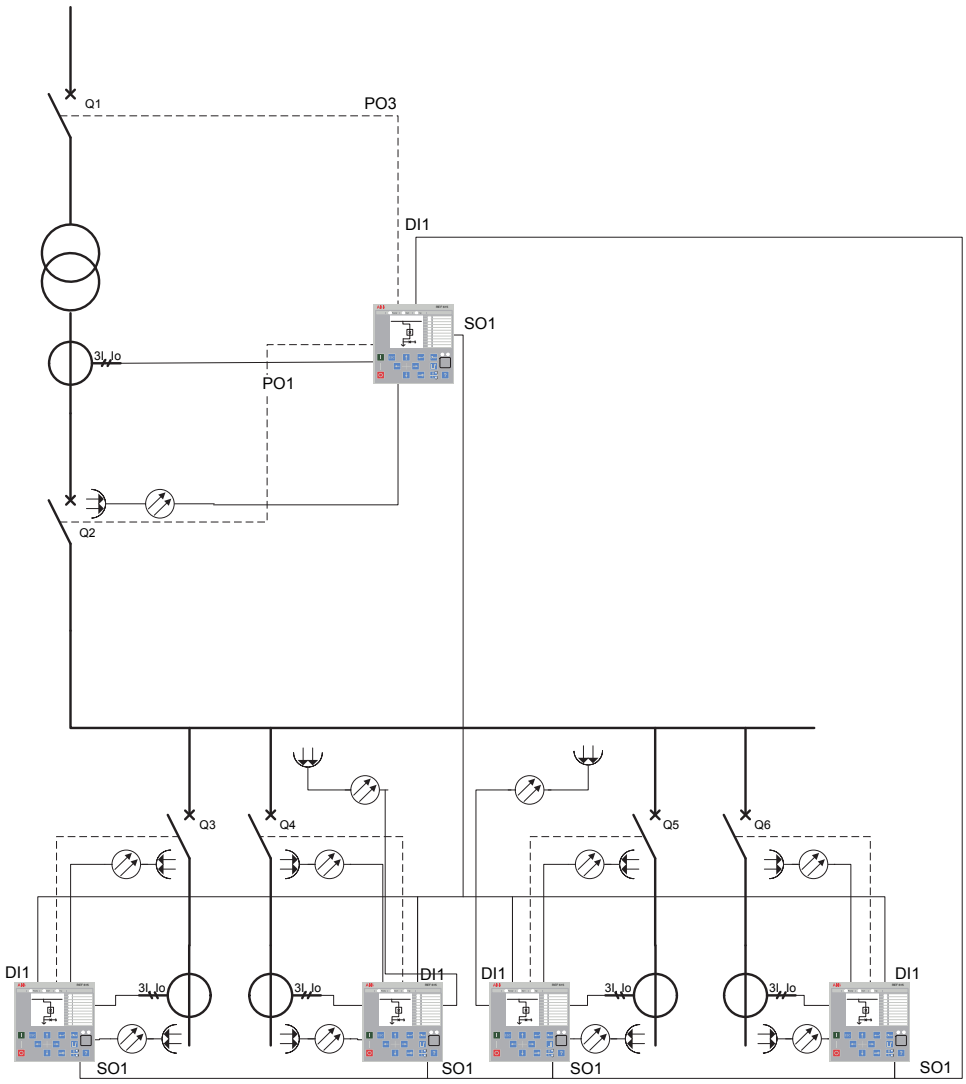


Abb. 382: Lichtbogenschutz mit mehreren Schutzgeräten und normalen Ausgängen

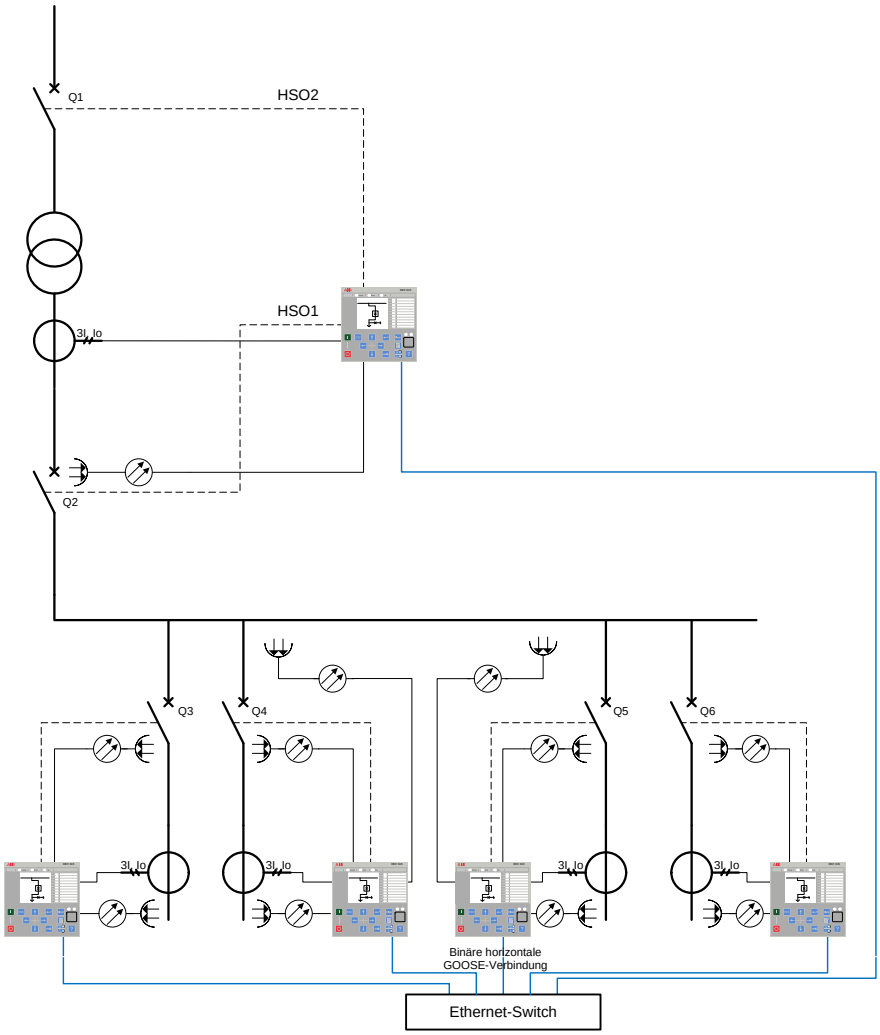


Abb. 383: Lichtbogenschutz mit mehreren Schutzgeräten und Hochgeschwindigkeits-Ausgängen und GOOSE

Lichtbogenschutz mit mehreren Schutzgeräten und einem separaten Lichtbogenschutzsystem

Wenn ein Lichtbogenschutz mit beiden Schutzgeräten und einem separaten Lichtbogenschutzsystem realisiert wird, dann werden die Kabelenden der Abgangsfelder durch Schutzgeräte geschützt, die einen Linsensensor pro Schutzgerät verwenden. Die Sammelschiene und die Einspeisung werden durch die Sensorenschleife des separaten Lichtbogenschutzsystems geschützt. Bei einer Lichtbogenerkennung an den Kabelendverschlüssen löst ein Schutzgerät den Leistungsschalter des Abgangs aus. Wenn jedoch ein Lichtbogen an einer Sammelschiene erkannt wird, löst das separate Lichtbogenschutzsystem den

Leistungsschalter der Einspeisung aus und erzeugt ein externes Auslösesignal an alle Abgangsschutzgeräts, was wiederum das Auslösen aller Leistungsschalter der Abgänge bewirkt.

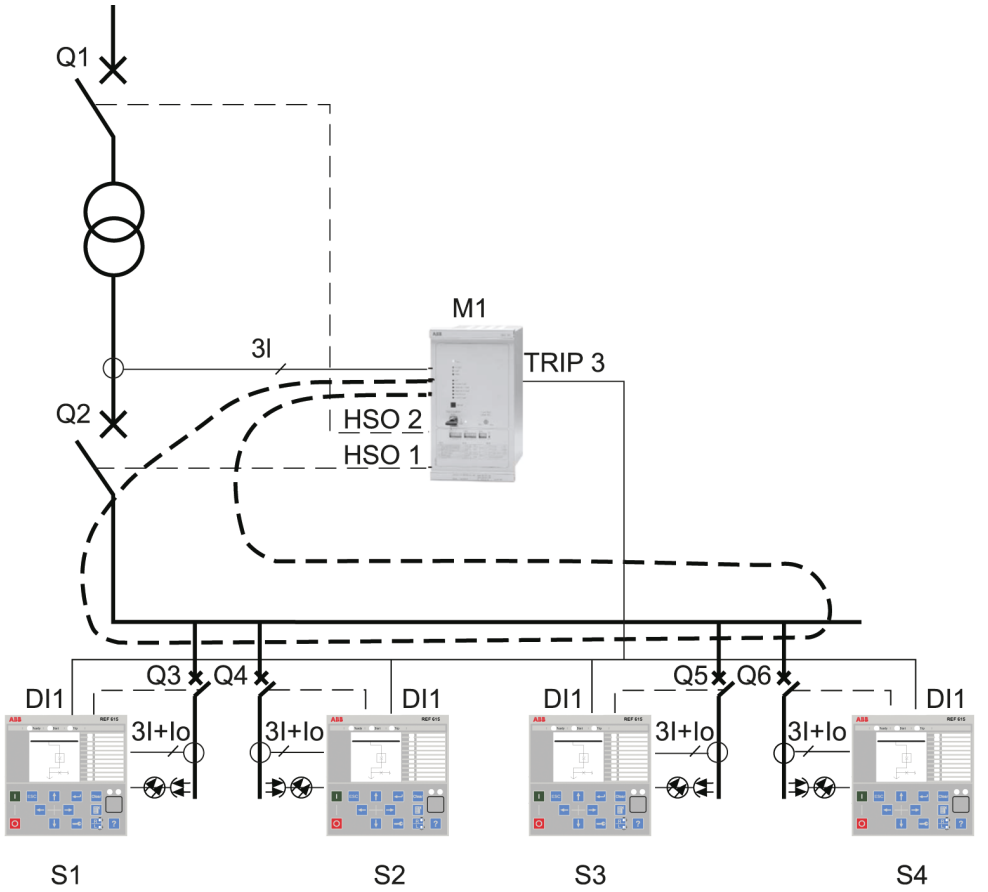


Abb. 384: Lichtbogenschutz mit mehreren Schutzgeräten und einem separaten Lichtbogenschutzsystem

4.9.6 Signale

Tabelle 656: ARCSARC - Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
Io	SIGNAL	0	Fehlerstrom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blocksignal für alle Binärausgänge
REM_FLT_ARC	BOOLEAN	0=False	Fern-Störlichtbogen erkannt
AUSF_MODUS	BOOLEAN	0=False	Eingang für Auswahl Ausführungsmodus

Tabelle 657: ARCSARC - Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
STÖR_LB_DET	BOOLEAN	Störlichtbogen / Lichtsignal erkannt

4.9.7 Einstellungen

Tabelle 658: ARCSARC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Phasenanregewert	0.50...40.00	xIn	0.01	2.50	Arbeitsphasenstrom
Nullstromanregewert	0.05...8.00	xIn	0.01	0.20	Arbeitsnullstrom
Ausführungsmodus	1=Licht+Strom 2=Nur Licht 3=BI kontrolliert			1=Licht+Strom	Ausführungsmodus

Tabelle 659: ARCSARC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Ausführung AUS/EIN

4.9.8 Überwachte Daten

Tabelle 660: ARCSARC - Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ARCSARC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.9.9 Technische Daten

Tabelle 661: ARCSARC Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		± 3% des eingestellten Wertes oder ± 0,01 × I_n		
Verzögerung		Mindestens	Typisch	Höchstens
	Betriebsmodus = "Licht +Strom"[1)2)]	9 ms[3)] 4 ms[4)]	12 ms [3)] 6 ms[4)]	15 ms [3)] 9 ms[4)]
	Betriebsmodus = "Nur Licht"[2)]	9 ms[3)] 4 ms[4)]	10 ms[3)] 6 ms[4)]	12 ms[3)] 7 ms[4)]
Rückfallzeit		Üblicherweise 40 ms		
Rückfallverhältnis		Üblicherweise 0,96		

1) *Leiteranregewert* = 1,0 × I_n, Strom vor Fehler = 2,0 × eingestellter *Leiteranregewert*, f_n = 50 Hz, Fehler mit nominaler Frequenz, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 200 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Leistungsausgangskontakts
3) Normaler Leistungsausgang
4) Hochgeschwindigkeitsausgang

4.9.10 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 662: ARCSARC Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Interne Verbesserungen.

4.10 Motorstart Überwachung (STTPMSU)

4.10.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Motorstart Überwachung	STTPMSU	Is2t n<	49,66,48,51LR

4.10.2 Funktionsblock

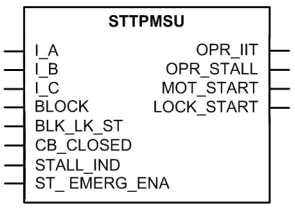


Abb. 385: Funktionsblock

4.10.3 Funktion

Die Motorstart-Überwachungsfunktion STTPMSU dient als Schutz gegen Überschreitung der zulässigen Motoranlaufzeit und als Schutz bei blockiertem Rotor während des Anlaufens. Damit die Funktionsfähigkeit und ein sicherer Betrieb des Motors gewährleistet sind, wird die thermische Belastung beim Motoranlauf in den zulässigen Grenzen gehalten.

Der Motorstart wird durch Überwachen der Höhe des "echten" Effektivwertes (TRMS) aller Leiterströme oder des Status des mit dem Motor verbundenen Leistungsschalters überwacht.

Während des Motoranlaufs berechnet STTPMSU das Integral des Wertes I^2t. Übersteigt der berechnete Wert den eingestellten Wert, wird das Auslösesignal aktiviert.

STTPMSU kann anhand des Drehzahlgebers prüfen, ob der Rotor blockiert ist, d. h. ob der Rotor rotieren kann oder nicht. Diese Funktion wird nach einer vorher festgelegten Auslösezeit ausgelöst.

STTPMSU schützt den Motor auch gegen Überschreitung der zulässigen Anzahl von Motoranläufen. Bei Überschreiten der festgelegten Anzahl von Motoranläufen innerhalb einer bestimmten Zeitspanne blockiert STTPMSU weitere Anläufe. Außerdem wird ein Neuanlauf des Motors nach jedem Anlauf verhindert und für eine bestimmte Zeitdauer blockiert. Ist die Blockierung des Motoranlaufs aktiviert, gibt STTPMSU die bis zum Neuanlauf des Motors verbleibende Zeit an.

STTPMSU enthält eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Zeitgeber bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.10.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von STTPMSU lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

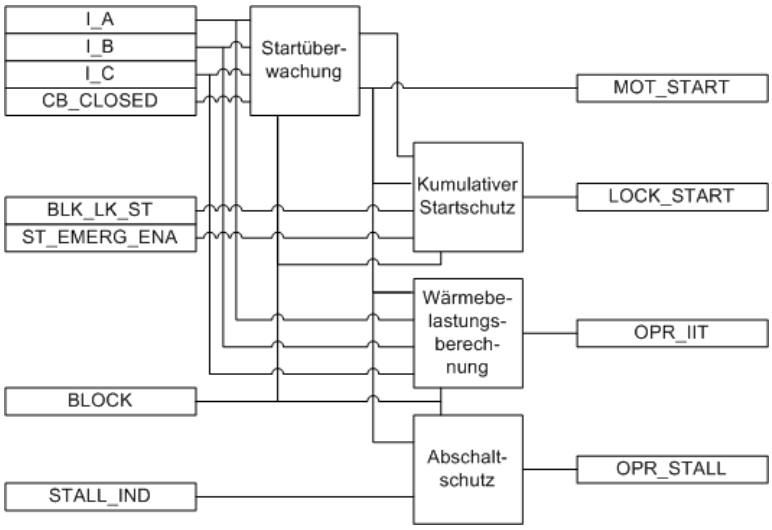


Abb. 386: Logikdiagramm

Motoranlaufüberwachung

Dieses Modul erkennt das Anlaufen des Motors. Die Anlauf- und Blockierzustände des Motors werden in vier verschiedenen Betriebsmodi erkannt. Dies erfolgt über die Einstellung *Betriebsmodus*.

Wird die Einstellung *Betriebsmodus* im Modus "IIt" ausgelöst, berechnet die Funktion den Wert der thermischen Belastung des Motors beim Motoranlauf. In diesem Modus wird der Zustand "Motoranlauf" durch Überwachen der TRMS-Ströme erkannt.

Mit der Einstellung *Betriebsmodus* im Modus "IIt, LS" kann die Funktion den Wert der thermischen Belastung bei einer Motoranlauf-Überwachung berechnen, zusätzlich zur Überwachung des Eingangs `LS_GESCHLOSSEN`.

Im Modus "IIt & stall" berechnet die Funktion die thermische Belastung des Motors während des Motoranlaufs. Der Zustand "Motoranlauf" wird durch Überwachen der TRMS-Ströme erkannt.

Im Modus "IIt & stall, LS" berechnet die Funktion die thermische Belastung des Motors während des Motoranlaufs, jedoch wird der Zustand "Motoranlauf" durch Überwachen der TRMS-Ströme sowie des Leistungsschalterzustands erkannt.

Im beiden Modi "IIt & stall" und "IIt & stall, LS" prüft die Funktion auch eine Motorblockierung durch Überwachen des Drehzahlgebers.

Wird der gemessene Stromwert zur Motoranlaufüberwachung in den Modi "IIt" und "IIt & stall" verwendet, erkennt das Modul zuerst den spannungslosen Zustand des Motors, wenn die Werte aller drei Leiterströme länger als 100 ms unter *Motor Stillstand A* liegen. Steigt einer der Leiterströme im spannungslosen Zustand auf einen Wert gleich oder größer als *Motor Stillstand A*, wird das Ausgangssignal `MOT_START` aktiviert und zeigt an, dass der Motoranlauf begonnen hat. Der Ausgang

MOT_START bleibt aktiviert, bis die Werte aller drei Leiterströme unter 90 Prozent des festgelegten Wertes von *Strom Anlauferk. A* fallen und für eine Zeitspanne von *Verzög.zeit Ende Anlauf* unter diesem Niveau bleiben, d. h. bis der Motoranlauf vorüber ist.

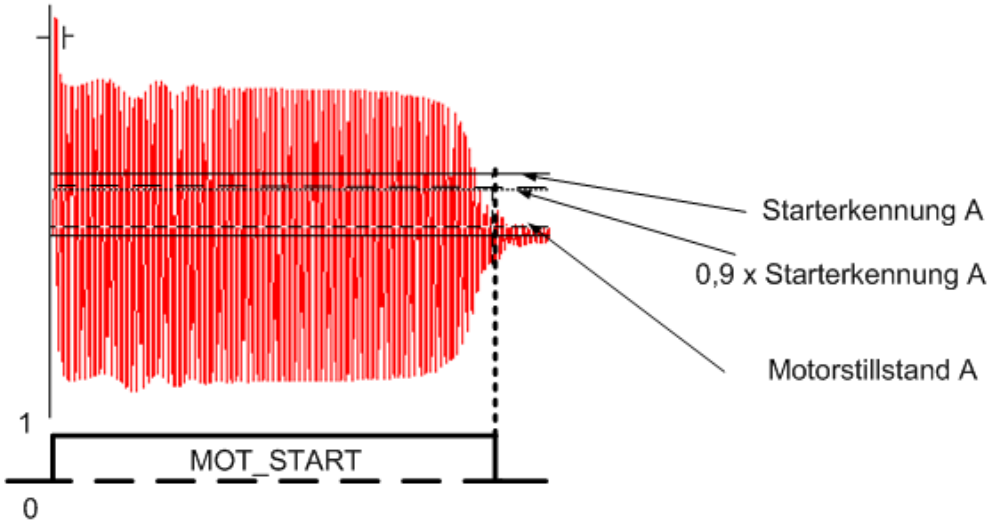


Abb. 387: Funktionsweise der Motoranlaufüberwachung im Modus "IIt und IIt & stall"

In den Modi "IIt, LS" oder "IIt & stall, LS" erkennt die Funktion zuerst den spannungslosen Zustand des Motors, wenn der Wert aller drei Leiterströme 100 ms lang unter dem Wert der Einstellung *Motor Stillstand A* liegt. Der Beginn des Motoranlaufs wird beim Schließen des LS erkannt, d. h. wenn der Eingang LS_GESCHLOSSEN aktiviert wird und der Wert mindestens eines Leiterstroms die Einstellung *Motor Stillstand A* übersteigt.

Diese beiden Ereignisse treten jedoch nicht gleichzeitig auf, sondern der LS-Hauptkontakt wird zuerst geschlossen, wodurch der Leiterstromwert über 0,1 pu steigt, und nach einer gewissen Verzögerung gibt der LS-Hilfskontakt die Informationen des Eingangs LS_GESCHLOSSEN weiter. Gelegentlich kann der Eingang LS_GESCHLOSSEN aktiviert sein, wobei der Stromwert jedoch nicht über dem Wert der Einstellung *Motor Stillstand A* liegt. Um beide Möglichkeiten zuzulassen, steht für den Strom und den Eingang LS_GESCHLOSSEN ein Zeitfenster von 200 ms zur Verfügung. Treten beide Ereignisse innerhalb dieser Zeit auf, wird der Motoranlauf erkannt.

Der Motoranlauf endet entweder innerhalb des Wertes der Einstellung *Verzög.zeit Ende Anlauf* ab Beginn des Anlaufs oder ab Öffnen des LS oder wenn der Eingang LS_GESCHLOSSEN deaktiviert wird. Die Funktion des Ausgangssignals MOT_START in diesem Betriebsmodus wird in der Abbildung 388 gezeigt.

Dieser LS-Modus kann für Motoren mit Sanftanlauf oder Schleifringläufermotoren zum Schutz großen Einschaltströmen, d. h. einem Anlaufproblem usw. verwendet werden.

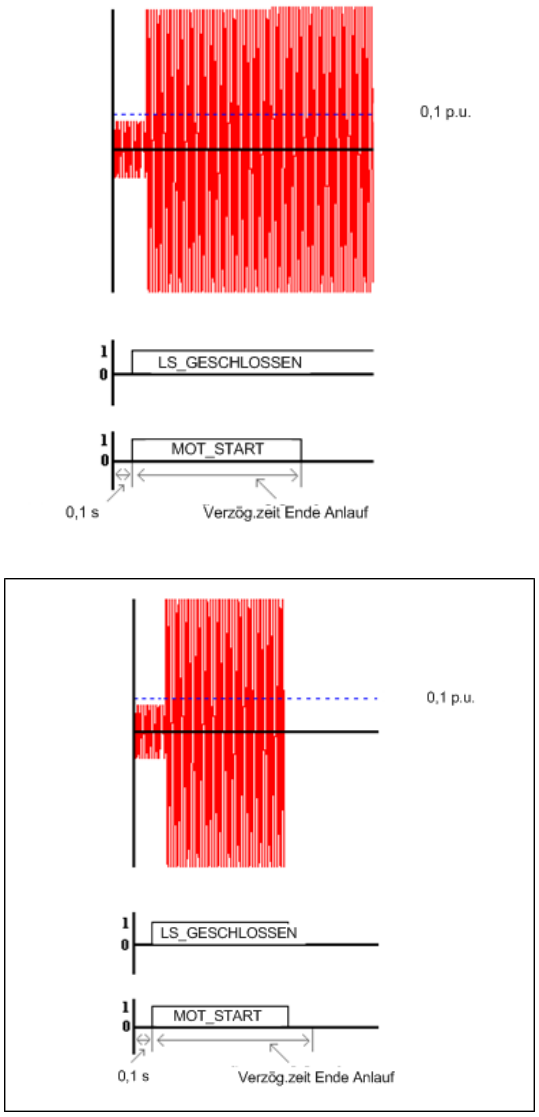


Abb. 388: Funktionsweise der Motoranlaufüberwachung in den Modi "IIt, LS" und "IIt & stall, LS"

Die Einstellung *Verzög.zeit Ende Anlauf* dient verschiedenen Zwecken in verschiedenen Betriebsmodi:

- In den Modi "IIt" und "IIt & stall" soll diese Einstellung den Abschluss des Motoranlaufs prüfen. Diese Verzögerungszeiteinstellung soll kurze Stromunterbrechungen ermöglichen, ohne dass der Status des Ausgangs

MOT_START verändert wird. In diesem Betriebsmodus liegt der Wert der Einstellung im Bereich von etwa 100 ms.

- Im Modus "IIt, LS" oder "IIt & stall, LS" soll diese Einstellung die Dauer des Schutzprogramms prüfen, nachdem der Eingang LS_GESCHLOSSEN aktiviert wurde. Anhand der Werte der Leiterströme ist es nicht möglich, den Abschluss des Motoranlaufs zu prüfen. Daher kann in diesem Betriebsmodus der Wert der eingestellten Verzögerungszeit sogar im Sekundenbereich liegen, z. B. bei etwa 30 s.

Wird das Eingangssignal BLOCK aktiviert, wird der Ausgang MOT_START deaktiviert.

Berechnung der thermischen Belastung

Wegen der hohen Stromspitzen während des Starts ist der Rotor einer thermischen Belastung ausgesetzt. Da in der Rotorbelüftung vor Erreichen der vollen Rotordrehzahl eine geringe Luftzirkulation vorliegt, verschlechtert sich die Situation noch mehr. Also hat eine lange Anlaufphase eine schnelle Erhitzung des Rotors zur Folge.

Dieses Modul berechnet die thermische Belastung im Motor während des Anlaufens. Die während des Anlaufens entstehende Wärme kann anhand der folgenden Gleichung berechnet werden.

$$W = R_s \int_0^t i_s^2(t)\,dt$$

(Gleichung 143)

R_s kombinierter Rotor- und Statorwiderstand

i_s Anlaufstrom des Motors

t Anlaufzeit des Motors

Diese Gleichung wird normalerweise als das Integral von I²t dargestellt. Dies ist eine verbreitete Methode in Schutzgeräten zum Schutz des Motors vor thermischer Überlastung während des Anlaufens. Der Vorteil dieser Methode zum traditionellen Überstromschutz mit festgelegtem Zeitpunkt ist, dass beim Anlaufen des Motors mit verringerter Spannung wie bei der Stern-Dreieck-Anlaufmethode der Anlaufstrom geringer ist. Dadurch steht dem Motor mehr Anlaufzeit zur Verfügung, da das Modul den Integral von I²t überwacht.

Das Modul berechnet die Stauwärme fortlaufend und vergleicht sie mit dem Grenzwert, der sich aus dem Produkt aus dem Quadrat des Werts der Einstellung *Motoranlauf A* mit dem Quadrat des Werts der Einstellung *Motoranlaufzeit* ergibt. Überschreitet der berechnete Wert der Wärmespannung diesen Grenzwert, wird der Ausgang OPR_IIT aktiviert.

Das Modul misst auch die Zeit START_TIME, die der Motor zum Erreichen der Nenndrehzahl und der relativen thermischen Belastung IIT_RL benötigt. Die Werte sind über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Durch die Aktivierung des Eingangssignals BLOCK wird die Berechnung der thermischen Belastung zurückgesetzt und der Ausgang OPR_IIT wird deaktiviert.

Blockierschutz

Dieses Modul wird nur aktiviert, wenn für die Einstellung *Betriebsmodus* der Wert "IIt & stall" oder "IIt & stall, LS" gewählt wurde.

Der Anlaufstrom variiert von Motor zu Motor und hängt von der verwendeten Anlaufmethode ab, wie z. B. Direktstart, Vorschalten eines Spartransformators oder Rotorwiderstands. Die Anlaufzeit hängt von der an den Motor angeschlossenen Last ab.

Basierend auf den vom Hersteller bereitgestellten technischen Daten des Motors wird dieses Modul benötigt, wenn die Blockierzeit kürzer als die Anlaufzeit ist oder zu nah an ihr liegt. In diesen Fällen muss ein Drehzahlgeber verwendet werden, um anzuzeigen, ob der Motor beim Anlaufen beschleunigt oder nicht.

Beim Motorstillstand ist der Eingang STALL_IND aktiv. Er zeigt an, dass der Rotor nicht rotiert. Wird der Motor gestartet, zeigt bei einer bestimmten Drehzahl die Aktivierung des Eingangs STALL_IND durch den Drehzahlgeber an, dass sich der Rotor dreht. Wird der Eingang nicht innerhalb der *Lock rotor time* deaktiviert, wird der Ausgang OPR_STALL aktiviert.

Das Modul berechnet, wie lange der Motor blockiert wird, wobei der Ausgang STALL_RL das prozentuale Verhältnis der Anlaufsituation zum eingestellten Wert der *Lock rotor time* anzeigt. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Durch die Aktivierung des Eingangssignals BLOCK wird die Berechnung der Auslösezeit zurückgesetzt und der Ausgang OPR_STALL wird deaktiviert.

Schutz vor gehäuften Anläufen

Dieses Modul schützt den Motor gegen Überschreitung der zulässigen Anzahl von Motoranläufen.

Bei jedem Motoranlauf wird der neueste Wert von START_TIME zum bestehenden Wert von T_ST_CNT hinzugefügt, und die aktualisierte kumulierte Anlaufzeit ist an T_ST_CNT verfügbar. Ist der Wert T_ST_CNT größer als der Wert *Grenze Kumulierte Zeit*, wird der Ausgang LOCK_START aktiviert und die Sperre für das Wiederanlaufen des Motors wird für die Zeit, in der der Ausgang aktiviert ist, aktiviert. Der Ausgang LOCK_START bleibt aktiviert, bis der Wert T_ST_CNT sich auf einen Wert kleiner als der Wert von *Grenze Kumulierte Zeit* verringert. Der Wert des Anlaufzeit-Zählers wird mit der Geschwindigkeit des Wertes von *Zählerverr.-rate* kleiner.

Der Ausgang LOCK_START wird beim Start von MOT_START aktiviert. Der Ausgang bleibt für die Dauer der *Anlaufunterdr.-zeit* aktiv.

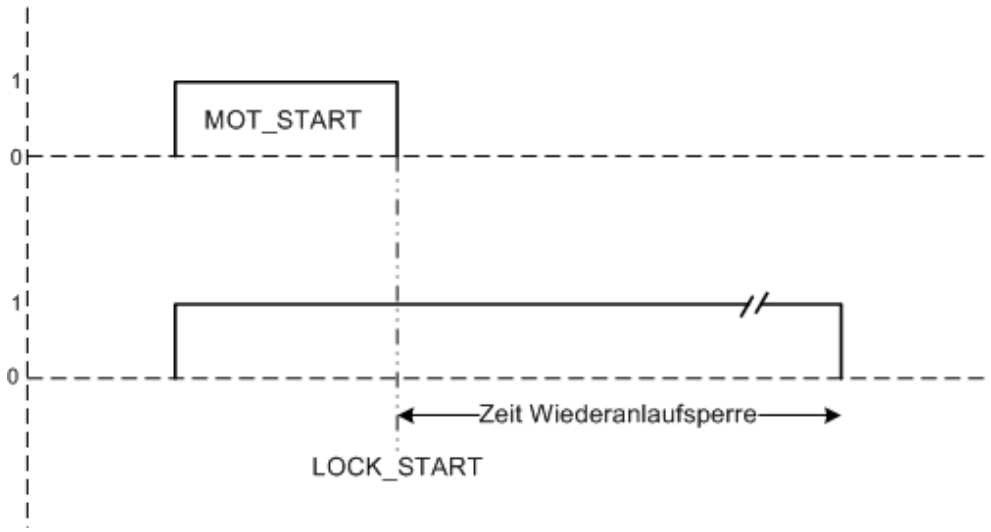


Abb. 389: Verzögerungszeit für gehäuftes Anlaufen

Dieses Modul schützt den Motor auch vor aufeinander folgenden Motoranläufen. Ist der Ausgang LOCK_START aktiviert, zeigt T_RST_ENA den möglichen Zeitpunkt für den nächsten Neuanlauf an. Der Wert von T_RST_ENA berechnet sich aus der Differenz zwischen der *Wiederanlaufzeit* und der seit Aktivierung von LOCK_START verstrichenen Zeit.

Wird der Notstart ST_EMERG_ENA hoch festgelegt, wird der Wert des Zählers der kumulierten Anlaufzeit auf *Grenze Kumulierte Zeit* - 60s × *Notstart Verr.-rate* gesetzt. Dies deaktiviert LOCK_START, wodurch ein Neuanlauf des Motors ermöglicht wird.

Dieses Modul berechnet außerdem die Gesamtzahl der durchgeführten Motoranläufe, START_CNT. Der Wert kann im Menü "Löschen" zurückgesetzt werden.

Der alte Wert des Zählers *Anzahl der erfolgten Motoranläufe* (START_CNT) kann verwendet werden, indem man den Wert in den Parameter *Init Anlaufzähler* schreibt und den Wert über das Menü "Löschen" in der WHMI oder LHMI zurücksetzt.

Die berechneten Werte von T_RST_ENA, T_ST_CNT und START_CNT können in der Ansicht "Überwachte Daten" eingesehen werden.

Wird das Eingangssignal BLK_LK_ST aktiviert, wird der Ausgang LOCK_START deaktiviert. Durch Aktivieren des Eingangssignals BLOCK wird das Moduls "Zähler gehäufte Anläufe" zurückgesetzt.

4.10.5 Anwendung

Wenn ein Motor gestartet wird, zieht er während der Zeit, die er bis zum Erreichen der Bemessungsdrehzahl benötigt, Strom in einer Stärke, die weit über seinem Bemessungswert bei Volllast liegt. Der Motoranlaufstrom nimmt erst mit dem Anstieg der Motordrehzahl ab; während des größten Teils des Beschleunigungszeitraums bleibt die Stromstärke nahe am Rotorblockierstrom.

Eine der zahlreichen Methoden zum Starten des Induktionsmotors ist der Direktstart oder DOL (Direct On-Line)-Start, d. h. das Anlassen ohne Spannungsreduktion. Wenn elektrische oder mechanische Beschränkungen vorhanden sind, ist diese Startmethode nicht geeignet. Der Direktstart liefert das höchste Anlaufdrehmoment. Ein hohes Anlaufdrehmoment wird im Allgemeinen benötigt, um eine Last mit hoher Trägheit innerhalb einer begrenzten Zeit zu beschleunigen. Bei dieser Methode wird der Motor ab dem "Schalten des Einschalters" mit der Bemessungsspannung betrieben. Diese Startmethode führt zu einem hohen anfänglichen Überstrom, wobei die Stromstärke in der Regel das Vier- bis Achtfache der Volllaststromstärke des Motors beträgt. Beim Stern-Dreieck-Anlauf beträgt die vom Netz gezogene Stromstärke nur etwa ein Drittel der Stromstärke beim Direktstart.

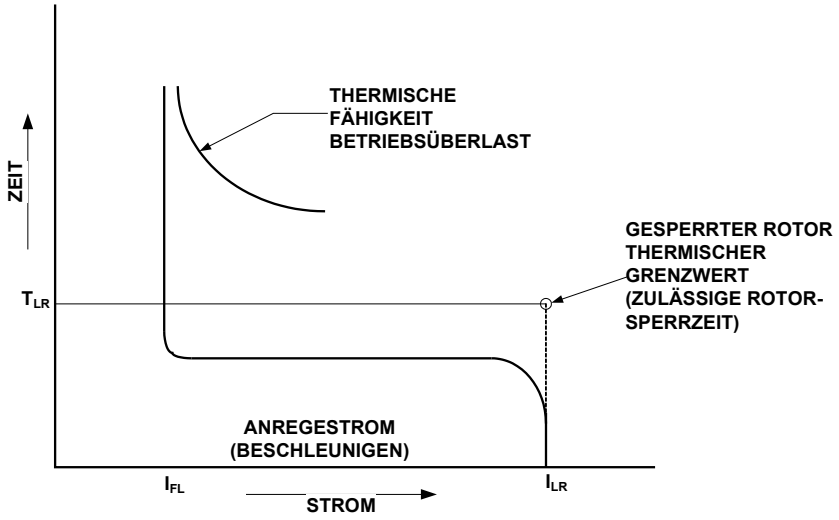


Abb. 390: Typische Motoranlauf- und Belastungskurven

Die Motorstartüberwachung stellt eine wichtige Funktion dar, da während des Anlaufens eine höhere thermische Belastung entsteht. Während des Anlaufens ist der Rotor aufgrund des hohen Überstroms einer thermischen Belastung ausgesetzt. Weiter verstärkt wird dieser Effekt dadurch, dass der Luftstrom für die Kühlung geringer ist, weil die Lüfter nicht mit voller Drehzahl arbeiten. Außerdem induziert die Geschwindigkeitsdifferenz (Schlupf) zwischen dem umlaufenden Magnetfeld und dem Rotor während der Anlaufzeit im Rotor einen relativ hohen Strom. Zudem ist der Skin-Effekt bei höheren Frequenzen stärker. All diese Faktoren erhöhen die Verluste und die Wärmeerzeugung. Bei blockiertem Rotor nimmt die Höhe

Amplitude des induzierten Stromes nicht ab, die den Rotor sehr schnell erwärmen kann (Rotor kritisch).

Bei Schleifringläufer-Motoren ist der Anlaufstrom niedriger als der Volllaststrom. Daher ist es ratsam, beim Starten solcher Motoren den geschlossenen Leistungsschalter als Signal für den Motorstart zu nutzen.

Die Anlaufzeit kann in Abhängigkeit von der Motorkonstruktion und von der Last-Drehmoment-Charakteristik unterschiedlich sein. Sie kann zwischen weniger als zwei Sekunden und mehr als 60 Sekunden variieren. Die Anlaufzeit wird für jeden Anwendungsfall speziell bestimmt.

Wenn die zulässige Rotorblockierzeit kürzer ist als die Anlaufzeit des Motors, wird ein Blockierschutz eingesetzt. Der Einstellungswert für die Verzögerungszeit ist dabei etwas unterhalb der zulässigen Rotorblockierzeit festzulegen. Mithilfe des Drehzahlgebers an der Motorwelle muss festgestellt werden, ob der Motor zu beschleunigen beginnt oder nicht. Wenn allerdings die akzeptable Rotorblockierzeit länger ist als die Anlaufzeit des Motors, wird der Drehzahlgeber nicht benötigt.

Wenn ein Motor bei erregtem Stator nicht beschleunigt oder nicht in einer akzeptablen Zeitspanne seine volle Nenndrehzahl erreicht, kann dies an unterschiedlichen Arten anomaler Zustände liegen, etwa an einem Schaden des Motor- oder des Drucklagers, einer zu niedrigen Versorgungsspannung, einem Leiterbruch in einem Leiter der Spannungsversorgung oder an einer zu hohen Anlaufspannung. Alle diese anomalen Zustände führen zu einer thermischen Überlastung.

Bei wiederholten Anläufen steigt die Temperatur im Stator bzw. in den Rotorwicklungen stark an, wenn nicht ausreichend Zeit für das Abführen der Wärme gelassen wird. Zur Gewährleistung eines sicheren Betriebs ist es notwendig, ein festes Zeitintervall zwischen den Anläufen festzulegen oder die Anzahl der innerhalb eines gewissen Zeitraums durchgeführten Anläufen zu begrenzen. Aus diesem Grund haben Motorhersteller Einschränkungen bezüglich der Anzahl der innerhalb eines bestimmten Zeitintervalls zulässigen Anläufe eingeführt. Diese Funktion erlaubt kein Starten des Motors, wenn gemäß dem errechneten Registerwert die Zahl der Anläufe den Einstellungswert überschreitet. Dadurch wird sichergestellt, dass sich bei aufeinanderfolgenden Anläufen die thermischen Auswirkungen auf den Motor innerhalb der zulässigen Grenzen bewegen.

Der Motorhersteller kann z. B. angeben, dass innerhalb von 4 Stunden maximal drei Anläufe erlaubt sind und dass die zulässige Dauer eines Motoranlaufs 60 Sekunden beträgt. Mit drei aufeinanderfolgenden Anläufen erreichen wir die im Schaubild dargestellte Situation. Der Wert im Register addiert sich demzufolge zu insgesamt 180 Sekunden. Sofern die Zeitbegrenzung auf 121 Sekunden eingestellt ist, wird direkt nach der Initiierung des dritten Anlaufs der Ausgang für die Motoranlaufsperre aktiviert, und ein vierter Anlauf wird nicht mehr zugelassen.

Bei einer maximalen Anzahl von drei Anläufen in 4 Stunden sollte der Registerwert für den Anlaufzeit-Zähler nach 4 Stunden den eingestellten Grenzwert erreichen und somit ein neuer Anlauf zugelassen werden. Demnach sollte die

Abnahmegeschwindigkeit des Anlaufzeit-Zählers 60 Sekunden in 4 Stunden betragen, d. h. auf 60 s/4 h = 15 s/h eingestellt werden.

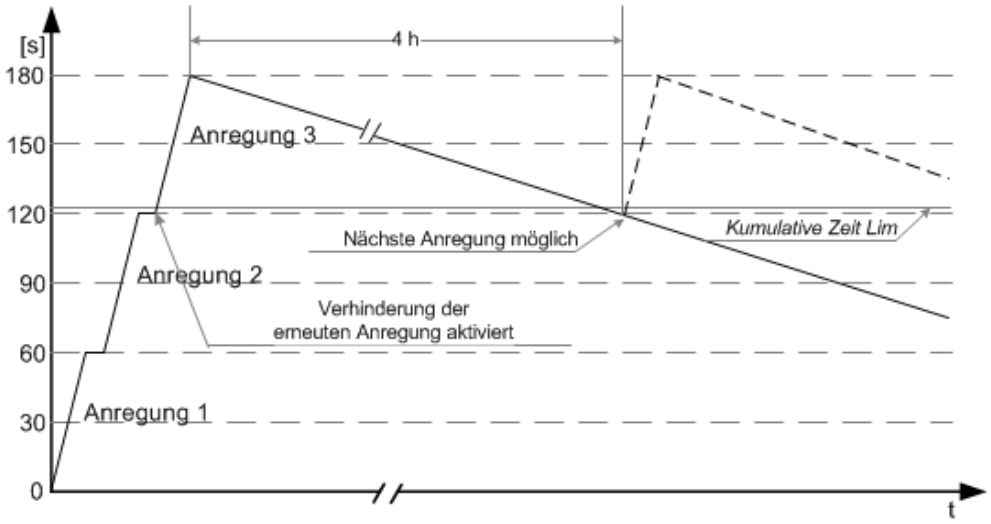


Abb. 391: Typische Motoranlauf- und Belastungskurven

Einstellung *Cumulative time Lim*

Der Wert für die Einstellung *Cumulative time Lim* berechnet sich folgendermaßen:

$$\sum t_{si} = (n-1) \times t + margin$$

(Gleichung 144)

n	zulässige maximale Anzahl von Motoranläufen laut Spezifikation
t	Anlaufzeit des Motors (in Sekunden)
Sicherheitsfaktor	Sicherheitsfaktor (ca. 10 bis 20 Prozent)

Einstellung *Counter Red rate*:

Der Wert für die Einstellung *Counter Red rate* berechnet sich folgendermaßen:

$$\Delta \sum t_s = \frac{t}{t_{reset}}$$

(Gleichung 145)

t	Anlaufzeit des Motors in Sekunden laut Spezifikation
t_{reset}	Zeitspanne für die zulässige maximale Anzahl von Motoranläufen laut Herstellerangabe (Zeitangabe in Stunden)

4.10.6 Signale

Tabelle 663: STTPMSU – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockierung der Funktion
BLK_LK_ST	BOOLEAN	0=False	Blockiert
LS_GESCHL	BOOLEAN	0=False	Eingang des Leistungsschalterstatus für den Motor
STILLST_ANZ	BOOLEAN	0=False	Nicht-blockierter Motor Eingangssignal
NOT_ANREG_ERL	BOOLEAN	0=False	Erlaubt Notstart trotz Einschaltsperre

Tabelle 664: STTPMSU – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSL_I²T	BOOLEAN	Auslösesignal durch thermische Belastung
AUSL_STILLST	BOOLEAN	Auslösesignal durch Motorblockierschutz
MOT_START	BOOLEAN	Motoranlauf wird durchgeführt
WE-SPERRE	BOOLEAN	WE-Sperre für Wiederanlauf

4.10.7 Einstellungen

Tabelle 665: STTPMSU Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Strom Motoranlauf	1.0...10.0	xIn	0.1	2.0	Motoranlaufstrom
Motoranlaufzeit	1...80	s	1	5	Motoranlaufzeit
Rotorblockierzeit	2...120	s	1	10	Zugelassene Blockierzeit des Rotors
Zeit abgeschl.Anlauf	0...60000	ms	1	100	Wartezeit für Prüfung auf Abschluss des Motoranlaufs

Tabelle 666: STTPMSU Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Strom Anlauferk.	0.1...10.0	xIn	0.1	1.5	Stromwert zu Erkennung des Motoranlaufs

Tabelle 667: STTPMSU Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Ausführungsmodus	1=I²t 2=I²t, LS 3=I²t + Blockierung 4=I²t+Blockierung, LS			1=I²t	Motoranlauf Arbeitsweise
Zählerverr.-rate	2.0...250.0	s/h	0.1	60.0	Anregungszeit Zählerverringerungsrate
Gesamtzeitgrenze	1...500	s	1	10	Einschaltsperrgrenze der summierten Anlaufzeiten
Notstart Verr.-rate	0.00...100.00	%	0.01	20.00	Anregungszeit Verringerungsfaktor bei aktivem Notstart
Anlaufunterdr.-zeit	0...250	Min	1	30	Zeitverzögerung für aufeinander folgende Starts
Ini Anlaufzähler	0...999999		1	0	Anfangswert für START_CNT

Tabelle 668: STTPMSU Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Strom Motorstillstand	0.05...0.20	xIn	0.01	0.12	Stromgrenze zur Überprüfung für Motorstillstand

4.10.8 Überwachte Daten

Tabelle 669: STTPMSU – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANR_ZÄHLER	INT32	0...999999		Anzahl der Motoranläufe
ANREG_ZEIT	FLOAT32	0.0...999.9	s	Letzte Anlaufzeit des Motors in Sek.
T_ANR_ZÄHL	FLOAT32	0.0...99999.9	s	Summierte Anlaufzeit in Sekunden
T_RÜCKS_ERL	INT32	0...999	Min	Minuten bis Freigabe der Wiedereinschaltung
I²T_REL	FLOAT32	0.00...100.00	%	Thermische Belastung relativ zur maximalen thermischen Belastung
STILLST_REL	FLOAT32	0.00...100.00	%	Anregezeit relativ zur Auslösezeit bei Stillstand
STTPMSU	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.10.9 Technische Daten

Tabelle 670: STTPMSU Technische Daten

Charakteristik		Wert		
Ansprechgenauigkeit		Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz		
		± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_n		
Anregezeit[1)2)]		Mindestens	Typisch	Höchstens
	I_{ehler} = 1,1 × eingestellte *Strom Anlauferk. A*	27 ms	30 ms	34 ms
Genauigkeit der Auslöseverzögerung		±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms		
Rückstellverhältnis		Üblicherweise 0,90		

1) Strom vor = 0,0 × I_n, f_n = 50 Hz, Überstrom in einem Leiter, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.10.10 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 671: STTPMSU Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Interne Verbesserungen.
C	Einstellung *Init Anlaufzähler* hinzugefügt.

4.11 Multifunktionsschutz (MAPGAPC)

4.11.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Multifunktionsschutz	MAPGAPC	MAP	MAP

4.11.2 Funktionsblock

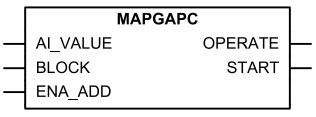


Abb. 392: Funktionsblock

4.11.3 Funktion

Die Multifunktionsschutzfunktion MAPGAPC wird als allgemeine Schutzfunktion für viele mögliche Anwendungsbereiche verwendet, da sie über flexible Mess- und Einrichtungsmöglichkeiten verfügt. Die Funktion kann als Unter- oder Überschutz mit einem setzbaren absoluten Hysterese-Grenzwert verwendet werden. Die Funktion löst gemäß der unabhängigen Zeitcharakteristik (DT) aus.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, der definierte Zeitgeber bzw. die Funktion können bei Bedarf blockiert werden.

4.11.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von MAPGAPC lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

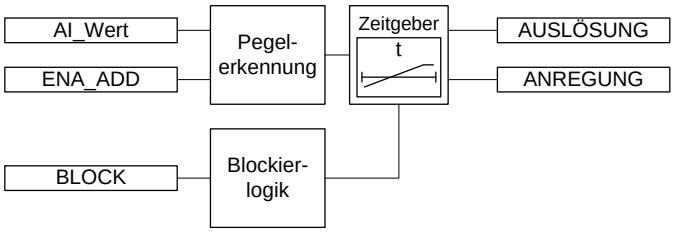


Abb. 393: Logikdiagramm

Pegelerkennung

Die Pegelerkennung vergleicht AE_WERT mit dem eingestellten *Startwert*. Die Einstellung *Betriebsmodus* legt die Richtung der Pegelerkennung fest.

Tabelle 672: Betriebsmodustypen

Betriebsmodus	Beschreibung
"Under"	Wenn das Eingangssignal AE_WERT niedriger ist als der in der Einstellung *Startwert* festgelegte Wert, aktiviert die Pegelerkennung das Zeitgebermodul.
"Over"	Wenn das Eingangssignal AE_WERT den eingestellten Wert der Einstellung *Startwert* überschreitet, aktiviert die Pegelerkennung das Zeitgebermodul.

Mittels der Einstellung *Absolute Hysterese* kann unnötiges Flattern vermieden werden, wenn das Eingangssignal geringfügig ober- oder unterhalb der Einstellung *Startwert* variiert. Nachdem der Hysteresebereich verlassen wurde, muss die

Startbedingung erneut erfüllt werden. Eine Rückkehr des Signals in den Hysteresebereich ist nicht ausreichend. Wenn der Eingang ENA_ADD aktiviert ist, ist der Schwellenwert des internen Vergleichswerts die Summe der Einstellungen *Zusätzl. Startwert* und *Startwert*. Der resultierende Schwellenwert des Vergleichswerts kann je nach Vorzeichen und Wert der Einstellung *Zusätzl. Startwert* erhöht oder verringert werden.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Ausgang START. Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den über *Auslöseverzögerung* festgelegten Wert erreicht, wird der Ausgang AUS (Auslösung) aktiviert. Wenn die Startbedingung verschwindet, bevor das Modul ausgelöst wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Wert erreicht, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt, und der Ausgang START wird deaktiviert.

Der Zeitgeber berechnet den Startdauerwert START_DAU. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden gesteuert durch den Eingang BLOCK und die globale Einstellung **Konfiguration/ System/Blockiermodus**, die den Blockiermodus bestimmt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Programms des Schutzgeräts möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslösezeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren, jedoch wird der Ausgang AUS (Auslösung) nicht deaktiviert, wenn die Blockierung aktiviert ist. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Blockierung des Auslöseausgangs" arbeitet die Funktion normal, der Ausgang AUS (Auslösung) wird jedoch nicht aktiviert.

4.11.5 Anwendung

Der Multifunktionsschutz kann als allgemeiner Schutz für Analoggrößen verwendet werden, entweder als Überstrom- oder Unterstromschutz. Der Einstellungsbereich ist sehr groß, er erlaubt verschiedene Schutzeinrichtungen für die Funktion. Somit kann die absolute Hysterese auf einen für die jeweilige Anwendung passenden Wert eingestellt werden.

Der Temperaturschutz über die RTD-Sensoren kann über den Funktionsblock geschehen. Die gemessene Temperatur kann vom RTD-Sensor am Funktionseingang

angelegt werden, der eine erhöhte Temperatur zum Beispiel in den Motorlagern oder Wicklungen erkennt. Wenn der Eingang ENA_ADD aktiviert ist, ist die Schwelle des internen Vergleichswerts die Summe der Einstellungen *Zusätzl. Startwert* und *Startwert*. Dies erlaubt einen zeitweiligen Anstieg oder Abfall der Pegelerkennung abhängig vom Vorzeichen und Wert der Einstellung *Zusätzl. Startwert* zum Beispiel bei Aktivierung des Notstarts. Wenn zum Beispiel *Startwert* = 100, *Zusätzl. Startwert* = 20 und der Eingang ENA_ADD aktiv ist, muss das Eingangssignal über 120 steigen, bevor MAPGAPC ausgelöst wird.

4.11.6 Signale

Tabelle 673: MAPGAPC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
AI_Wert	FLOAT32	0.0	Analoger Eingangswert
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus
ENA_ADD	BOOLEAN	0=False	Freigabe Anregeerhöhung

Tabelle 674: MAPGAPC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Auslösung
ANREGUNG	BOOLEAN	Anregung

4.11.7 Einstellungen

Tabelle 675: MAPGAPC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	-10000,0...10000,0		0.1	0.0	Anregewert
Anregewerterhöhung	-100,0...100,0		0.1	0.0	Anregewerterhöhung
Auslöseverzögerung	0...200000	ms	100	0	Auslöseverzögerung

Tabelle 676: MAPGAPC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Ausführungsmodus	1=Über 2=Unter			1=Über	Ausführungsmodus

Tabelle 677: MAPGAPC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	100	0	Rücksetzen Verzögerungszeit
Absolute Hysterese	0.01...100.00		0.01	0.10	Absolute Betriebshysterese

4.11.8 Überwachte Daten

Tabelle 678: MAPGAPC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ANREG_DAU	FLOAT32	0.00...100.00	%	Verhältnis Startzeit / Auslösezeit
MAPGAPC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

4.11.9 Technische Daten

Tabelle 679: MAPGAPC - Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	±1,0% des eingestellten Wertes oder ±20 ms

4.11.10 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 680: MAPGAPC Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderung	Änderung
B	Interne Verbesserungen.
C	Interne Verbesserungen.

4.12 Schutz der Kondensatorbänke

4.12.1 Überlastschutz für Kondensatorbänke (COLPTOC)

4.12.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Überlastschutz für Kondensatorbänke	COLPTOC	3I> 3I<	51C/37

4.12.1.2 Funktionsblock

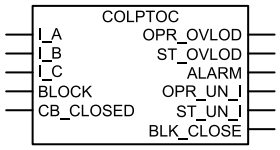


Abb. 394: Funktionsblocksymbol

4.12.1.3 Funktion

Der Überlastschutz für Kondensatorbänke COLPTOC bietet einen ein-, zwei- und dreiphasigen Schutz vor Überlasten, die durch Oberschwingungsströme und -spannungen in Kondensatorbänke verursacht werden. Die Funktion eines Überlastschutzes und Auslösealarms basiert auf dem Spitzenwert des integrierten Stroms, der proportional zur Spannung über den Kondensator ist.

Die Überlastfunktion arbeitet mit abhängiger Kennlinie und eine Alarmfunktion arbeitet mit unabhängiger Kennlinie.

COLPTOC bietet einen Unterstromschutz, um ein Trennen des Kondensators zu erkennen. COLPTOC verfügt über eine Funktion für das Blockieren der Schalter-Wiedereinschaltung, um eine vollständige Kondensatorentladung zu ermöglichen, bevor die Schalter-Wiedereinschaltung erfolgt, nachdem sie ausgelöst hat.

COLPTOC enthält eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Zeitgeber bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.12.1.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter Funktion aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Arbeitsweise der Funktion COLPTOC kann mithilfe eines Moduldiagramms beschrieben werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

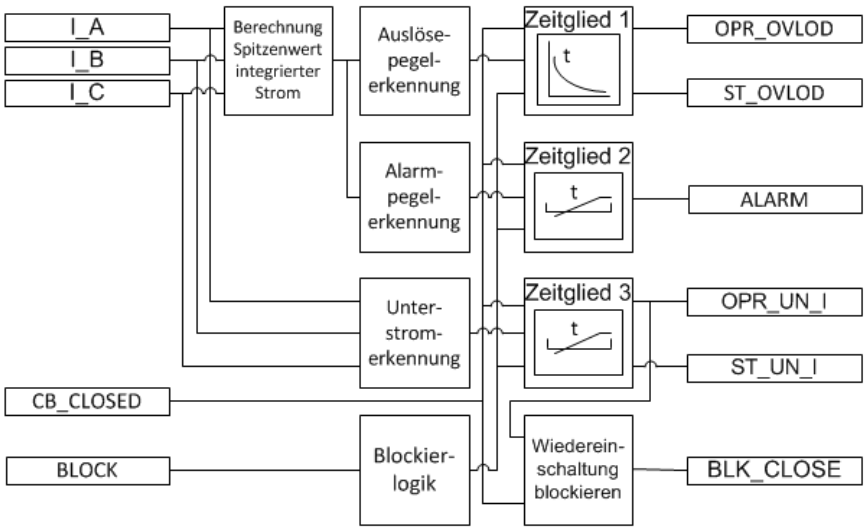


Abb. 395: Logikdiagramm

Berechnung des integrierten Spitzenstroms

Mit der Berechnung des integrierten Spitzenstroms wird der Spitzenwert des integrierten Stroms (`I_PEAK_INT_A`, `I_PEAK_INT_B` und `I_PEAK_INT_C`) berechnet, der proportional zur Spannung über den Kondensator ist. Die Werte `I_PEAK_INT_A`, `I_PEAK_INT_B` und `I_PEAK_INT_C` sind über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar. Die Frequenzantwort der Berechnung des integrierten Spitzenstroms ist in Abbildung 396 dargestellt.

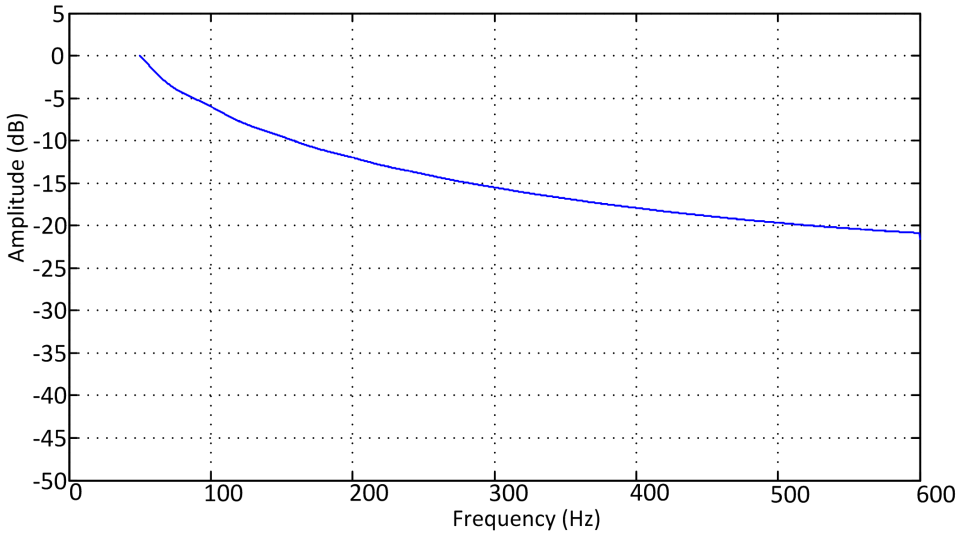


Abb. 396: Frequenzantwort der Berechnung des integrierten Spitzenstroms

Erkennung des Auslösepegels

Die Erkennung des Auslösepegels vergleicht den Wert I_PEAK_INT_x mit dem *Startwert Überlast*. Wenn der oder die Leiter, in dem oder denen I_PEAK_INT_x die Einstellung übersteigt, der Einstellung *Anzahl der Leiteranreg.* entspricht bzw. entsprechen, aktiviert das Modul für die Erkennung des Auslösepegels das Modul Zeitgeber 1.

Zeitgeber 1

Sobald aktiviert, aktiviert das Modul Zeitgeber 1 den Ausgang ST_OVLOD. Die Auslösezeit hängt vom Überlastpegel und von der Einstellung *Zeitmultiplikator* ab. Die Auslösezeit unter Standardkennlinien basiert auf den Empfehlungen gemäß ANSI/IEEE 37.99 und IEC 60871-1.

Tabelle 681: Standard-Kennlinien für abhängige Zeitkennlinie

Überlastwert	Auslösezeit(en) des Geräts mit k = 1	Norm
1,10	43200	IEC60871-1
1,15	1800	IEC60871-1
1,20	300	IEC60871-1
1,30	60	ANSI/IEEE37.99,IEC60871-1
1,40	15	ANSI/IEEE37.99
1,70	1	ANSI/IEEE37.99
2,20	0,120	ANSI/IEEE37.99

Auslösezeit basiert auf dem Maximalwert von I_PEAK_INT_A, I_PEAK_INT_B und I_PEAK_INT_C. Ausgehend vom berechneten Maximalwert basiert die Auslösezeit zwischen zwei aufeinanderfolgenden Punkten in der Standardtabelle auf logarithmischer Interpolation.

Die Auslösezeit kann mit der Einstellung *Zeitmultiplikator* skaliert werden. Der Ausgang OPR_OVLOD wird aktiviert, wenn die Überlastsituation ausreichend lange andauert, um die Auslösezeit zu überschreiten.

Wird die Einstellung *Zeitmultiplikator* verwendet, ist die Auslösezeit für die Auslöse-Überlaststufe auf den Wertebereich zwischen 0,1 s und 43.200 s (12 Stunden) beschränkt.

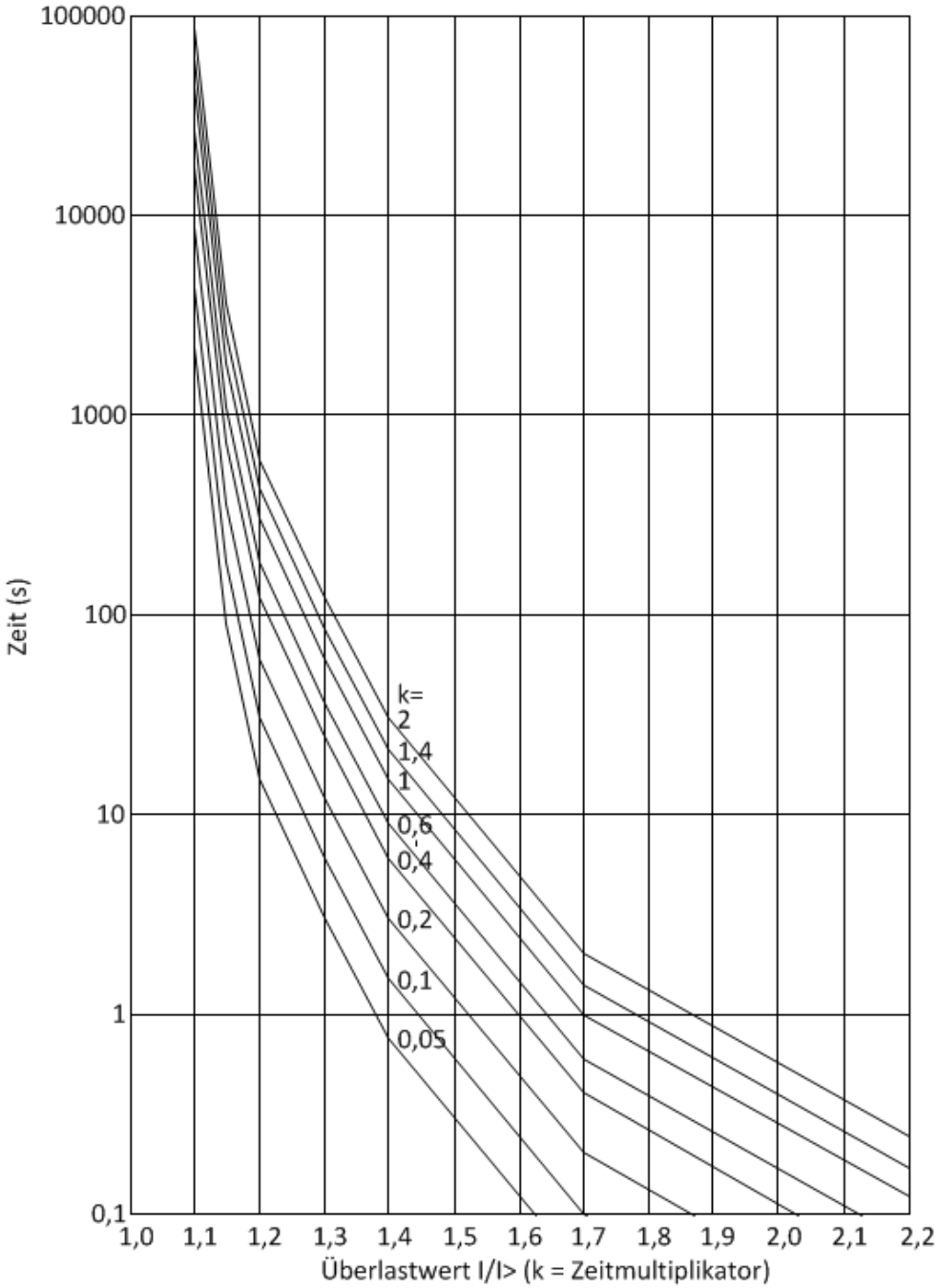


Abb. 397: Inverszeit-Kennlinien für Überlaststufe

Wenn der integrierte Strom für kurze Zeit das 1,1-fache der Einstellung *Startwert Überlast* übersteigt, jedoch nicht auslöst, weil der Strom innerhalb von *Startwert Überlast* sinkt, bleibt der Ausgang `ST_OVLOD` aktiv, der Auslöse-Zeitgeber wird jedoch eingefroren. Wenn jedoch der integrierte Strom erneut das 1,1-fache der Einstellung *Startwert Überlast* übersteigt, fährt der Auslöse-Zeitgeber ab dem Zeitpunkt des Einfrierens fort. Daher ist der Auslöse-Zeitgeber kumulativ. Wenn der integrierte Strom nur einmal das 1,1-fache der Einstellung *Startwert Überlast*

übersteigt und 24 Stunden lang innerhalb des Bereichs von *Startwert Überlast* bleibt, werden der Auslöse-Zeitgeber und der Ausgang ST_OVLOD zurückgesetzt.

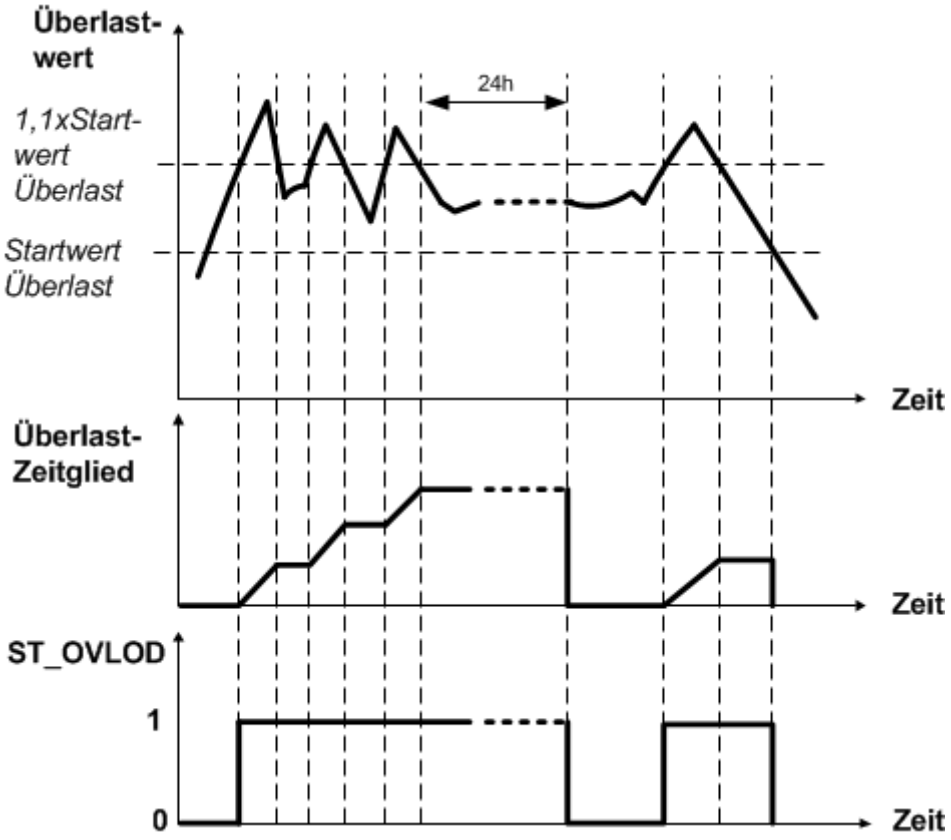


Abb. 398: Verhalten des abhängigen Zeitgebers und des Ausgangs ST_OVLOD

Der Ausgang ST_DUR_OVLOD gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und Auslösezeit im Modul Zeitgeber 1 an und steht in der Ansicht "Überwachte Daten" zur Verfügung.

Das Modul Zeitgeber 1 wird intern für eine Sekunde blockiert, nachdem die Kondensatorbank durch Erkennung der ansteigenden Flanke des Signals LS_GESCHLOSSEN verbunden ist. Das Signal LS_GESCHLOSSEN ist "Wahr", wenn der Leistungsschalter geschlossen ist.

Erkennung des Alarmpegels

Die Erkennung des Alarmpegels vergleicht den Wert I_PEAK_INT_x mit dem *Alarmstartwert*. Wenn der oder die Leiter, in dem oder denen I_PEAK_INT_x die Einstellung übersteigt, der Einstellung *Anzahl der Leiteranreg.* entspricht bzw. entsprechen, aktiviert das Modul für die Erkennung des Alarmpegels das Modul Zeitgeber 2.

Bei der Einstellung *Anzahl der Leiteranreg.* handelt es sich um eine allgemeine Einstellung für die Erkennung des Auslösepegels und für die Erkennung des Alarmpegels.

Zeitgeber 2

Die Kennlinien von Zeitgeber 2 entsprechen unabhängiger Zeitcharakteristik (UMS). Wenn der Auslöse-Zeitgeber den über *Alarmverzögerungszeit* festgelegten Wert erreicht, wird der Ausgang ALARM aktiviert.

Wenn eine Rückfallsituation auftritt, wird der Zeitgeber zurückgesetzt.

Das Modul Zeitgeber 2 wird intern für eine Sekunde blockiert, nachdem die Kondensatorbank durch Erkennung der ansteigenden Flanke des Signals LS_GESCHLOSSEN verbunden ist. Das Signal LS_GESCHLOSSEN ist "Wahr", wenn der Leistungsschalter geschlossen ist.

Unterstromerkennung

Das Modul für die Unterstromerkennung kann durch Setzen der Einstellung *Unterstrom aktivieren* auf "Aktivieren" aktiviert und durch Setzen der Einstellung auf "Deaktivieren" deaktiviert werden. Das Modul für die Unterstromerkennung wird auch deaktiviert, wenn LS_GESCHLOSSEN FALSCH ist, d. h., wenn der Leistungsschalter offen ist.

Die Grundfrequenzbestandteil der Leiterströme wird mit der Einstellung *Startwert Ur Cur* verglichen. Wenn alle dreiphasigen Ströme unter der Einstellung *Startwert Ur Cur* liegen, aktiviert das Modul für die Unterstromerkennung das Modul Zeitgeber 3.

Zeitgeber 3

Sobald aktiviert, aktiviert das Modul Zeitgeber 3 den Ausgang ST_UN_I. Die Funktion basiert auf unabhängiger Zeitcharakteristik (DT). Wenn der Auslöse-Zeitgeber den über *Ur Cur Verzögerungszeit* festgelegten Wert erreicht, wird der Ausgang OPR_UN_I aktiviert.

Wenn die Unterstromsituation verschwindet, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt. Der Ausgang ST_DUR_UN_I gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Unterstrom-Startsituation und eingestellter Auslösezeit im Modul Zeitgeber 3 an und steht in der Ansicht "Überwachte Daten" zur Verfügung.

Beim Ausgang OPR_UN_I handelt es sich um eine Impulsart, und der Ausgang bleibt 150 ms lang WAHR. Danach werden ST_DUR_UN_I und OPR_UN_I deaktiviert und ST_DUR_UN_I wird zurückgesetzt.

Wenn das Statussignal für den geschlossenen Leistungsschalter nicht erkannt wird, muss zur Aktivierung der Unterstromerkennung der

konstante Wert WAHR mit dem Eingang LS_GESCHLOSSEN verbunden werden.

Wenn das Statussignal des Leistungsschalters nicht mit dem Eingang LS_GESCHLOSSEN verbunden ist, wird der Ausgang OPR_UN_I auch dann aktiviert, wenn der Leistungsschalter offen ist und Unterstrom erkannt wird.

Vermeidung der Wiedereinschaltung

Wenn der Ausgang OPR_UN_I aktiv wird oder wenn sich der Zustand von LS_GESCHLOSSEN von WAHR in FALSCH ändert, d. h., wenn der Leistungsschalter öffnet, aktiviert das Modul für die Vermeidung der Wiedereinschaltung den Ausgang EIN_BLK.

Wenn *Unterstrom aktivieren* auf "Deaktivieren" gesetzt ist, basiert die Funktion zur Vermeidung der Wiedereinschaltung nur auf dem Eingang LS_GESCHLOSSEN.

Das Verhalten des Ausgangs EIN_BLK ist von der Einstellung *Modus Wiedereinsch blockieren* abhängig. Wenn *Modus Wiedereinsch blockieren* auf "Sperren" gesetzt ist, muss der Ausgang EIN_BLK über den Parameter *COLPTOC inhibit recl* im Löschen-Menü manuell zurückgesetzt werden. Wenn *Modus Wiedereinsch blockieren* auf "Nicht verriegelt" gesetzt ist, wird der Ausgang EIN_BLK nach Ablauf des unter *Wiedereinsch blockieren Zeit* festgelegten Zeitfensters zurückgesetzt.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden gesteuert durch den Eingang BLOCK und die globale Einstellung **Konfiguration/ System/Blockiermodus**, die den Blockiermodus bestimmt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Programms des Geräts möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Blockierung des Auslöseausgangs" arbeitet COLPTOC normal, die Ausgänge OPR_OVLOD und OPR_UN_I können jedoch nicht aktiviert werden.

Der Eingang BLOCK blockiert nicht das Signal EIN_BLK.

4.12.1.5 Anwendung

Der Anwendungsbereich der dreiphasigen Überlastschutzfunktion für Kondensatorbänke ist der Schutz von Kondensatorbänken die zur Kompensierung der Blindleistung und zum Filtern von Oberschwingungen eingesetzt werden. Kondensatorbänke bieten einen niederohmigen Zugang zu Oberschwingungsströmen und ziehen diese Ströme daher an, sodass sie durch das Netz fließen. Erhöhte Oberschwingungsströme führen zu einer übermäßigen Spannungsbelastung in der Kondensatorbank. Gemäß der Standards sollte eine Hochspannungs-Kondensatorbank in der Lage sein, 10% Überlast zu verkraften. Eine Last über diesem Maß kann die Kondensatorbank und folglich auch das Netz beschädigen. COLPTOC wurde deswegen speziell zum Schutz gegen Überlasten durch Oberschwingungsströme und Überspannungen konzipiert.

Der Unterstromschutz wird eingesetzt, um die Kondensatorbank vom übrigen elektrischen Netz zu trennen, wenn die Spannung an den Anschlüssen der Kondensatorbank über einen längeren Zeitraum zu gering ist. Um eine Auslösung aufgrund von Unterstrom bei der Trennung der Kondensatorbank vom elektrischen Netz zu vermeiden, wird die Unterstromfunktion über das Statussignal des Kondensatorbank-Leistungsschalters blockiert.

Außerdem bietet die Wiedereinschalt-Unterdrückungsfunktion Schutz vor dem erneuten Verbinden einer geladenen Kondensatorbank an ein aktives Netz. Immer wenn der Leistungsschalter einer Kondensatorbank geöffnet wird, wird die Wiedereinschaltung für die Dauer der Entladezeit des Kondensators unterbunden. Die Wiedereinschalt-Unterdrückungsfunktion kann manuell oder automatisch deaktiviert werden. Im manuellen Modus muss die Wiedereinschalt-Unterdrückung manuell zurückgesetzt werden, und im automatischen Modus erfolgt die Rücksetzung der Wiedereinschalt-Unterdrückung nach einer eingestellten Dauer automatisch.

4.12.1.6 Signale

Tabelle 682: COLPTOC Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Leiter L1 Strom
I_L2	SIGNAL	0	Leiter L2 Strom
I_L3	SIGNAL	0	Leiter L3 Strom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus
LS_EIN	BOOLEAN	0=False	Eingang zur Statusanzeige für den Kondensator-Leistungsschalter

Tabelle 683: COLPTOC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
OPR_OVLOD	BOOLEAN	Überlast ausgelöst
OPR_UN_I	BOOLEAN	Auslöseunterstrom
ST_OVLOD	BOOLEAN	Überlast gestartet
ST_UN_I	BOOLEAN	Unterstrom gestartet
ALARM	BOOLEAN	Alarm
EIN_BLK	BOOLEAN	Wiedereinschaltung der Kondensatorbank unterdrücken

4.12.1.7 Einstellungen

Tabelle 684: COLPTOC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Startwert Überlast	0,30...1,50	xIn	0,01	1,00	Startwert für Überlaststufe
Alarmstartwert	80...120	%	1	105	Alarmstartwert (% von Startwertüberlast)
Startwert Ur Cur	0,10...0,70	xIn	0,01	0,50	Startwert für Unterstromauslösung
Zeitmultiplikator	0,05...2,00		0,01	1,00	Zeitmultiplikator für Kondensatorbatterie-Schutzkurven
Alarmverzögerungszeit	500...6000000	ms	100	300000	Alarmverzögerungszeit
Ur Cur Verzögerungszeit	100...120000	ms	100	1000	Verzögerungszeit für Unterstromauslösung

Tabelle 685: COLPTOC Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Wiedereinschaltungs-Unterdrückungszeit	1...6000	s	1	1	Wiedereinschaltungs-Unterdrückungszeit

Tabelle 686: COLPTOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Wiedereinschaltungs-Unterdrückungsmodus	1=Unverriegelt 3=Gesperrt			1=Unverriegelt	Wiedereinschaltungs-Unterdrückungsmodus
Anzahl der Leiteranreg.	1=1 aus 3 2=2 aus 3 3=3 aus 3			1=1 aus 3	Anzahl der Leiter für die Funktionsaktivierung

Tabelle 687: COLPTOC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Unterstrom aktivieren	0=Deaktivieren 1=Aktivieren			1=Aktivieren	Unterstromfunktionalität aktivieren

4.12.1.8 Überwachte Daten

Tabelle 688: COLPTOC Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
ST_DUR_OVLOD	FLOAT32	0,00...100,00	%	Startdauer für Überlaststufe
ST_DUR_UN_I	FLOAT32	0,00...100,00	%	Startdauer für Unterstromauslösung
I_PEAK_INT_L1	FLOAT32	0,00...40,00		Leiter L1 Spitzenwert des integrierten Stroms des Kondensators
I_PEAK_INT_L2	FLOAT32	0,00...40,00		Leiter L2 Spitzenwert des integrierten Stroms des Kondensators
I_PEAK_INT_L3	FLOAT32	0,00...40,00		Leiter L3 Spitzenwert des integrierten Stroms des Kondensators
COLPTOC	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

4.12.1.9 Technische Daten

Tabelle 689: COLPTOC - Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz und ohne Oberschwingung
	5% des eingestellten Wertes oder 0,002 × I_n
Anregezeit für Überlaststufe[1)2)]	Üblicherweise 75 ms
Anregezeit für Unterstromstufe[2)3)]	Üblicherweise 26 ms
Rückfallzeit für Überlast- und Alarmstufe	Üblicherweise 60 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	1% des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Auslösegenauigkeit im "Inverse Time"-Modus	10% des theoretischen Wertes oder ±20 ms
Unterdrückung der Oberschwingung für Unterstromstufe	DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wenn n = 2,3,4,5,..

1) Oberschwingungsstrom vor Fehler = 0,5 × I_n, Oberschwingungsfehlerstrom 1,5 × *Anregewert*, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts
3) Oberschwingungsstrom vor Fehler = 1,2 × I_n, Oberschwingungsfehlerstrom 0,8 × *Anregewert*, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen

4.12.1.10 Technische Änderungshistorie

Tabelle 690: COLPTOC Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Interne Verbesserung.

4.12.2 Unsymmetrieschutz für Kondensatorbänke (CUBPTOC)

4.12.2.1 Kennung

Tabelle 691: Funktionskennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Unsymmetrieschutz für Kondensatorbänke	CUBPTOC	dI>C	51NC-1

4.12.2.2 Funktionsblock

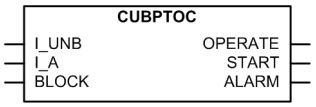


Abb. 399: Funktionsblocksymbol

4.12.2.3 Funktionalität

Die Unsymmetrie-Schutzfunktion für Kondensatorbänke CUBPTOC wird zum Schutz von Kondensatorbänken mit doppeltem Y-Anschluss vor internen Fehlern verwendet. CUBPTOC eignet sich für den intern abgesicherter, extern abgesicherter und ungesicherter Anwendungen.

CUBPTOC verfügt über zwei Auslösestufen, d.h. Auslösestufe und Alarmstufe. In der Auslösestufe wird CUBPTOC angeregt, wenn die gemessene Unsymmetrie den eingestellten Grenzwert überschreitet. Die Auslösezeitkennlinie kann entweder als unabhängige Zeit (DT) oder als abhängige Zeit (IDMT) festgelegt werden. Die Auslösung in der Alarmstufe basiert auf der unabhängigen Kennlinie oder auf dem Zähler für fehlerhafte Elemente einer Kondensatorbank.

CUBPTOC verfügt über eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Zeitgeber oder die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.12.2.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Operation* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus". Der Unsymmetrieschutz für Kondensatorbänke arbeitet auf der Grundlage des DFT-Messmodus.

Die Arbeitsweise von CUBPTOC lässt sich mithilfe des nachfolgenden Logikdiagramms darstellen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

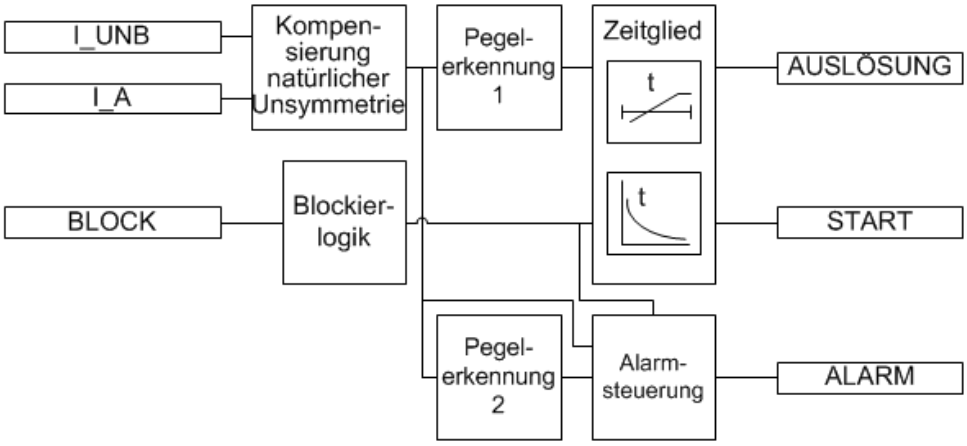


Abb. 400: Logikdiagramm

Kompensation der natürlichen Unsymmetrie

Eine Kondensatorbank-Konfiguration mit doppeltem Standard-Y-Anschluss ist in Abbildung 401 dargestellt. Die Grundfrequenzkomponente einer Unsymmetrie wird am gemeinsamen Neutralpunkt gemessen, an dem die beiden symmetrischen Teile einer Kondensatorbank angeschlossen sind, das heißt zwischen Sternpunkt 1 und Sternpunkt 2.

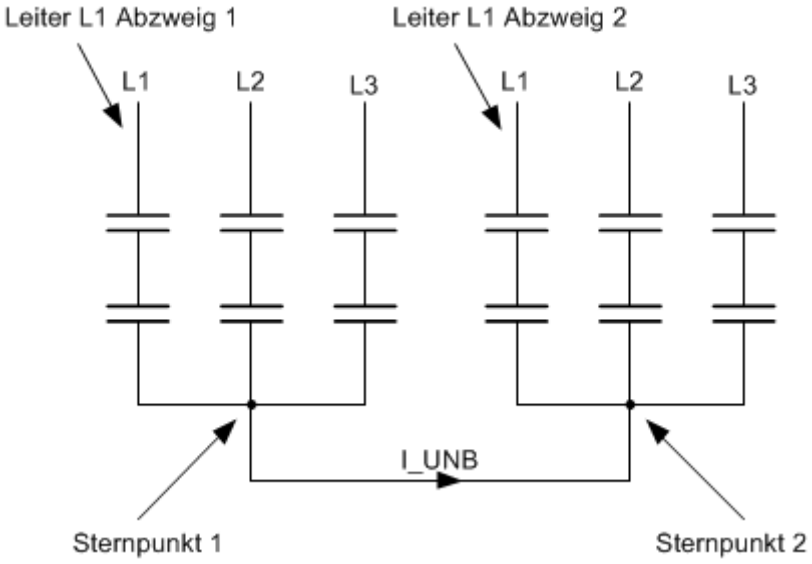


Abb. 401: Kondensatorbank mit doppeltem Y-Anschluss

Der Phasenwinkel der gemessenen Grundfrequenzkomponente der Unsymmetrie I_UNB wird unter Verwendung des Leiterstroms I_L1 als Bezugswert synchronisiert.

$$\angle\overline{I_{unb}} = \angle\overline{I_UNB} - \angle\overline{I_A}$$

(Gleichung 146)

In einem Schaltkreis mit einer dreiphasigen Kondensatorbank mit Sternpunktanschluss kann eine natürliche Unsymmetrie bis zu einem gewissen Betrag durch den Neutralpunkt fließt. Dies hängt hauptsächlich mit den fertigungsbedingten Toleranzen von Kondensatorbänken zusammen. Vor der Verwendung der gemessenen Unsymmetrie für die Funktionsauslösung ist die natürliche Unsymmetrie zu kompensieren. Wenn kein Fehler in der Kondensatorbank vorliegt, muss die natürliche Unsymmetrie aufgezeichnet werden. Die Aufzeichnung wird über den Befehl *Record unbalance* über den Menüpfad **Control/CUBPTOC** ausgelöst. Wenn in *Record unbalance* der Wert “Record” ausgewählt wird, dann wird die gemessene Unsymmetrie $\bar{I}_{Unb}$ als natürliche Unsymmetrie eingestuft $\bar{I}_{NatUnb}$ und als Bezugswert gespeichert. Die Amplitude und der Winkel der aufgezeichneten natürlichen Unsymmetrie I_AMPL_NAT und I_ANGL_NAT stehen in der Ansicht Überwachte Daten zur Verfügung.

Nachdem nun die natürliche Unsymmetrie aufgezeichnet wurde, wird sie bei jeder Ausführung der Funktion von der gemessenen Unsymmetrie $\bar{I}_{Unb}$ subtrahiert, um die kompensierte Unsymmetrie $\bar{I}_{CompUnb}$ zu erhalten, wie in Abbildung 402 dargestellt.

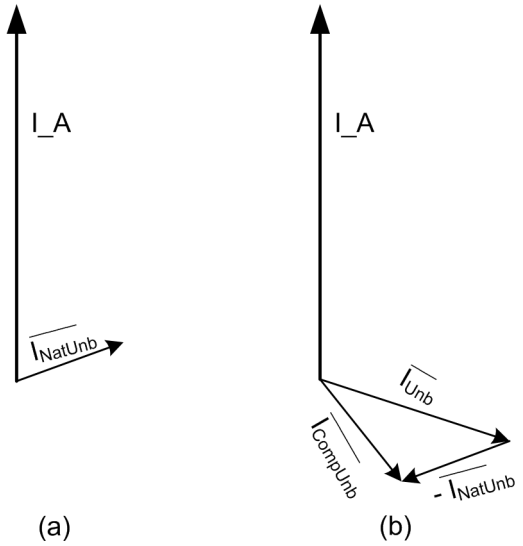


Abb. 402: Kompensation der natürlichen Unsymmetrie. (a) Normale Bedingungen zum Zeitpunkt der Aufzeichnung der natürlichen Unsymmetrie (b) Kompensation der Unsymmetrie bei einem Fehler

Die Kompensation der natürlichen Unsymmetrie wird über die Einstellung *Natural Comp Enable* aktiviert. Wenn *Natural Comp Enable* auf "FALSE" gesetzt wird, dann wird die Unsymmetrie nicht kompensiert. Wenn *Natural Comp Enable* auf "TRUE" gesetzt wird, dann wird die kompensierte Unsymmetrie auf Grundlage der Gleichung berechnet.

$$\bar{I}_{CompUnb} = \bar{I}_{Unb} - \bar{I}_{NatUnb}$$

(Gleichung 147)

Die Amplitude I_AMPL_COMP und der Winkel I_ANGL_COMP der kompensierten Unsymmetrie $\bar{I}_{CompUnb}$ stehen in der Ansicht Überwachte Daten zur Verfügung.

Pegelerkennung 1

Die berechnete kompensierte Unsymmetrie I_AMPL_COMP wird mit dem eingestellten *Start value* verglichen. Überschreitet I_AMPL_COMP den eingestellten *Start value*, sendet die Pegelerkennung 1 ein Aktivierungssignal an das Zeitgebermodul 1.

Zeitgeber 1

Sobald das Zeitgebermodul 1 aktiviert wird, aktiviert es den Ausgang `START`. Abhängig vom Wert der Einstellung *Typ Auslösekennlinie* entspricht die Zeitkennlinie DT oder IDMT. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den Wert *Operate delay time* im unabhängigen Zeitmodus oder den in der abhängigen Zeitkurve definierten Maximalwert erreicht, wird der Ausgang `OPERATE` aktiviert. Wenn die vom

Benutzer programmierbare abhängige Zeitkennlinie gewählt wird, werden die Auslösezeit-Kennlinien durch die Parameter *Curve parameter A*, *Curve parameter B*, *Curve parameter C* und *Curve parameter E* definiert.

In einer Rückfallsituation, d. h. wenn ein Fehler plötzlich verschwindet, bevor die Auslöseverzögerung überschritten ist, wird der Rücksetzzustand des Zeitgebers 1 aktiviert. Das Verhalten des Zeitgebers 1 im Rücksetzzustand ist abhängig von der Kombination der Einstellungen für die Auslösekennlinie und *Reset delay time*. Wenn die unabhängige Kennlinie ausgewählt wurde, läuft der Rücksetzzeitgeber, bis der festgelegte Wert der Einstellung *Reset delay time* überschritten wird. Wenn die abhängigen Kennlinien gewählt werden, erfolgt eine unverzögerte Rücksetzung. Der Ausgang `START` wird nach Ablauf des Rücksetzzeitgebers deaktiviert.

Die Einstellung *Zeitmultiplikator* wird zur Skalierung der abhängigen Auslöse- und -Rücksetzzeiten verwendet.

Der Einstellungsparameter *Minimale Auslösezeit* legt die gewünschte minimale Auslösezeit für die abhängige Kurve fest. Diese Einstellung ist nur relevant, wenn die abhängigen Zeitkennlinie verwendet werden.

Setzen Sie die Einstellung für *Minimale Auslösezeit* umsichtig ein: die Auslösezeit richtet sich nach der abhängigen Zeitkennlinie, aber sie muss mindestens den Wert der Einstellung *Minimale Auslösezeit* betragen.

Das Zeitgebermodul 1 berechnet den Wert der Startdauer START_DUR. Dieser gibt das Perzentilverhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Bei einer typischen Konfiguration mit doppeltem Y-Anschluss (Abbildung 401) gibt es in jedem Leiter zwei Zweige und folglich werden sechs einzelne Zähler COUNT_BR1_A, COUNT_BR2_A, COUNT_BR1_B, COUNT_BR2_B, COUNT_BR1_C und COUNT_BR2_C betrieben. Auf der Grundlage des Phasenwinkels der kompensierten Unsymmetrie I_ANGL_COMP wird der Leiter und der Zweig erkannt, in dem der Elementefehler aufgetreten ist. Die Lage des Elementefehlers hängt dennoch auch vom Kondensatorbanktypen, d.h. ob interne oder externe Sicherungen verwendet werden. Die Einstellung *Fuse location* wird verwendet, um den Kondensatorbanktypen auf “Extern” oder “Intern” zu setzen.

Bei einer Kondensatorbank mit externer Sicherung werden die Lage des Elementefehlers und die entsprechend zu inkrementierenden Zähler auf der Grundlage des Phasenwinkels der kompensierten Unsymmetrie ermittelt.

Tabelle 692: Lage des Elementefehlers und zu inkrementierende Zähler bei externen Sicherungen

Phasenwinkel der kompensierten Unsymmetrie (Grad)	Leiter und Zweig des Elemente-fehlers	Zu inkrementierende Zähler
-15...+15	Leiter L1, Zweig 1	COUNT_BR1_A
-15...-45	Leiter L1, Zweig 1 Leiter L3, Zweig 2	COUNT_BR1_A COUNT_BR2_C
-45...-75	Leiter L3, Zweig 2	COUNT_BR2_C
-75...-105	Leiter L2, Zweig 1 Leiter L3, Zweig 2	COUNT_BR1_B COUNT_BR2_C
-105...-135	Leiter L2, Zweig 1	COUNT_BR1_B
-135...-165	Leiter L2, Zweig 1 Leiter L1, Zweig 2	COUNT_BR1_B COUNT_BR2_A
-165...-180	Leiter L1, Zweig 2	COUNT_BR2_A
+165...+180	Leiter L1, Zweig 2	COUNT_BR2_A
+135...+165	Leiter L3, Zweig 1 Leiter L1, Zweig 2	COUNT_BR1_C COUNT_BR2_A
+105...+135	Leiter L3, Zweig 1	COUNT_BR1_C
+75...+105	Leiter L3, Zweig 1 Leiter L2, Zweig 2	COUNT_BR1_C COUNT_BR2_B
+45...+75	Leiter L2, Zweig 2	COUNT_BR2_B
+15...+45	Leiter L1, Zweig 1 Leiter L2, Zweig 2	COUNT_BR1_A COUNT_BR2_B

Wenn die Kondensatorbank keine Sicherungen hat, dann sollte die Einstellung *Fuse location* auf “Extern” gesetzt werden, und Tabelle 692 kann verwendet werden, um die Lage des Elementefehlers festzustellen.

Ist die kompensierte Unsymmetrie I_AMPL_COMP drei Mal größer als der eingestellte Wert *Alarm value*, dann wird angenommen, dass die externe Sicherung durchgebrannt ist. Bei einer durchgebrannten internen Sicherung werden die Lage des Elementefehlers und die entsprechend zu inkrementierenden Zähler auf der Grundlage des Phasenwinkels der kompensierten Unsymmetrie ermittelt.

Tabelle 693: Lage des Elementefehlers und zu inkrementierende Zähler bei durchgebrannten internen Sicherungen

Phasenwinkel der kompensierten Unsymmetrie (Grad)	Leiter und Zweig des Elemente-fehlers	Zu inkrementierende Zähler
-15...+15	Leiter L1, Zweig 2	COUNT_BR2_A
-15... -45	Leiter L1, Zweig 2 Leiter L3, Zweig 1	COUNT_BR2_A COUNT_BR1_C
-45...-75	Leiter L3, Zweig 1	COUNT_BR1_C
-75...-105	Leiter L2, Zweig 2 Leiter L3, Zweig 1	COUNT_BR2_B COUNT_BR1_C
-105...-135	Leiter L2, Zweig 2	COUNT_BR2_B
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Phasenwinkel der kompensierten Unsymmetrie (Grad)	Leiter und Zweig des Elemente-fehlers	Zu inkrementierende Zähler
-135...-165	Leiter L2, Zweig 2 Leiter L1, Zweig 1	COUNT_BR2_B COUNT_BR1_A
-165...-180	Leiter L1, Zweig 1	COUNT_BR1_A
+165...+180	Leiter L1, Zweig 1	COUNT_BR1_A
+135...+165	Leiter L3, Zweig 2 Leiter L1, Zweig 1	COUNT_BR2_C COUNT_BR1_A
+105...+135	Leiter L3, Zweig 2	COUNT_BR2_C
+75...+105	Leiter L3, Zweig 2 Leiter L2, Zweig 1	COUNT_BR2_C COUNT_BR1_B
+45...+75	Leiter L2, Zweig 1	COUNT_BR1_B
+15...+45	Leiter L1, Zweig 2 Leiter L2, Zweig 1	COUNT_BR2_A COUNT_BR1_B

Nachdem die Zeit *Alarm delay time* abgelaufen ist, wird der entsprechende Zählerwert basierend auf dem Betrag der Unsymmetrie inkrementiert. Beträgt I_AMPL_COMP weniger als das Eineinhalbfache der Einstellung *Alarm value*, dann wird der Zähler um eins inkrementiert. Beträgt I_AMPL_COMP zwischen dem Eineinhalbfachen und dem Zweieinhalbfachen der Einstellung *Alarm value*, wird der Zähler um zwei inkrementiert und so weiter.

Normalerweise liegt die Einstellung *Alarm value* etwa 0,1 Prozent unter dem Wert der von einem fehlerhaften Element verursachten Unsymmetrie. Der Einstellwert ist sorgfältig zu wählen, da ein geringfügig geringerer Wert zu Situationen führen kann, in denen mehr Fehler angezeigt werden als eigentlich vorhanden sind. Eine zu hohe Einstellung führt dazu, dass Fehler nicht erkannt werden.

Die Zählerwerte COUNT_BR1_A, COUNT_BR2_A, COUNT_BR1_B, COUNT_BR2_B, COUNT_BR1_C und COUNT_BR2_C stehen in der Ansicht Überwachte Daten zur Verfügung. Die Gesamtanzahl der Elementefehler in Kondensatorbänken mit doppeltem Y-Anschluss, FAIL_COUNT, steht in der Ansicht Überwachte Daten zur Verfügung.

Der Ausgang `ALARM` wird aktiviert, wenn der Wert von FAIL_COUNT die Einstellung *Element failure limit* überschreitet.

Die Zählerwerte können über *CUBPTOC counters* im Menü Löschen gelöscht werden.

Pegelerkennung 2

Die berechnete kompensierte Unsymmetrie I_AMPL_COMP wird mit dem eingestellten *Alarm start value* verglichen. Überschreitet I_AMPL_COMP den eingestellten *Alarm start value*, sendet die Pegelerkennung 2 ein Aktivierungssignal an das Alarmsteuerungsmodul.

Alarmsteuerung

Je nach Einstellung *Alarm mode*, erfolgt die Auslösung der Alarmstufe gemäß dem “Normal mode” oder “Element counter mode”.

Im “Normal mode” entspricht die Zeitkennlinie der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Alarm-Zeitgeber den über *Alarm delay time* festgelegten Wert erreicht, wird der Ausgang ALARM aktiviert. Wenn der Fehler verschwindet, bevor der Alarm aktiviert wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert.

Der Modus “Element counter mode” wird eingesetzt, um fehlerhafte Elemente der Kondensatorbank zu ermitteln und die Anzahl der Elementefehler in jedem Zweig und in jeder Leitung zu zählen. Nach der Aktivierung inkrementiert das Modul die entsprechenden Elementefehler-Zähler nach Verstreichen der eingestellten *Alarm delay time*.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden vom Eingang BLOCK und der globalen Einstellung **Konfiguration/System/ Blockiermodus** gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Geräteprogramms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Block OPERATE output" arbeitet CUBPTOC normal, der Ausgang OPERATE wird jedoch nicht aktiviert.

4.12.2.5 Anwendung

CUBPTOC wurde für den Schutz gegen interne Fehler in Kondensatorbänken mit doppeltem Y-Anschluss konzipiert. Dieser Unsymmetrieschutz erkennt eine Unsymmetrie in der Kondensatorbank, die durch durchgebrannte Sicherungen oder Kurzschlüsse an Buchsen oder zwischen Kondensatoreinheiten und den Geräterahmen in die sie eingesetzt sind, entstehen.

Normalerweise sind Kondensatoreinheiten so ausgelegt, dass sie 110 Prozent der Bemessungsspannung dauerhaft verkraften. Fällt ein Element in einer Kondensatorbank aus, dann erfahren die übrigen intakten Elemente einen Spannungsanstieg. Falls die Spannung den Bemessungspegel von 110 Prozent übersteigt, kann dies zu einem Ausfall der intakten Elemente der Kondensatorbank führen und schließlich zum Ausfall der gesamten Kondensatorbank. Da die Unsymmetrie in einem Kondensator sich direkt proportional zu Elementefehlern verhält, bietet der Unsymmetrieschutz eine wirkungsvolle Lösung zur Erkennung von Elementefehlern in Kondensatorbänken. Die Unsymmetrieschutzfunktion wird in der

Regel im Rahmen der dreiphasigen Überlastschutzfunktion für Kondensatorbänke eingesetzt, um die Empfindlichkeit des Kondensatorbankschutzes zu steigern.

Aufgrund des zweistufigen Unsymmetrieschutzes (Auslöse- und Alarmstufe) und der Funktion zur Kompensation der natürlichen Unsymmetrie, kann der Schutz von Kondensatorbänken mit internen Sicherungen mit einer äußerst hohen Empfindlichkeit umgesetzt werden. Außerdem bietet CUBPTOC über die Berechnung der Differential-Unsymmetrie eine ausgeklügelte Methode zur Erkennung der Anzahl fehlerhafter Elemente für jeden Leiter.

Die Unsymmetrie-Schutzfunktion kann für Kondensatorbänke mit internen, externen und ohne Sicherungen verwendet werden. Da einer Kondensatorbank ohne Sicherungen die Sicherungen einzelner Kondensatoreinheiten fehlen, ist der Unsymmetrieschutz bei solchen Anwendungen wesentlich kritischer.

Wenn ein einzelnes Element ausfällt, entsteht eine Unsymmetrie. Treten immer mehr Fehler auf, dann steigt die Unsymmetrie an und CUBPTOC löst einen Alarm aus. Der Alarmpegel wird normalerweise auf 50 Prozent des zulässigen Gesamtpegels eingestellt. Die Kondensatorbank muss außer Betrieb genommen und die defekten Einheiten ausgetauscht werden. Wird dies nicht gemacht, dann wird die Kondensatorbank bei Überschreiten der maximal zulässigen Unsymmetrie ausgelöst.

Treten zwei Fehler gleichzeitig im selben Leiter aber in unterschiedlichen Zweigen auf, entsteht keine Veränderung in der Unsymmetrie und CUBPTOC erkennt diese Art von Fehler nicht.

Treten zwei Fehler gleichzeitig im selben Zweig aber in unterschiedlichen Leitern auf, kann dies zu einem Phasenwinkel führen, der dem eines einzigen Fehlers im Zweig gleicht. Daher zeigt der Elementefehler-Zähler dann nur einen Fehler statt zwei an.

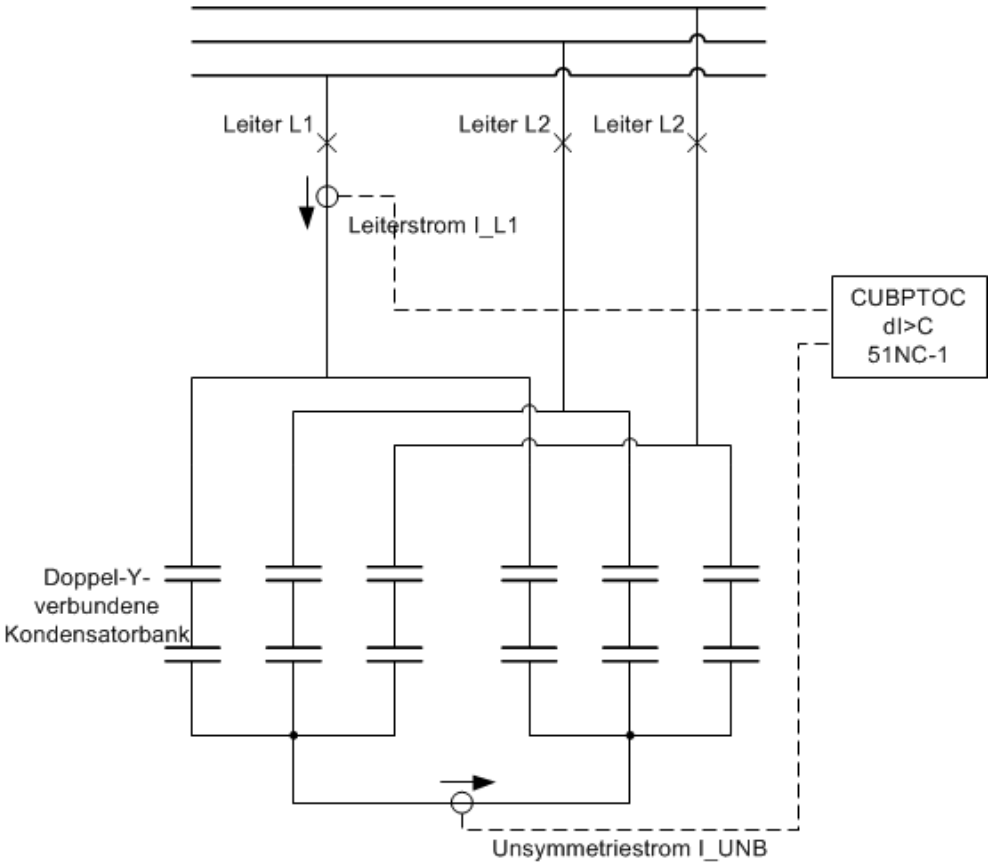


Abb. 403: Beispiel eines Unsymmetrieschutzes für eine Kondensatorbank mit doppeltem Y-Anschluss

Damit die Funktion CUBPTOC arbeitet, sind der analoge Leiterstrom-Eingang `I_L1` und die Unsymmetrie `I_UNB` am Gerät anzuschließen.

Schritte zur Messung der natürlichen Unsymmetrie

1. Die Einstellung *Natural Comp Enable* muss auf “TRUE” eingestellt werden.
2. Die Kondensatorbank muss aktiviert sein.
3. Die Unsymmetrie der Kondensatorbank `I_COM_AMPL` wird in den Überwachten Daten beobachtet.
4. Der Befehl *Record unbalance* wird über die Auswahl des Werts “Record” aktiviert, der den Bezugswert der Unsymmetrie für die zukünftige Berechnung der Unsymmetrien speichert.
5. Es wird erneut geprüft, ob die kompensierte Unsymmetrie (`I_COM_AMPL`) etwa Null beträgt.

Die Aufzeichnung der natürlichen Unsymmetrie sollte nur unter konstanten Bedingungen und unter der Annahme, dass sich alle Elemente der Kondensatorbank in Betrieb befinden erfolgen.

4.12.2.6 Signale

Tabelle 694: CUBPTOC Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_UNB	REAL	0,0	Kondensatorbank Unsymmetriestrom
I_L1	REAL	0,0	Leiter L1 Strom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 695: CUBPTOC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
START	BOOLEAN	Start
ALARM	BOOLEAN	Alarm

4.12.2.7 Einstellungen

Tabelle 696: CUBPTOC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Alarmmodus	1=Normal 2=Elementezähler			1=Normal	Betriebsmodus für Alarmstufe
Startwert	0,01...1,00	xIn	0,01	0,10	Startwert
Alarmstartwert	0,01...1,00	xIn	0,01	0,05	Alarmstartwert
Zeitmultiplikator	0,05...15,00		0,01	1,00	Zeitmultiplikator in IEC/ANSI IDMT Kurven
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt					

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Typ Auslösekennlinie	1=ANSI Ext. invers 2=ANSI stark inv. 3=ANSI norm. inv. 4=ANSI Mod. inv. 5=unabhängige (ANSI) Zeit 6=Langzeit extrem inv. 7=Langzeit stark inv. 8=Langzeit inv. 9=IEC norm. inv. 10=IEC stark inv. 11=IEC inv. 12=IEC extrem inv. 13=IEC kurzzeit inv. 14=IEC langzeit inv 15=unabhängige (IEC) Zeit 17=Programmier-bar 18=RI-Typ 19=RD-Typ			15=unabhängige (IEC) Zeit	Auswahl des Zeitverzögerungskurven-typs
Auslöseverzögerung	50...200000	ms	10	5000	Auslöseverzögerung
Alarmverzögerungszeit	50...200000	ms	10	200000	Alarmverzögerungszeit

Tabelle 697: CUBPTOC Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Sicherungsposition	1=Intern 2=Extern			1=Intern	Position der Kondensatorsicherung
Elementausfallgrenze	1...100		1	3	Elementausfallgrenze, bei deren Über-schreiten der Alarm aktiviert
Natürliche Kompensation aktivieren	0=False 1=True			0=False	Natürliche Unsymmetriekompensation aktivieren

Tabelle 698: CUBPTOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Kurvenparameter A	0,00860...120,00000		1	28,20000	Parameter A für anwenderprogrammier-bare Kennlinie
Kurvenparameter B	0,00000...0,71200		1	0,12170	Parameter B für anwenderprogrammier-bare Kennlinie
Kurvenparameter C	0,02...2,00		1	2,00	Parameter C für anwenderprogrammier-bare Kennlinie
Kurvenparameter E	0,0...1,0		1	1,0	Parameter E für anwenderprogrammier-bare Kennlinie

Tabelle 699: CUBPTOC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Rückfallzeitverzögerung	0...60000	ms	1	20	Rückfallzeitverzögerung
Minimale Auslösezeit	20...60000	ms	1	20	Minimale Zeitverzögerung für stromabhängige Auslösekennlinien

4.12.2.8 Überwachte Daten

Tabelle 700: CUBPTOC Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
START_DAU	FLOAT32	0,00...100,00	%	Verhältnis von Startzeit / Auslösezeit
I_NAT_AMPL	FLOAT32	0,00...5,00	xIn	Aufgezeichnete natürliche Unsymmetrie-Stromamplitude
I_NAT_ANGL	FLOAT32	-179,00...179,00	Grad	Aufgezeichneter natürlicher Unsymmetrie-Stromwinkel
I_COM_AMPL	FLOAT32	0,00...5,00	xIn	Kompensierte Unsymmetrie-Stromamplitude
I_COM_ANGL	FLOAT32	-179,00...179,00	Grad	Kompensierter Unsymmetrie-Stromwinkel
COUNT_BR1_L1	INT32	0...2147483647		Anzahl der Elementausfälle in branch1 Leiter L1
COUNT_BR2_L1	INT32	0...2147483647		Anzahl der Elementausfälle in branch2 Leiter L1
COUNT_BR1_L2	INT32	0...2147483647		Anzahl der Elementausfälle in branch1 Leiter L2
COUNT_BR2_L2	INT32	0...2147483647		Anzahl der Elementausfälle in branch2 Leiter L2
COUNT_BR1_L3	INT32	0...2147483647		Anzahl der Elementausfälle in branch1 Leiter L3
COUNT_BR2_L3	INT32	0...2147483647		Anzahl der Elementausfälle in branch2 Leiter L3
FAIL_COUNT	INT32	0...2147483647		Gesamtzahl der Elementausfälle
CUBPTOC	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status
I-unb	FLOAT32	0,00...5,00	xIn	Gemessene Erdungs-Unsymmetrie-Stromamplitude

4.12.2.9 Technische Daten

Tabelle 701: CUBPTOC - Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz
	1,5% des eingestellten Wertes oder 0,002 × I_n
Anregezeit[1)2)]	Üblicherweise 26 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Auslösegenauigkeit im unabhängigen Modus	1% des theoretischen Wertes oder ±20 ms
Auslösezeit-Genauigkeit im "Inverse Definite Minimum Time"-Modus	5% des theoretischen Wertes oder ±20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wenn n = 2,3,4,5,..

1) Grundfrequenzstrom = 1,0 × I_n, Strom vor Fehler = 0,0 × I_n, Fehlerstrom = 2,0 × *Anregewert*, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.12.2.10 Technische Änderungshistorie

Tabelle 702: CUBPTOC Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Auswahlname für aufgezeichnete Unsymmetrie geändert.

4.12.3 Dreiphasiger Unsymmetrieschutz für H-Brücken für Kondensatorbänke (HCUBPTOC)

4.12.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Dreiphasiger Unsymmetrieschutz für H-Brücken für Kondensatorbänke	HCUBPTOC	3dI>C	51NC-2

4.12.3.2 Funktionsblock

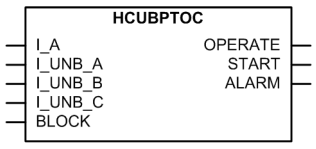


Abb. 404: Funktionsblocksymbol

4.12.3.3 Funktionalität

Die dreiphasige Unsymmetrieschutz für H-Brücken für Kondensatorbänke HCUBPTOC wird zum Schutz von Kondensatorbänken mit H-Brücke vor internen Fehlern verwendet. HCUBPTOC eignet sich für den intern abgesicherter, extern abgesicherter und ungesicherter Anwendungen.

HCUBPTOC verfügt über zwei Auslösestufen, die Auslösestufe und die Alarmstufe. In der Auslösestufe wird HCUBPTOC angeregt, wenn die gemessene Unsymmetrie den eingestellten Grenzwert überschreitet. Die Auslösezeitkennlinie kann entweder als unabhängige Zeit (DT) oder als abhängige Zeit (IDMT) festgelegt werden. In der Alarmstufe wird der Alarm angeregt, wenn die gemessene Unsymmetrie den eingestellten Alarm-Grenzwert überschreitet. Die Alarm-Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie.

HCUBPTOC beinhaltet eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Zeitgeber oder die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

4.12.3.4 Funktionsweise

Die Funktion kann über die Einstellung "Operation" aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Der dreiphasige Unsymmetrieschutz für Kondensatorbänke arbeitet auf der Grundlage des DFT-Messmodus. Die Arbeitsweise von HCUBPTOC lässt sich mithilfe des nachfolgenden Logikdiagramms darstellen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

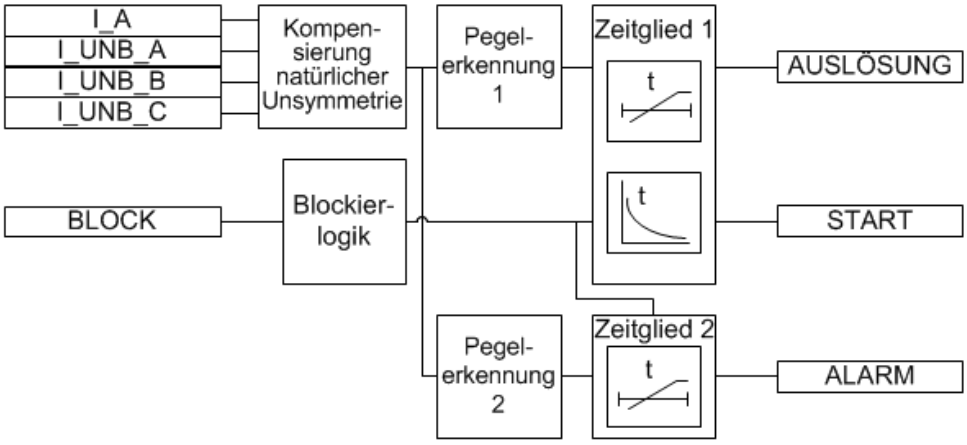


Abb. 405: Logikdiagramm der Funktion

Kompensation der natürlichen Unsymmetrie

Bei einer Konfiguration des dreiphasigen Kondensatorbänken mit Anschluss an der H-Brücke, werden die Unsymmetrien `I_UNB_A`, `I_UNB_B` und `I_UNB_C` an den gemeinsamen Punkten der H-Brücke gemessen.

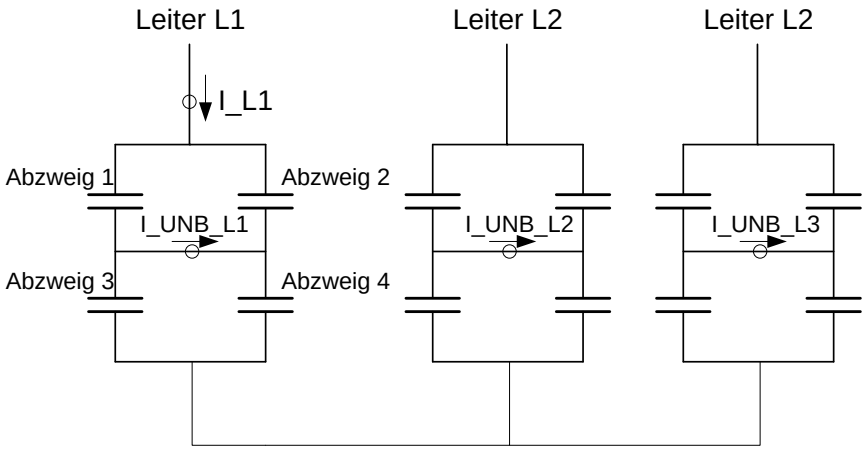


Abb. 406: Kondensatorbank mit H-Brücken-Anschluss

Die Phasenwinkel der gemessenen dreiphasigen Unsymmetrie werden mit dem Leiterstrom I_L1 als Bezugswert synchronisiert. Der Phasenwinkel der Unsymmetrie aus Leiter L1 kann über die folgende Gleichung berechnet werden.

$$\angle\overline{I_{Unb_A}} = \angle\overline{I_UNB_A} - \angle\overline{I_A}$$

(Gleichung 148)

Ein Schaltkreis mit einer dreiphasigen Kondensatorbank mit H-Brücken-Anschluss kann eine natürliche Unsymmetrie bis zu einem gewissen Betrag aufweisen, die durch die gemeinsamen Punkte der H-Brücke fließt. Dies hängt hauptsächlich mit den fertigungsbedingten Toleranzen von Kondensatorbänken zusammen. Daher ist vor der Verwendung der gemessenen Unsymmetrie für die Funktionsauslösung, die natürliche Unsymmetrie zu kompensieren.

Wenn kein Fehler in der Kondensatorbank vorliegt, muss die natürliche Unsymmetrie aufgezeichnet werden. Die Aufzeichnung wird über den Befehl *Record unbalance* über den Menüpfad **Control/HCUBPTOC** ausgelöst. Die natürliche Unsymmetrie wird gleichzeitig für alle Leiter aufgezeichnet. Hierzu wird der Befehl *Record unbalance* auf “Record all phases” eingestellt. Alle natürlichen Unsymmetrien können auch für einzelne Leiter separat aufgezeichnet werden, indem der Befehl *Record unbalance* auf “Record phase A” oder “Record phase B” oder “Record phase C” eingestellt wird. Wenn in *Record unbalance* der Wert “Record” ausgewählt wird, dann wird die gemessene dreiphasige Unsymmetrie $\overline{I_{Unb_A}}, \overline{I_{Unb_B}}, \overline{I_{Unb_C}}$, als natürliche Unsymmetrie jedes einzelnen Leiters eingestuft und als Bezugswert gespeichert. Die Amplitude und der Winkel der pro Leiter aufgezeichneten natürlichen Unsymmetrie `I_NAT_AMPL_A`, `I_NAT_ANGL_A`, `I_NAT_AMPL_B`, `I_NAT_ANGL_B`, `I_NAT_AMPL_C` und `I_NAT_ANGL_C` stehen in der Ansicht Überwachte Daten zur Verfügung.

Nach der Aufzeichnung der natürlichen Unsymmetrie, wird die natürliche Unsymmetrie pro Leiter bei weiteren Ausführungen der Funktion von der im entsprechenden Leiter gemessenen Unsymmetrie subtrahiert ($\overline{I_{Unb}}$), um die kompensierte Unsymmetrie zu erhalten ($\overline{I_{CompUnb}}$) .

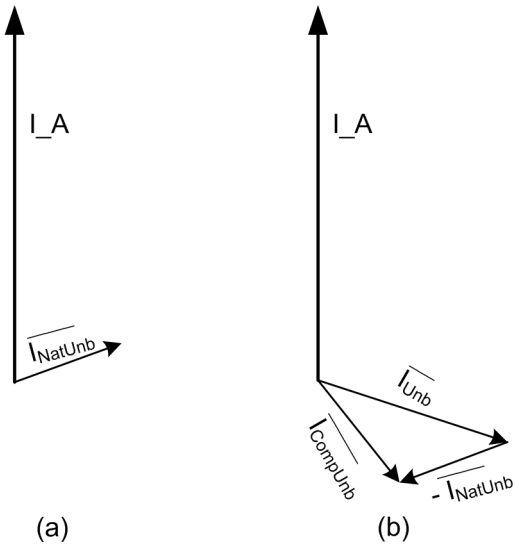


Abb. 407: Kompensation der natürlichen Unsymmetrie. (a) Normale Bedingungen zum Zeitpunkt der Aufzeichnung der natürlichen Unsymmetrie (b) Kompensation der Unsymmetrie bei einem Fehler

Die Kompensation der natürlichen Unsymmetrie pro Leiter wird jeweils über die Einstellungen *Natural Comp Ena PhA*, *Natural Comp Ena PhB* und *Natural Comp Ena PhC* aktiviert. Wenn beispielsweise *Natural Comp Ena PhA* auf "FALSE" gesetzt wird, dann wird die Unsymmetrie nicht kompensiert. Wenn *Natural Comp Ena PhA* auf "TRUE" gesetzt wird, dann wird die kompensierte Unsymmetrie für Leiter L1 auf Grundlage der Gleichung berechnet.

$$\overline{I_{CompUnb_A}} = \overline{I_{Unb_A}} - \overline{I_{NatUnb_A}}$$

(Gleichung 149)

$I_{CompUnb_A}$	Leiter L1 - kompensierte Unsymmetrie
I_{Urb_A}	Leiter L1 - gemessene Unsymmetrie
I_{NatUnb_A}	Leiter L1 - aufgezeichnete natürliche Unsymmetrie

Die Amplitude und der Winkel der pro Leiter kompensierten Unsymmetrie `I_COM_AMPL_A`, `I_COM_ANGL_A`, `I_COM_AMPL_B`, `I_COM_ANGL_B`, `I_COM_AMPL_C` und `I_COM_ANGL_C` stehen in der Ansicht Überwachte Daten zur Verfügung.

Die Phasenwinkel der Unsymmetrie zeigen den Zweig eines fehlerhaften Elements in der Kondensatorbank an. Bei einer Kondensatorbank mit interner Sicherung wird die Lage des Elementefehlers auf Grundlage des Phasenwinkels der kompensierten Unsymmetrie ermittelt.

Tabelle 703: Erkennung eines Elementefehlers bei Kondensatorbänken mit interner Sicherung

Bezeichnung des Phasenwinkels	Phasenwinkel der Unsymmetrie	Lage des Elementefehler-Zweigs (Abbildung 406)
I_COM_ANGL_A	~+180^0	Leiter L1 - Zweig 1 oder Leiter L1 - Zweig 4
I_COM_ANGL_A	~0^0	Leiter L1 - Zweig 2 oder Leiter L1 - Zweig 3
I_COM_ANGL_B	~+60^0	Leiter L2 - Zweig 1 oder Leiter L2 - Zweig 4
I_COM_ANGL_B	~-120^0	Leiter L2 - Zweig 2 oder Leiter L2 - Zweig 3
I_COM_ANGL_C	~-60^0	Leiter L3 - Zweig 1 oder Leiter L3 - Zweig 4
I_COM_ANGL_C	~+120^0	Leiter L3 - Zweig 2 oder Leiter L3 - Zweig 3

Werden externe Sicherungen eingesetzt, dann verläuft die Unsymmetrie entgegen der Stromrichtung der Kondensatorbank, in der interne Sicherungen eingesetzt werden.

Tabelle 704: Erkennung eines Elementefehlers bei Kondensatorbänken mit externer Sicherung

Bezeichnung des Phasenwinkels	Phasenwinkel der Unsymmetrie	Lage des Elementefehler-Zweigs (Abbildung 406)
I_COM_ANGL_A	~0^0	Leiter L1 - Zweig 1 oder Leiter L1 - Zweig 4
I_COM_ANGL_A	~+180^0	Leiter L1 - Zweig 2 oder Leiter L1 - Zweig 3
I_COM_ANGL_B	~-120^0	Leiter L2 - Zweig 1 oder Leiter L2 - Zweig 4
I_COM_ANGL_B	~+60^0	Leiter L2 - Zweig 2 oder Leiter L2 - Zweig 3
I_COM_ANGL_C	~+120^0	Leiter L3 - Zweig 1 oder Leiter L3 - Zweig 4
I_COM_ANGL_C	~-60^0	Leiter L3 - Zweig 2 oder Leiter L3 - Zweig 3

Pegelerkennung 1

Die pro Leiter kompensierten Unsymmetrien `I_COM_AMPL_A`, `I_COM_AMPL_B` und `I_COM_AMPL_C` werden mit dem eingestellten Wert *Start value* verglichen. Wenn die kompensierte Unsymmetrie in einem oder mehr Leitern den eingestellten Wert *Start value* überschreiten, dann sendet das Pegelerkennungsmodul 1 das Aktivierungssignal an das Zeitgebermodul 1.

Zeitgeber 1

Sobald das Zeitgebermodul 1 aktiviert wird, aktiviert es den Ausgang START. Abhängig vom Wert der Einstellung *Operating curve type* entspricht die Zeitkennlinie DT oder IDMT. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den Wert *Auslösezeit* im unabhängigen Zeitmodus oder den in der abhängigen Zeitkurve definierten Maximalwert erreicht, wird der Ausgang AUS (Auslösung) aktiviert.

Wenn die vom Benutzer programmierbare abhängige Zeitkennlinie gewählt wird, werden die Auslösezeit-Kennlinien durch die Parameter *Curve parameter A*, *Curve parameter B*, *Curve parameter C* und *Curve parameter E* definiert.

In einer Rückfallsituation, d. h. wenn ein Fehler plötzlich verschwindet, bevor die Auslöseverzögerung überschritten ist, wird der Rücksetzzustand des Zeitgebers 1 aktiviert. Das Verhalten des Zeitgebers 1 im Rücksetzzustand ist abhängig von der Kombination der Einstellungen für die *Operating curve type* und *Reset delay time*. Wenn die unabhängige Kennlinie ausgewählt wurde, läuft der Rücksetzzeitgeber, bis der festgelegte Wert der Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* überschritten wird. Wenn die abhängigen-Kennlinien gewählt werden, erfolgt eine unverzögerte Rücksetzung. Der Ausgang START wird nach Ablauf des Rücksetzzeitgebers deaktiviert.

Die Einstellung *Time multiplier* wird verwendet, um die abhängigen Auslösezeiten zu skalieren.

Der Einstellungsparameter *Minimale Auslösezeit* legt die gewünschte minimale Auslösezeit für die abhängige Kurve fest. Diese Einstellung ist nur relevant, wenn die abhängigen Zeitkennlinien verwendet werden.

Setzen Sie die Einstellung für *Minimale Auslösezeit* umsichtig ein: die Auslösezeit richtet sich nach der abhängigen Zeitkennlinie aber sie muss mindestens den Wert der Einstellung *Minimale Auslösezeit* betragen.

Der Zeitgeber 1 berechnet den Startdauerwert START_DUR. Dieser gibt das prozentuale Verhältnis zwischen Startsituation und eingestellter Auslösezeit an. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

Pegelerkennung 2

Die pro Leiter kompensierten Unsymmetrien I_COM_AMPL_A, I_COM_AMPL_B und I_COM_AMPL_C werden mit dem eingestellten Wert *Alarm start value* verglichen. Wenn die kompensierte Unsymmetrie in einem oder mehr Leitern den eingestellten Wert *Alarm start value* überschreiten, dann sendet das Pegelerkennungsmodul 2 das Aktivierungssignal an das Zeitgebermodul 2.

Zeitgeber 2

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Alarmzeitgeber. Die Zeitcharakteristik entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Alarm-

Zeitgeber den über *Alarm delay time* festgelegten Wert erreicht, wird der Ausgang ALARM aktiviert.

Wenn der Fehler verschwindet, bevor der Alarm aktiviert wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden vom Eingang BLOCK und der globalen Einstellung **Konfiguration/System/ Blockiermodus** gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Geräteprogramms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslöse-Zeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Block OPERATE output" arbeitet HCUBPTOC normal, der Ausgang OPERATE wird jedoch nicht aktiviert.

4.12.3.5 Anwendung

Kondensatorbänke (Shunt Capacitor Banks, SCBs) sind in Übertragungs- und Verteilungsnetzen als Blindleistungsunterstützung weit verbreitet. SCBs sind an wichtigen Stellen eingebaut, wie beispielsweise in der Nähe von Lastzentren und wirken sich positiv auf die Leistung des elektrischen Netzes aus: gesteigerter Leistungsfaktor, geringere Verluste, verbesserte Netzkapazität und bessere Spannungspegel an Lastpunkten.

Die Terminologie zu ‘Bank’, ‘Einheit’ und ‘Element’ einer Kondensatorbank ist in Abbildung 408 dargestellt.

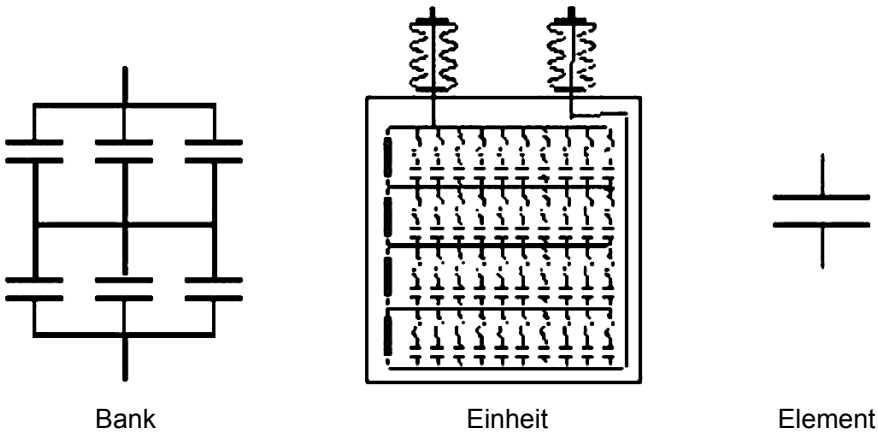


Abb. 408: Bank, Einheit und Element einer Kondensatorbank

HCUBPTOC wurde für den Schutz gegen interne Fehler in Kondensatorbänken mit H-Brücken-Anschluss konzipiert. Dieser Unsymmetrieschutz erkennt eine Unsymmetrie in der Kondensatorbank, die durch durchgebrannte Sicherungen oder Kurzschlüsse an Buchsen oder zwischen Kondensatoreinheiten und den Geräterahmen in die sie eingesetzt sind, entstehen.

Normalerweise sind Kondensatoreinheiten so ausgelegt, dass sie 110 % der Bemessungsspannung dauerhaft verkraften. Fällt ein Element in einer Kondensatorbank aus, dann erfahren die übrigen intakten Elemente einen Spannungsanstieg. Falls die Spannung den Bemessungspegel von 110 % übersteigt, kann dies zu einem Ausfall der intakten Elemente der Kondensatorbank führen und schließlich zum Ausfall der gesamten Kondensatorbank. Da die Unsymmetrie in einem Kondensator sich direkt proportional zu Elementefehlern verhält, bietet der Unsymmetrieschutz eine wirkungsvolle Lösung zur Erkennung von Elementefehlern in Kondensatorbänken. Die Unsymmetrieschutzfunktion wird in der Regel gemeinsam mit der dreiphasigen Überlastschutzfunktion für Kondensatorbänke eingesetzt, um die Empfindlichkeit des Kondensatorbankschutzes zu steigern.

Aufgrund des zweistufigen Unsymmetrieschutzes (Auslöse- und Alarmstufe) und der Funktion zur Kompensation der natürlichen Unsymmetrie, kann der Schutz von Kondensatorbänken mit internen Sicherungen mit einer äußerst hohen Empfindlichkeit umgesetzt werden.

Die Unsymmetrie-Schutzfunktion kann für Kondensatorbänke mit internen, externen und ohne Sicherungen verwendet werden. Da einer Kondensatorbank ohne Sicherungen die Sicherungen einzelner Kondensatoreinheiten fehlen, ist der Unsymmetrieschutz bei solchen Anwendungen wesentlich kritischer.

Wenn ein einzelnes Element ausfällt, verursacht es eine Unsymmetrie. Treten immer mehr Fehler auf, dann steigt die Unsymmetrie an und HCUBPTOC löst einen Alarm aus. Der Alarmpegel wird normalerweise auf 50 % des zulässigen Gesamtpegels eingestellt. Die Kondensatorbank sollte außer Betrieb genommen und die defekten Einheiten ausgetauscht werden. Andernfalls wird die Kondensatorbank bei Überschreiten der maximal zulässigen Unsymmetrie ausgelöst.

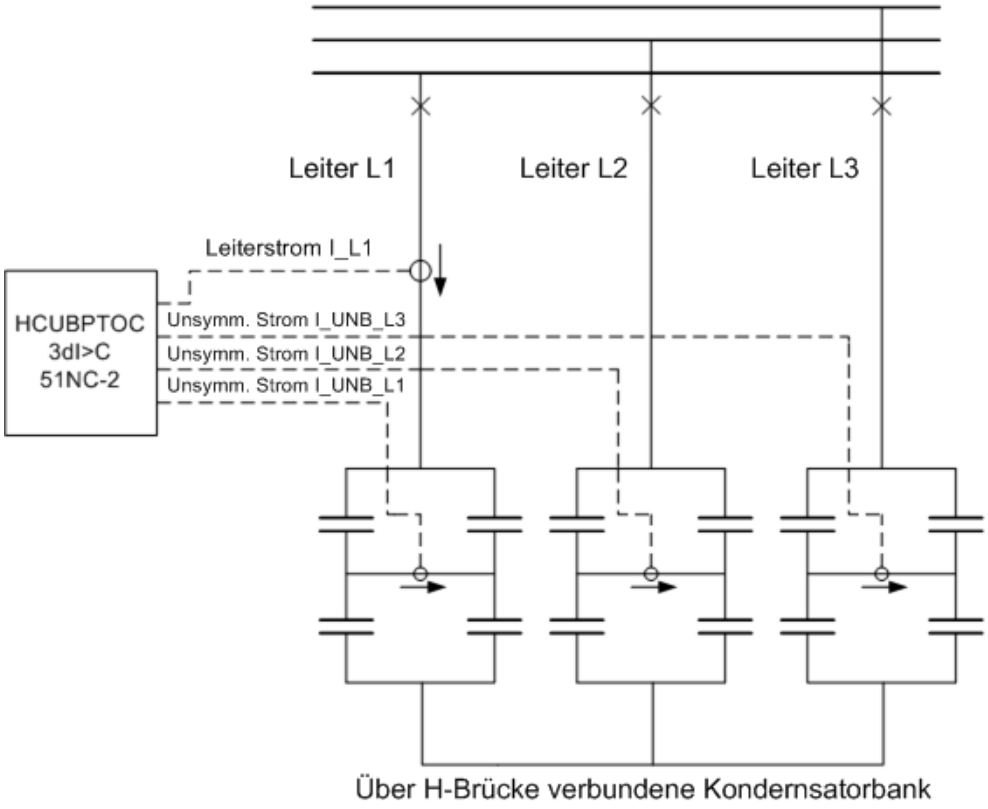


Abb. 409: Anwendungsbeispiel eines Unsymmetrieschutzes einer Kondensatorbank

Der analoge Leiterstrom-Eingang I_L1 und mindestens eine Unsymmetrie müssen an das Gerät angeschlossen werden, damit die Funktion HCUBPTOC arbeitet.

Schritte zur Messung der natürlichen Unsymmetrie

1. Die Einstellung *Natural Comp Enable* muss auf “TRUE” eingestellt werden.
2. Die Kondensatorbank muss aktiviert sein.
3. Die Unsymmetrie der Kondensatorbank `I_COM_AMPL` wird in den Überwachten Daten beobachtet.
4. Der Befehl *Record unbalance* wird über die Auswahl des Werts “Record” aktiviert, der den Bezugswert der Unsymmetrie für die zukünftige Berechnung der Unsymmetrien speichert.
5. Es wird erneut geprüft, ob die kompensierte Unsymmetrie (`I_COM_AMPL`) etwa Null beträgt.

Die Aufzeichnung der natürlichen Unsymmetrie sollte nur unter konstanten Bedingungen und unter der Annahme, dass sich alle Elemente der Kondensatorbank in Betrieb befinden erfolgen.

4.12.3.6 Signale

Tabelle 705: HCUBPTOC Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_UNB_L1	REAL	0,0	Kondensatorbank Unsymmetriestrom Leiter L1
I_UNB_L2	REAL	0,0	Kondensatorbank Unsymmetriestrom Leiter L2
I_UNB_L3	REAL	0,0	Kondensatorbank Unsymmetriestrom Leiter L3
I_L1	REAL	0,0	Leiter L1 Strom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 706: HCUBPTOC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung
START	BOOLEAN	Start
ALARM	BOOLEAN	Alarm

4.12.3.7 Einstellungen

Tabelle 707: HCUBPTOC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Startwert	0,01...1,00	xIn	0,01	0,10	Startwert
Alarmstartwert	0,01...1,00	xIn	0,01	0,05	Alarmstartwert
Zeitmultiplikator	0,05...15,00		0,01	1,00	Zeitmultiplikator in IEC/ANSI IDMT Kurven

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Typ Auslösekennlinie	1=ANSI Ext. invers 2=ANSI stark inv. 3=ANSI norm. inv. 4=ANSI Mod. inv. 5=unabhängige (ANSI) Zeit 6=Langzeit extrem inv. 7=Langzeit stark inv. 8=Langzeit inv. 9=IEC norm. inv. 10=IEC stark inv. 11=IEC inv. 12=IEC extrem inv. 13=IEC kurzzeit inv. 14=IEC langzeit inv 15=unabhängige (IEC) Zeit 17=Programmier-bar 18=RI-Typ 19=RD-Typ			15=unabhängige (IEC) Zeit	Auswahl des Zeitverzögerungskurven-typs
Auslöseverzögerung	40...200000	ms	10	5000	Auslöseverzögerung
Alarmverzögerungszeit	40...200000	ms	10	200000	Alarmverzögerungszeit

Tabelle 708: HCUBPTOC Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Natürliche Kompensation Ena L-L1	0=False 1=True			0=False	Natürliche Unsymmetriekompensation L-L1 aktivieren
Natürliche Kompensation Ena L-L2	0=False 1=True			0=False	Natürliche Unsymmetriekompensation L-L2 aktivieren
Natürliche Kompensation Ena L-L3	0=False 1=True			0=False	Natürliche Unsymmetriekompensation L-L3 aktivieren

Tabelle 709: HCUBPTOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Kurvenparameter A	0,00860...120,00000		1	28,20000	Parameter A für anwenderprogrammier-bare Kennlinie
Kurvenparameter B	0,00000...0,71200		1	0,12170	Parameter B für anwenderprogrammier-bare Kennlinie
Kurvenparameter C	0,02...2,00		1	2,00	Parameter C für anwenderprogrammier-bare Kennlinie
Kurvenparameter E	0,0...1,0		1	1,0	Parameter E für anwenderprogrammier-bare Kennlinie

Tabelle 710: HCUBPTOC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Rückfallzeitverzögerung	0...60000	ms	1	20	Rückfallzeitverzögerung
Minimale Auslösezeit	20...60000	ms	1	20	Minimale Zeitverzögerung für stromabhängige Auslösekennlinien

4.12.3.8 Überwachte Daten

Tabelle 711: HCUBPTOC Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
START_DAU	FLOAT32	0,00...100,00	%	Verhältnis von Startzeit / Auslösezeit
I_NAT_AMPL_L1	FLOAT32	0,00...5,00	xIn	Aufgezeichnete natürliche Unsymmetrie-Stromamplitude Leiter L1
I_NAT_ANGL_L1	FLOAT32	-179,00...179,00	Grad	Aufgezeichneter natürlicher Unsymmetrie-Stromwinkel Leiter L1
I_NAT_AMPL_L2	FLOAT32	0,00...5,00	xIn	Aufgezeichnete natürliche Unsymmetrie-Stromamplitude Leiter L2
I_NAT_ANGL_L2	FLOAT32	-179,00...179,00	Grad	Aufgezeichneter natürlicher Unsymmetrie-Stromwinkel Leiter L2
I_NAT_AMPL_L3	FLOAT32	0,00...5,00	xIn	Aufgezeichnete natürliche Unsymmetrie-Stromamplitude Leiter L3
I_NAT_ANGL_L3	FLOAT32	-179,00...179,00	Grad	Aufgezeichneter natürlicher Unsymmetrie-Stromwinkel Leiter L3
I_COM_AMPL_L1	FLOAT32	0,00...5,00	xIn	Kompensierte Unsymmetrie-Stromamplitude Leiter L1
I_COM_ANGL_L1	FLOAT32	-179,00...179,00	Grad	Kompensierter Unsymmetrie-Stromwinkel Leiter L1
I_COM_AMPL_L2	FLOAT32	0,00...5,00	xIn	Kompensierte Unsymmetrie-Stromamplitude Leiter L2
I_COM_ANGL_L2	FLOAT32	-179,00...179,00	Grad	Kompensierter Unsymmetrie-Stromwinkel Leiter L2
I_COM_AMPL_L3	FLOAT32	0,00...5,00	xIn	Kompensierte Unsymmetrie-Stromamplitude Leiter L3
I_COM_ANGL_L3	FLOAT32	-179,00...179,00	Grad	Kompensierter Unsymmetrie-Stromwinkel Leiter L3

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
HCUBPTOC	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status
IL1-unb	FLOAT32	0,00...5,00	xIn	Gemessene Unsymmetrie-Stromamplitude Leiter L1
IL2-unb	FLOAT32	0,00...5,00	xIn	Gemessene Unsymmetrie-Stromamplitude Leiter L2
IL3-unb	FLOAT32	0,00...5,00	xIn	Gemessene Unsymmetrie-Stromamplitude Leiter L3

4.12.3.9 Technische Daten

Tabelle 712: HCUBPTOC - Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz
	1,5% des eingestellten Wertes oder 0,002 × I_n
Anregezeit[1)2)]	Üblicherweise 26 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	1% des theoretischen Wertes oder ±20 ms
Ansprechzeitgenauigkeit im IDMT-Modus	5% des theoretischen Wertes oder ±20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wenn n = 2,3,4,5,..

1) Grundfrequenzstrom = 1,0 × I_n, Strom vor Fehler = 0,0 × I_n, Fehlerstrom = 2,0 × *Anregewert*, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1.000 Messungen
2) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts

4.12.3.10 Technische Änderungshistorie

Tabelle 713: HCUBPTOC Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Interne Verbesserung.

4.12.4 Strombasierter Schutz für Einschaltresonanz von Kondensatorbänken (SRCPTOC)

4.12.4.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Strombasierter Schutz für Einschaltresonanz von Kondensatorbänken	SRCPTOC	TD>	55TD

4.12.4.2 Funktionsblock

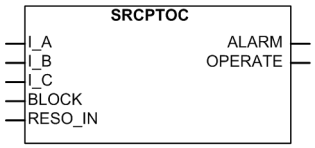


Abb. 410: Funktionsblocksymbol

4.12.4.3 Funktionalität

Der strombasierte Schutz für Einschaltresonanz von Kondensatorbänken SRCPTOC wird eingesetzt, um dreiphasige Resonanzen zu erkennen, die von schaltenden Kondensatoren oder von Änderungen in der Netztopologie verursacht werden. Die Auslösekennlinie entspricht der unabhängigen Zeit (DT).

SRCPTOC beinhaltet eine Blockierfunktion. Falls gewünscht, können die Ausgänge der Funktion, Zeitgeber oder die Funktion selbst blockiert werden.

4.12.4.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Arbeitsweise von SRCPTOC lässt sich mithilfe des nachfolgenden Logikdiagramms darstellen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

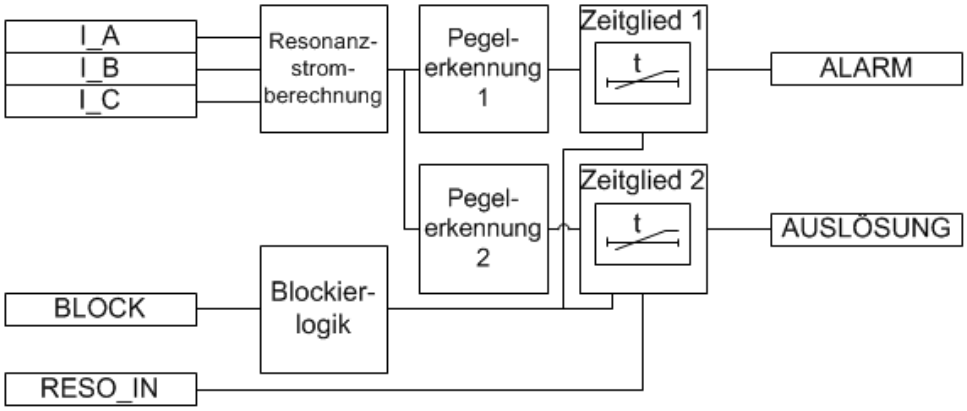


Abb. 411: Logikdiagramm

Berechnung des Resonanzstroms

Dieses Modul berechnet den Resonanzstrom pro Leiter, der gemäß der Einstellung *Tuning harmonic Num* eingestellt wird. Der Resonanzstrom für Leiter L1 wird mit der folgenden Gleichung berechnet.

$$I_RESO_A = \sqrt{I^2_{RMS_A} - I^2_{1_A} - I^2_{DC_A} - I^2_{K_A}}$$

(Gleichung 150)

I_{RMS_A}	RMS-Wert des Stroms in Leiter L1 (beinhaltet bis zu 11 Oberschwingungen)
I_{DC_A}	Gleichstromkomponente des Stroms in Leiter L1
I_{L1}	Grundkomponente des Stroms in Leiter L1
I_{K_A}	K. Oberschwingungskomponente des Stroms in Leiter L1, K wird über die Einstellung *Tuning harmonic Num* definiert
I_RESO_A	Für Leiter L1 berechneter Resonanzstrom

Der Resonanzstrom wird über den Einsatz eines Filters berechnet. Die Gleichstrom- und Grundkomponenten werden vollständig entfernt, indem der gesamte RMS-Strom durch einen Hochpassfilter geleitet wird. Die K. Oberschwingungskomponente wird entfernt, indem der Hochpassfilter-Ausgang durch den Bandpassfilter der K. Oberschwingung. Der Betrag der Ergebnisse des Hochpass- und aller Bandpassfilter werden in Abbildung 412 dargestellt.

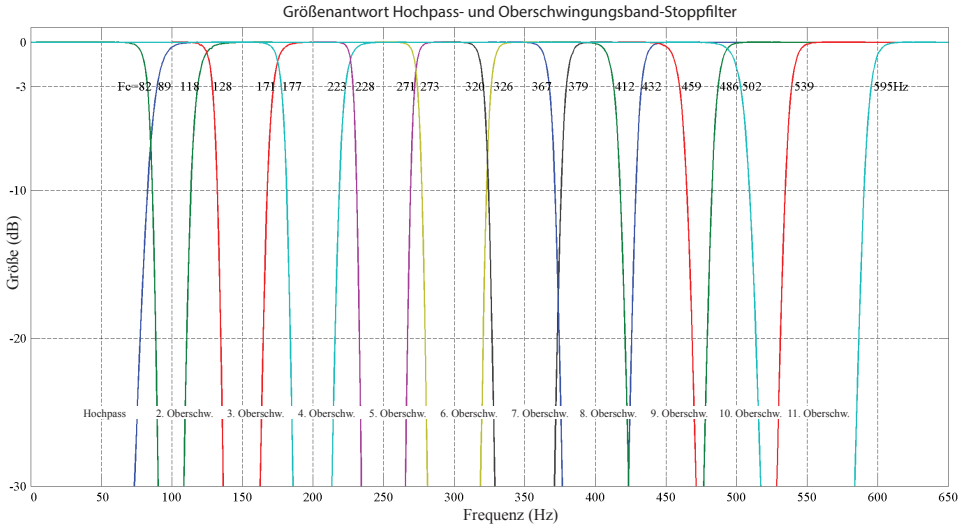


Abb. 412: Betrag der Ergebnisse des Hochpass- und aller Bandpassfilter

Der Resonanzstrom für Leiter L2 und Leiter L3 wird vergleichbar berechnet. Die Resonanzströme `I_RESO_A`, `I_RESO_B` und `I_RESO_C` stehen in der Ansicht Überwachte Daten zur Verfügung.

Der Höchstwert der drei berechneten Resonanzströme wird in der Berechnung weiter berücksichtigt.

$$I_RESONANCE = Max(I_RESO_A, I_RESO_B, I_RESO_C)$$

(Gleichung 151)

Wenn eine Kondensatorbank ausschließlich zur Kompensation der Blindleistung verwendet und im Filterzweig ist kein Reaktor in Reihe geschaltet, dann ist der Resonanzschutz von besonderer Bedeutung. In diesem Fall sollte die Einstellung *Tuning harmonic Num* auf 1 gesetzt werden, da der Kondensatorzweig nicht auf eine bestimmte Frequenz eingestellt ist, wie in Anwendungen mit angepassten Filtern. Obwohl *Tuning harmonic Num* auf 1 eingestellt ist, wird die Grundkomponente nur einmal von I_{RMS} subtrahiert.

Pegelerkennung 1

Der berechnete maximale Resonanzstrom wird mit dem eingestellten *Alarm start value* verglichen. Überschreitet der berechnete Wert `I_RESONANCE` den eingestellten *Alarm start value*, dann sendet das Modul ein Aktivierungssignal an das Zeitgebermodul 1.

Pegelerkennung 2

Der berechnete maximale Resonanzstrom wird mit dem eingestellten *Start value* verglichen. Überschreitet der berechnete Wert I_RESONANCE den eingestellten *Start value*, dann sendet das Modul ein Aktivierungssignal an das Zeitgebermodul 2.

Zeitgeber 1

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Alarmzeitgeber. Die Zeitcharakteristik entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Alarm-Zeitgeber den über *Alarm delay time* festgelegten Wert erreicht, wird der Ausgang ALARM aktiviert.

Wenn der Fehler verschwindet, bevor der Alarm aktiviert wird, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert.

Zeitgeber 2

Sobald der Zeitgeber aktiviert wird, aktiviert er den Auslösezeitgeber. Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Auslösezeitgeber den über *Auslöseverzögerung* festgelegten Wert erreicht, wird der Ausgang AUS (Auslösung) aktiviert.

Wenn der Fehler verschwindet, bevor die Auslösung erfolgt, wird der Auslösezeitgeber unverzüglich zurückgesetzt.

Wenn der Eingang RESO_IN aktiv wird, wird der Ausgang OPERATE unverzüglich aktiviert. Wenn der Resonanzschutz bereits an einem übergeordneten Filterzweig ausgelöst hat, kann die Funktion in untergeordneten Filterzweigen über diese Funktion unverzüglich ausgelöst werden.

Blockierlogik

Für die Blockierfunktion sind drei Betriebsmodi verfügbar. Die Betriebsmodi werden vom Eingang BLOCK und der globalen Einstellung **Konfiguration/System/ Blockiermodus** gesteuert, die den Blockiermodus auswählt. Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Geräteprogramms möglich. Der Einfluss der Aktivierung des Signals BLOCK wird über die globale Einstellung *Blockiermodus* vorausgewählt.

Die Einstellung für den *Blockiermodus* bietet drei Blockiermethoden. Im Modus "Zeitgeber einfrieren" wird der Auslösezeitgeber mit dem aktuell geltenden Wert eingefroren. Im Modus "Alle blockieren" wird die gesamte Funktion blockiert, und die Zeitgeber werden zurückgesetzt. Im Modus "Block OPERATE output" arbeitet SRCPTOC normal, der Ausgang OPERATE wird jedoch nicht aktiviert.

4.12.4.5 Anwendung

Geschaltete Kondensatorbänke sind in Diensten und bei Kunden in industriellen Netzen als Spannungsunterstützung und zur Verbesserung des Leistungsfaktors einer

Last weit verbreitet. Da der Bedarf nach kapazitiver VAR-Kompensation einer Lastschwankung können Kondensatorstufen ein- und ausgeschaltet werden. Normalerweise wird die automatische Steuerung des Leistungsfaktors mit einer automatischen Ein-/Ausschaltung der Kondensatoren einer Kondensatorbank verwendet, die die Kondensatoren einer Kondensatorbank je nach erforderlicher Blindleistung im Netz ein- oder ausschaltet.

Ein mögliches Problem bei der Anwendung der automatischen Steuerung des Leistungsfaktors ist, dass er unter bestimmten Bedingungen im Netz Oberschwingungen verursachen kann. Das Schalten von Kondensatoren ändert die Netzparameter, was zu einer Resonanzfrequenz im Schaltkreis führen kann, die der der Frequenzen der im Netz vorliegenden Oberschwingungsquellen entspricht. Wenn eine Oberschwingungsresonanz auftritt, dann kann sie zu schwerwiegenden Spannungsverzerrungen führen, die zu erhöhten Verlusten und zur Überhitzung anderer Betriebsmittel im Netz führen kann.

Eine traditionelle Art der Problemlösung hierbei ist die Durchführung einer detaillierten Netzstudie für jede einzelne Installation. Die Ergebnisse hieraus werden verwendet, um die Kondensatoren entsprechend zu bemaßen und die passende Kapazität der Kondensatoren zu ermitteln, um Oberschwingungsresonanzen bei anderen Netzkomponenten zu unterbinden. Diese Methode ist jedoch nicht besonders wirtschaftlich und äußerst zeitraubend.

Als Lösung im oben genannten Problem kann die Schaltresonanzschutzfunktion für Kondensatoren eingesetzt werden. Die Grundlage des Oberschwingungsresonanzschutzes besteht in der Erkennung eines Resonanzstroms der Oberschwingung, der durch das Schalten des Kondensators verursacht wird. Ein längerer Anstieg des Oberschwingungs-Verzerrungspegels nach einem Schaltvorgang ist ein eindeutiges Anzeichen für einen solchen Zustand. Wenn ein Resonanzzustand durch das Schalten eines Kondensators in einem Schaltkreis verursacht wird, dann moduliert SRCPTOC den Schaltkreis durch die entgegengesetzte Maßnahme, d.h. die Kondensatorbank wird ausgeschaltet, wenn das Einschalten zu einer Resonanz führt. Wenn ein Resonanzzustand ermittelt wird und SRCPTOC eine Kondensatorbank ausgeschaltet hat, sollte die Leistungsfaktor-Steuerung nicht versuchen, die Kondensatorbank einzuschalten, bis die Resonanzfunktion wieder zurückgesetzt wurde.

Die Schaltresonanzschutzfunktion für Kondensatoren kann auch zum Schutz von Oberschwingungsfiltern eingesetzt werden. In Anwendungen mit Oberschwingungs-Filterbänken kann die Funktion SRCPTOC auf die Oberschwingungsfrequenz moduliert werden, für die der Oberschwingungsfilter entwickelt wurde. So wird sichergestellt, dass die Funktion ihren modulierten Oberschwingungs-Frequenzstrom bei der Berechnung des Resonanzstroms nicht berücksichtigt. Falls mehr als eine Oberschwingungs-Filterbank eingesetzt werden, moduliert sich jede SRCPTOC-Funktion auf die Oberschwingung der jeweiligen Filterbank. Die Verknüpfung der einzelnen Funktionen kann so erfolgen, dass beim Auftreten einer Resonanz in einer höheren Oberschwingungsfrequenz-Filterbank alle niedrigeren Oberschwingungsfrequenz-Filterbänke unverzüglich ausgelöst werden können, indem der Funktionseingang `RESO_IN` aktiviert wird.

Die Einstellungen *Alarm start value* und *Start value* bestimmen den Anteil des gesamten Oberschwingungsstroms (mit Ausnahme der Oberschwingung, die in der Einstellung *Tuning harmonic Num* definiert ist) im Verhältnis zum Stromwandlerbezugswert, der für einen Alarm und die entsprechende Auslösung über SRCPTOC erforderlich ist.

Bei Anwendungen zur Korrektur des Leistungsfaktors

- *Tuning harmonic Num* muss auf 1 gesetzt werden.
- *Alarm start value* und *Start value* müssen entsprechend dem Standard IEEE519 -1992 eingestellt werden.

Bei Anwendungen mit Oberschwingungsfiltern

- *Tuning harmonic Num* muss auf die Modulierungsfrequenz des entsprechenden Filters eingestellt werden.
- *Alarm start value* und *Start value* müssen entsprechend dem Standard IEEE519 -1992 eingestellt werden.

Die Einstellungen *Alarm start value* und *Start value* sollten so ausgewählt werden, dass SRCPTOC im Normalbetrieb nicht ausgelöst wird.

4.12.4.6 Signale

Tabelle 714: SRCPTOC Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Leiter L1 Strom
I_L2	SIGNAL	0	Leiter L2 Strom
I_L3	SIGNAL	0	Leiter L3 Strom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus
RESO_IN	BOOLEAN	0=False	Eingangssignal von hochfrequenter Resonanzabzweigung

Tabelle 715: SRCPTOC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
ALARM	BOOLEAN	Alarm
AUS	BOOLEAN	Auslösesignal

4.12.4.7 Einstellungen

Tabelle 716: SRCPTOC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Alarmstartwert	0,03...0,50	xIn	0,01	0,03	Alarmgrenze für gefilterte Oberschwingungsströme
Startwert	0,03...0,50	xIn	0,01	0,03	Auslösegrenze für gefilterte Oberschwingungsströme, die eine Resonanzbedingung anzeigen
Tuning Harmonische-Num	1...11		1	11	Tuning Frequenzoberschwingungszahl der Filterabzweigung
Auslöseverzögerung	120...360000	ms	1	200	Auslöseverzögerung für Resonanz
Alarmverzögerungszeit	120...360000	ms	1	200	Alarmverzögerung für Resonanzalarm

Tabelle 717: SRCPTOC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein

4.12.4.8 Überwachte Daten

Tabelle 718: SRCPTOC Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
I_RESO_L1	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Resonanzstrom für Leiter L1
I_RESO_L2	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Resonanzstrom für Leiter L2
I_RESO_L3	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Resonanzstrom für Leiter L3
SRCPTOC	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

4.12.4.9 Technische Daten

Tabelle 719: SRCPTOC - Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, fn ±2 Hz
	Auslösewertgenauigkeit: ±3 % des eingestellten Wertes oder ±0,002 × I_n (für die 2. Oberschwingung) ±1,5 % des eingestellten Wertes oder ±0,002 × I_n (für die 3. < Oberschwingung < 10.) ±6 % des eingestellten Wertes oder ±0,004 × I_n (für Oberschwingungen >= 10.)
Rückfallzeit	Üblicherweise 45 ms oder maximal 50 ms
Verzögerungszeit	Üblicherweise 0,96
Verzögerungszeit	< 35 ms
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Oberschwingungsunterdrückung	-50 dB bei f = f_n

4.12.4.10 Technische Änderungshistorie

Tabelle 720: SRCPTOC Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Interne Verbesserung.

Abschnitt 5 Schutzbezogene Funktionen

5.1 Einschaltstromerkennung (INRPHAR)

5.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Einschaltstromerkennung	INRPHAR	3I2f>	68

5.1.2 Funktionsblock

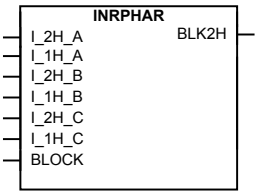


Abb. 413: Funktionsblock

5.1.3 Funktionalität

Die Einschaltstrom-Erkennungsfunktion INRPHAR wird zur Koordination von Einschaltsituationen bei Transformatoren in elektrischen Netzen verwendet.

Das Ausgangssignal `BLK2H` wird aktiviert, sobald das numerisch abgeleitete Verhältnis des zweiten Oberschwingungsstroms I_2H zum Grundfrequenzstrom I_1H den eingestellten Wert übersteigt.

Die Auslösezeit-Kennlinie der Funktion ist vom Typ unabhängige Zeit (DT).

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Beim Blockieren werden alle Ausgänge deaktiviert und die Zeitgeber zurückgesetzt.

5.1.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von INRPHAR kann anhand eines Logikdiagramms erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

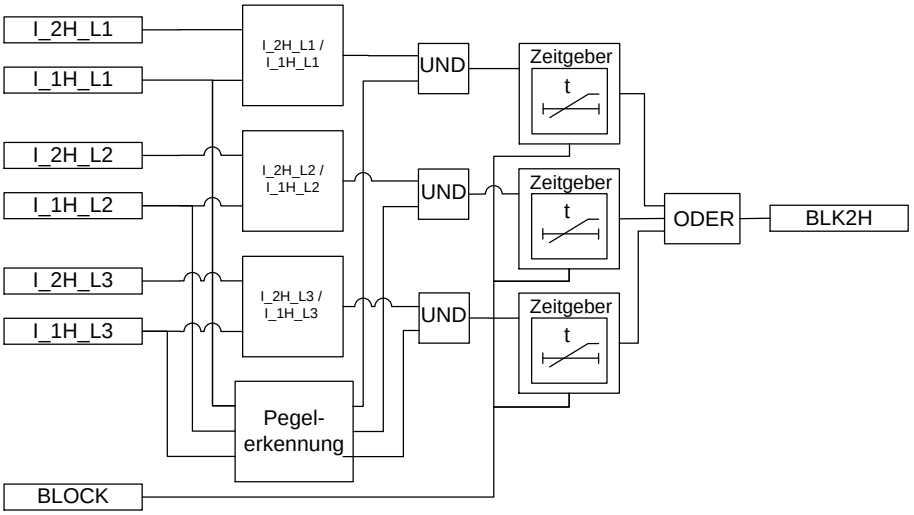


Abb. 414: Logikdiagramm

I_2H/I_1H

Dieses Modul berechnet das Verhältnis der Leiterströme von 2. Oberschwingung (I_2H) und Grundfrequenz (I_1H). Der berechnete Wert wird mit dem eingestellten *Startwert* verglichen. Übersteigt der berechnete Wert den eingestellten *Startwert*, wird der Modulausgang aktiviert.

Pegelerkennung

Der Ausgang der leiterspezifischen Pegelerkennung wird aktiviert, wenn der Grundfrequenzstrom I_1H fünf Prozent des Bemessungsstroms übersteigt.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wurde, läuft er so lange, bis die unter *Operate delay time* festgelegte Zeit abgelaufen ist. Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den eingestellten Wert *Operate delay time* erreicht, wird der Ausgang `BLK2H` aktiviert. Wenn der Zeitgeber abgelaufen ist und die Einschaltsituation weiterhin vorliegt, bleibt das Signal `BLK2H` weiterhin aktiv, bis das Verhältnis I_2H/I_1H unter den für das Verhältnis zwischen allen Leitern eingestellten Wert sinkt, d.h. bis die Einschaltsituation nicht mehr vorliegt. Wenn diese Auslösezeit läuft und währenddessen ein Rückfall auftritt, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Überschreitet die Rückfallzeit den Wert *Reset delay time*, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt.

Die Steuerung des Eingangs BLOCK ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Geräteprogramms möglich. Durch die Aktivierung des Eingangs BLOCK verhindert, dass der Ausgang BLK2H aktiviert wird.

Es wird empfohlen, die Einschaltstabilisierung durch Auswertung der zweiten Oberschwingung und Stromform aus der Funktion TR2PTDF zu verwenden, falls verfügbar.

5.1.5 Anwendung

Der Transformatorschutz erfordert eine hohe Stabilität, um eine Auslösung bei magnetisierendem Einschaltstrom zu vermeiden. Ein typisches Anwendungsbeispiel für die Einschalterkennung ist die Verdoppelung des Startwerts eines Überstromschutzes bei der Erkennung von Einschaltsituationen.

Die Funktion Einschaltstromerkennung kann zur selektiven Blockierung von Überstrom- und Erdfehler-Funktionsstufen verwendet werden, wenn das Verhältnis von 2. Oberschwingungskomponente zur Grundfrequenzkomponente den eingestellten Wert übersteigt.

Weitere Anwendungen dieser Funktion umfassen die Erkennung von Einschaltströmen in Leitungen, die an einem Transformator angeschlossen sind.

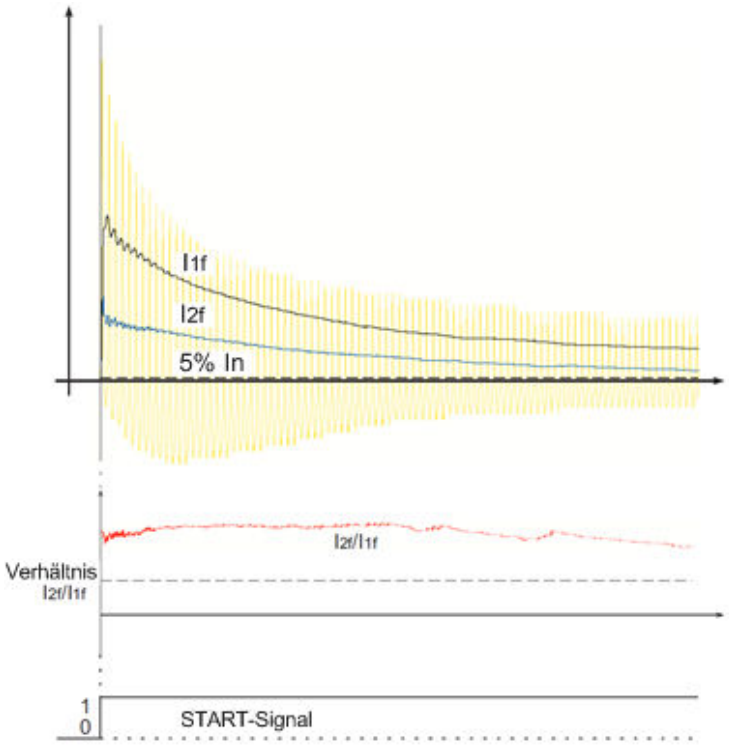


Abb. 415: Einschaltstrom in Transformator

Es wird empfohlen, die Einschaltstabilisierung durch Auswertung der zweiten Oberschwingung und Stromform aus der Funktion TR2PTDF zu verwenden, falls verfügbar.

5.1.6 Signale

Tabelle 721: INRPHAR – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_2H_L1	SIGNAL	0	Zweite Oberschwingungsstrom Leiter L1
I_1H_L1	SIGNAL	0	Grundfrequenz Strom Leiter L1
I_2H_L2	SIGNAL	0	Zweite Oberschwingungsstrom Leiter L2
I_1H_L2	SIGNAL	0	Grundfrequenz Strom Leiter L2
I_2H_L3	SIGNAL	0	Zweite Oberschwingungsstrom Leiter L3
I_1H_L3	SIGNAL	0	Grundfrequenz Strom Leiter L3
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block Eingangsstatus

Tabelle 722: INRPHAR – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
BLK2H	BOOLEAN	Blockierung basierend auf dem zweiten Oberschwingungsstrom

5.1.7 Einstellungen

Tabelle 723: INRPHAR Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anregewert	5...100	%	1	20	Verhältnis des zweiten Oberschwingungs- zum Grundschwingungsstrom, das zum Rückfall führt
Auslöseverzögerung	20...60000	ms	1	20	Auslöseverzögerung

Tabelle 724: INRPHAR Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein

Tabelle 725: INRPHAR Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	0...60000	ms	1	20	Rücksetzen Verzögerungszeit

5.1.8 Überwachte Daten

Tabelle 726: INRPHAR – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
INRPHAR	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

5.1.9 Technische Daten

Tabelle 727: INRPHAR Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz f = f_n
	Strommessung: ±1,5 % des eingestellten Wertes oder ±0,002 × I_n Messung des Verhältnisses I2f/I1f: ±5,0% des eingestellten Wertes
Rückfallzeit	+35 ms / -0 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Genauigkeit der Auslöseverzögerung	+35 ms / -0 ms

5.1.10 Technische Änderungshistorie

Tabelle 728: INRPHAR Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Interne Verbesserung.
C	Interne Verbesserung.

5.2 Schalterversagerschutz (CCBRBRF)

5.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Schalterversagerschutz	CCBRBRF	3I>/Io>BF	51BF/51NBF

5.2.2 Funktionsblock

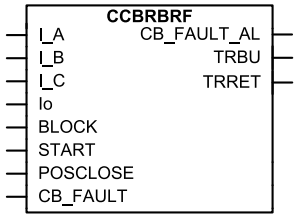


Abb. 416: Funktionsblock

5.2.3 Funktionalität

Die Schaltversager-Schutzfunktion CCBRBRF wird über Auslösebefehle der Schutzfunktionen aktiviert. Die Befehle sind entweder interne Befehle über den Anschluss oder externe Befehle über die Binäreingänge. Der Startbefehl ist für die dreipolige Auslösung immer Standard. CCBRBRF beinhaltet eine bedingte oder nicht bedingte Funktion zur dreipoligen Wiederauslösung sowie eine bedingte dreipolige Mitnahmeauslösungsfunktion.

CCBRBRF verwendet sowohl bei der Wiederauslösung als auch bei der Mitnahmeauslösung dieselben Pegel zur Stromerkennung. Die Betriebswerte der Strommesselemente können innerhalb eines vordefinierten Einstellbereichs festgelegt werden. Die Funktion verfügt über zwei unabhängige Zeitgeber für Auslösungen: ein Zeitgeber für die wiederholte Auslösung des eigenen Leistungsschalters sowie ein Reserve-Zeitgeber für die Auslöselogik vorgeschalteter Leistungsschalter. Für den Auslöseausgang kann eine unabhängige Mindest-Auslöseimpulsdauer eingestellt werden.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Falls gewünscht, können damit die Ausgänge der Funktion gesperrt werden.

5.2.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von CCBRBRF kann anhand eines Logikdiagramms erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben. Weiterführende Informationen zur Wiederauslöse- und Sicherungsauslöselogik werden im folgenden Diagramm gegeben.

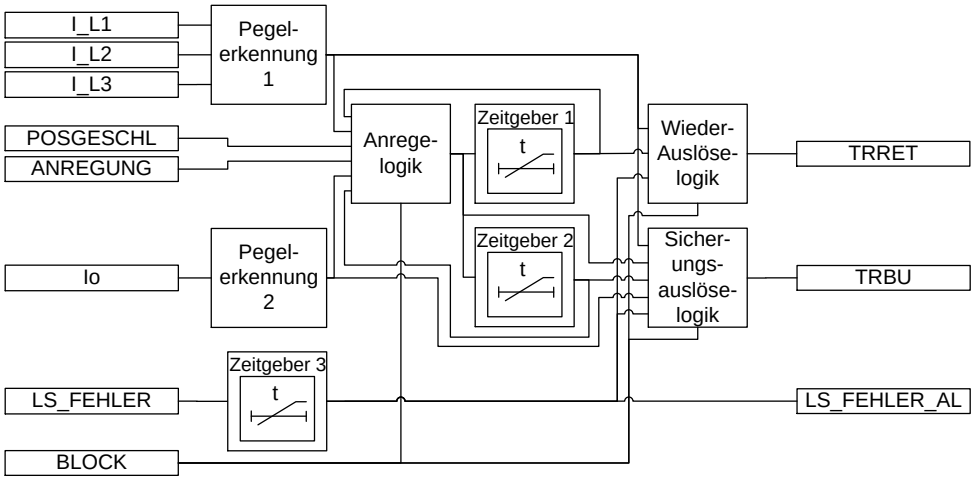


Abb. 417: Logikdiagramm

Pegelerkennung 1

Die gemessenen Leiterströme werden mit dem eingestellten *Stromwert* verglichen. Übersteigt der Messwert den eingestellten *Stromwert*, meldet die Pegelerkennung das Überschreiten des Werts an die Wiederauslöse- und Sicherungsauslöselogiken. Der Parameter sollte entsprechend niedrig eingestellt werden, damit Schalterversagerschutzzustände mit geringem Fehlerstrom oder hohem Laststrom erkannt werden können. Die Einstellungen können so getroffen werden, dass die empfindlichste Schutzfunktion den Schalterversagerschutz startet.

Pegelerkennung 2

Der gemessene Summenstrom wird mit dem eingestellten *Stromwert Res* verglichen. Übersteigt der Messwert den eingestellten *Stromwert Res*, meldet die Pegelerkennung das Überschreiten des Werts an die Start- und Sicherungsauslöselogiken. Bei hochohmig geerdeten Netzen sind die Summenströme bei Erdfehlern normalerweise viel kleiner als die Kurzschlussströme. Um in diesen Netzen ein Schalterversagen bei Erdfehlern zu erkennen, ist eine separate Messung des Summenstroms notwendig. Bei effektiv geerdeten Netzen kann außerdem der Erdfehlerschutz bei einem relativ geringen Strompegel eingestellt werden. Die Stromeinstellung sollte entsprechend der Einstellung des empfindlichen Erdfehlerschutzes gewählt werden.

Startlogik

Die Startlogik wird eingesetzt, um den Zeitgeber 1 und 2 zu starten. Sie setzt außerdem die Funktion zurück, nachdem der Leistungsschalterfehler behandelt wurde. An der ansteigenden Flanke des Eingangs `START` wird das Aktivierungssignal an Zeitgeber 1 und 2 gesendet.

Die Rücksetzung der Funktion wird für die nachfolgenden 150 ms unterbunden. Die Zeitverzögerung von 150 ms wurde veranlagt, um eine Fehlfunktion aufgrund von Schwingungen im Startsignal zu vermeiden.

Wurde die Einstellung *Start latching mode* auf "Level sensitive" eingestellt, wird CCBRBRF sofort zurückgesetzt, nachdem das Signal START deaktiviert wird. Die empfohlene Einstellung ist "Ansteigende Flanke".

Das Rücksetzen der Funktion hängt von der Einstellung *LS-Fehlermodus* ab.

- Wenn der *LS Fehlermodus* auf "Strom" eingestellt wird, hängt die Rücksetzung von der Einstellung *LS-Versager-Auslösemodus* ab.
    - Wenn der *LS-Versager-Auslösemodus* auf "1 von 3" eingestellt wurde, erfordert die Rücksetzlogik, dass die Werte aller Leiterströme unter die Einstellung *Stromwert* fällt.
    - Wenn der *CB failure trip mode* auf "1 von 4" eingestellt wurde, erfordert die Rücksetzlogik, dass die Werte der Leiterströme und der Summenstrom die Einstellung *Current value* oder *Current value Res* unterschreiten.
    - Wenn der *CB failure trip mode* auf "2 von 4" eingestellt wurde, erfordert die Rücksetzlogik, dass die Werte aller Leiterströme unter die Einstellung *Current value* fällt.
- Wenn der *CB failure mode* auf den Modus "Leistungsschalterzustand" eingestellt wurde, erfordert die Rücksetzlogik, dass der Leistungsschalter sich in geöffneter Position befindet.
- Wenn die Einstellung *CB failure mode* auf "Beide" eingestellt wurde, erfordert die Rücksetzlogik, dass der Leistungsschalter offen ist und die Werte der Leiterströme und der Summenstrom die Einstellung *Current value* oder *Current value Res* unterschreiten.

Die Aktivierung des Eingangs `BLOCK` setzt die Funktion zurück.

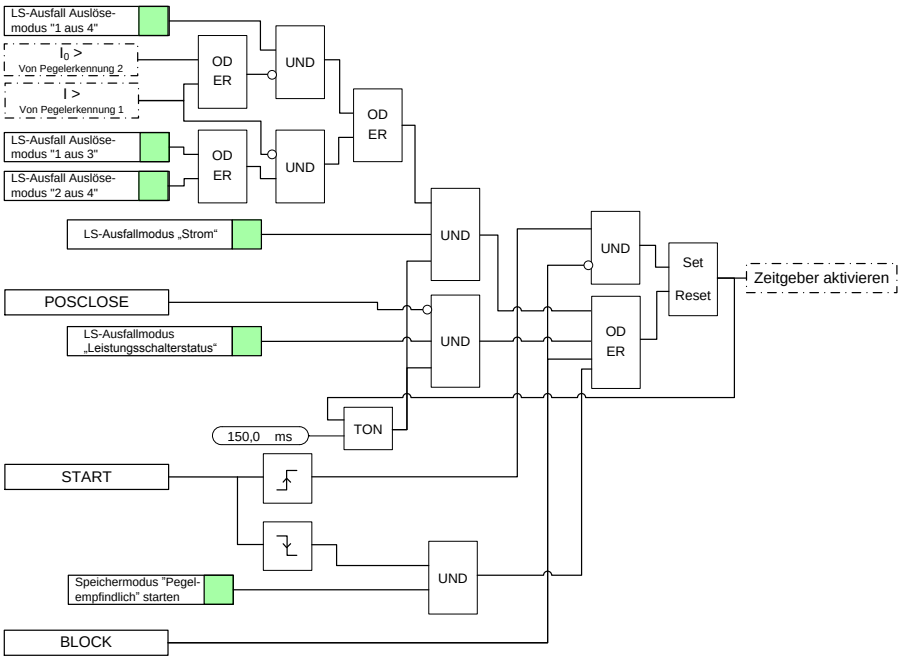


Abb. 418: Startlogik

Zeitgeber 1

Nach Aktivierung läuft der Zeitgeber, bis der eingestellte Wert der *Retrip time* abgelaufen ist. Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den in *Retrip time* festgelegten Wert erreicht, wird die Wiederauslöselogik aktiviert. Eine typische Einstellung ist 0...50 ms.

Zeitgeber 2

Nach Aktivierung läuft der Zeitgeber, bis der eingestellte Wert der *CB failure delay* abgelaufen ist. Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den eingestellten maximalen Zeitwert *CB failure delay* erreicht, wird die Reserve-Auslöselogik aktiviert. Der Wert dieser Einstellung wird so gering wie möglich gesetzt, um gleichzeitig jede unerwünschte Auslösung zu vermeiden. Eine typische Einstellung ist 90 - 150 ms, je nach Wiederauslösezeitgeber.

Die Zeitverzögerung der Schaltversager-Verzögerung kann folgendermaßen geschätzt werden:

$$LS\ Versagerverzögerung \geq Wiederauslösezeit + t_{lsaus} + t_{SVS_rücks} + t_{Marge}$$

(Gleichung 152)

t_{cbopen}	maximale Öffnungszeit des Leistungsschalters
t_{BFP_reset}	maximale Zeit des Leistungsschalterschutzes zur Erkennung der korrekten Leistungsschalterfunktion (Rücksetzung Stromkriterien)
t_{margin}	Sicherheitstoleranz

Häufig ist es erforderlich, dass die Gesamtzeit zum Beheben eines Fehlers kürzer ist als die angegebene kritische Zeit. Diese Zeit hängt häufig von der Fähigkeit ab, die Transientenstabilität im Fall eines Fehlers in der Nähe eines Kraftwerks aufrecht zu erhalten.

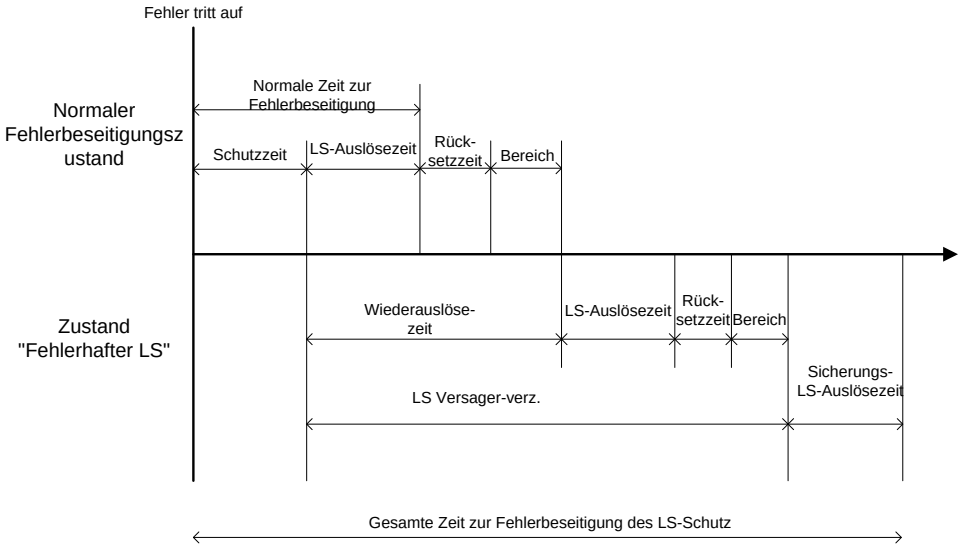


Abb. 419: Zeitachse Schalterversagerschutz

Zeitgeber 3

Dieses Modul wird vom Signal CB_FAULT aktiviert. Nach Aktivierung läuft der Zeitgeber, bis der eingestellte Wert der *CB fault delay* abgelaufen ist. Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Auslöse-Zeitgeber den eingestellten maximalen Zeitwert *CB fault delay* erreicht, wird der Ausgang CB_FAULT_AL aktiviert. Nach der eingestellten Zeit erfolgt ein Alarm, damit der Leistungsschalter repariert werden kann. Eine typische Einstellung sind 5 s.

Wiederauslöselogik

Die Wiederauslöselogik liefert den Ausgang TRRET, der eingesetzt werden kann, um ein Wiederauslösesignal für den Hauptleistungsschalter ausgibt. Zeitgeber 1 aktiviert die Wiederauslöselogik. Die Funktion der Wiederauslöselogik hängt von der Einstellung *CB fail retrip mode* ab.

- Die Wiederauslöselogik ist inaktiv, wenn die Einstellung *CB fail retrip mode* auf "Aus" gestellt ist.
- Wenn *LS-Versager-Auslösemodus* in den Modus "Stromprüfung" eingestellt ist, hängt die Aktivierung des Wiederholausgangs TRRET von der Einstellung des *LS Fehlermodus* ab.
    - Wenn der *LS Fehlermodus* auf den Modus "Strom" eingestellt wurde, wird TRRET aktiviert, wenn deiner der Leiterströme die Einstellung *Stromwert* überschreitet. Der Ausgang TRRET bleibt für die Dauer der in der Einstellung *Auslöseimpulsdauer* festgelegte Zeit aktiv oder bis alle Leiterstromwerte unter die Einstellung *Stromwert* fallen, je nachdem, was länger dauert.
    - Wenn der *LS Fehlermodus* auf den Modus "Leistungsschalterzustand" eingestellt wurde, wird TRRET aktiviert, wenn der Leistungsschalter sich in geschlossener Position befindet. Der Ausgang TRRET bleibt für die Dauer der in der Einstellung *Auslöseimpulsdauer* festgelegte Zeit aktiv oder solange der Leistungsschalter sich in der geschlossenen Position befindet, je nachdem, was länger dauert.
    - Wenn der *LS Fehlermodus* auf "Beide" eingestellt wurde, wird TRRET aktiviert, wenn entweder die Bedingung des Modus "Leistungsschalterzustand" oder "Strom" erfüllt wird.
- Wenn der *LS-Versager-Auslösemodus* auf den Modus "Ohne Prüfung" eingestellt wurde, wird TRRET aktiviert, sobald der Zeitgeber 1 aktiviert wurde, ohne den Strompegel zu überprüfen. Der Ausgang TRRET bleibt für die in der Einstellung *Trip pulse time* festgelegte Zeit aktiv.

Die Aktivierung des Eingangs BLOCK oder des Ausgangs CB_FAULT_AL deaktiviert den Ausgang TRRET.

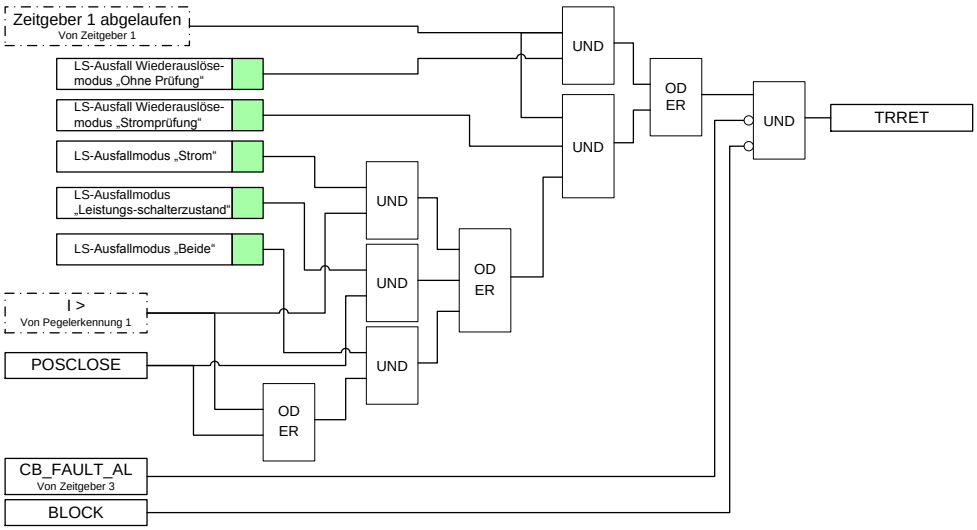


Abb. 420: Wiederauslöselogik

Sicherungsauslöselogik

Die Reserveauslöselogik stellt den Ausgang TRBU zur Verfügung, der für die Reserveauslösung der vorgeschalteten Leistungsschalter verwendet werden kann, wenn der Hauptleistungsschalter den Fehler nicht behebt. Die Reserveauslöselogik wird durch das Zeitgeber-2-Modul oder das Zeitgeber-Aktivierungssignal des Startlogikmoduls aktiviert (Erkennung einer ansteigenden Flanke des Eingangs START). Gleichzeitig ist CB_FAULT_AL aktiv. Die Funktion der Reserveauslöselogik hängt von der Einstellung *LS Fehlermodus* ab.

- Wenn der *CB failure mode* auf "Strom" eingestellt wird, hängt die Aktivierung von TRBU von der Einstellung *CB failure trip mode* ab.
  - Wenn der *LS-Versager-Auslösemodus* auf "1 von 3" eingestellt wurde, basiert die Fehlererkennung auf einen der drei Leiterströme, die die Einstellung *Stromwert* überschreiten. Sobald TRBU aktiviert wird, bleibt er für die Dauer der in der Einstellung *Auslöseimpulsdauer* aktiv oder so lange der Wert aller Leiterströme unter die Einstellung *Stromwert* sinkt, je nachdem, was länger dauert.
  - Wenn der *LS-Versager-Auslösemodus*auf "1 von 4" eingestellt wurde, basiert die Fehlererkennung auf dem Summenstrom, der die Einstellung *Stromwert* oder *Stromwert Res* überschreitet. Sobald TRBU aktiviert wird, bleibt er für die Dauer der in der Einstellung *Auslöseimpulsdauer* aktiv oder so lange der Wert aller Leiterströme oder des Summenstroms unter die Einstellung *Stromwert* und *Stromwert Res* sinkt, je nachdem, was länger dauert.
  - Wenn der *CB failure trip mode* auf "2 von 4" eingestellt wurde, erfordert die Fehlererkennung, dass sowohl der Leiterstrom als auch der Summenstrom jeweils die Einstellung *Current value* oder *Current value Res* oder wenn zwei Leiterströme den Wert *Current value* überschreiten. Sobald TRBU aktiviert wird, bleibt er für die Dauer der in der Einstellung *Trip pulse time* aktiv oder so lange der Wert aller Leiterströme unter die Einstellung *Current value* sinkt, je nachdem, was länger dauert.

  Bei den meisten Anwendungen ist "1 aus 3" ausreichend.

- Wenn der *LS-Fehlermodus* auf den Modus "Leistungsschalterzustand" eingestellt wurde, wird der Ausgang TRBU aktiviert, sobald der Leistungsschalter sich in geschlossener Position befindet. Nach der Aktivierung bleibt der Ausgang TRRET für die Dauer der in der Einstellung *Auslöseimpulsdauer* festgelegte Zeit aktiv oder solange der Leistungsschalter sich in der geschlossenen Position befindet, je nachdem, was länger dauert.
- Wenn der *LS-Fehlermodus* auf "Beide" eingestellt wurde, wird TRRET aktiviert, wenn die Bedingung des Modus "Leistungsschalterzustand" oder "Strom" erfüllt wird.

Durch die Aktivierung des Eingangs BLOCK wird der Ausgang TRBU deaktiviert.

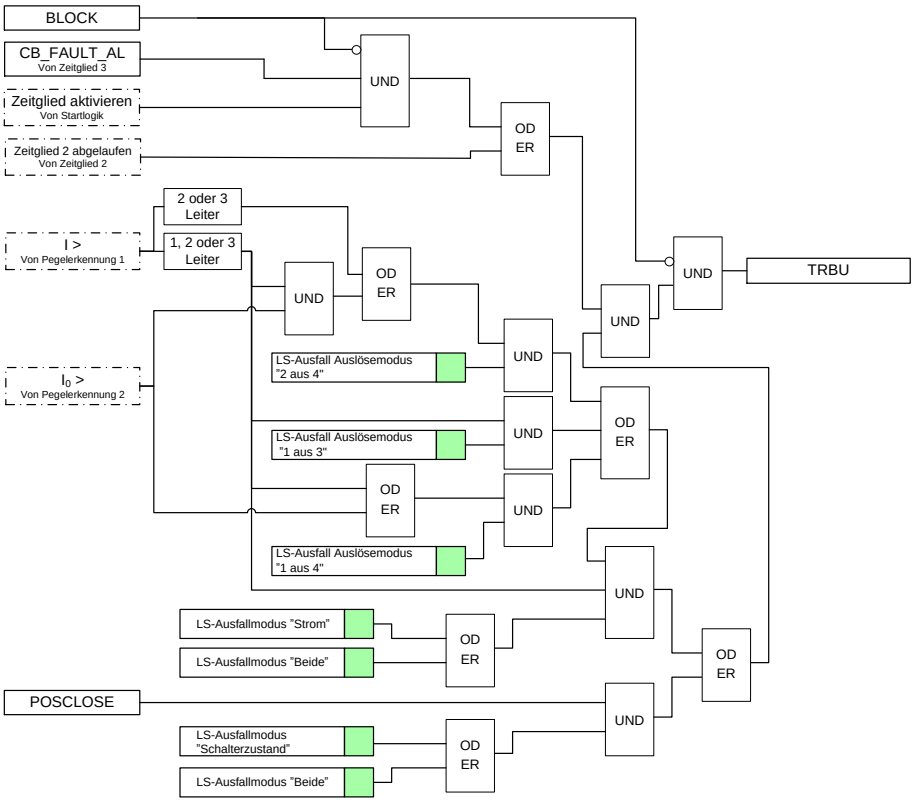


Abb. 421: Sicherungsauslöselogik

5.2.5 Anwendung

Das n-1-Kriterium wird häufig in der Konzeption eines Störungsbeseitigungssystems verwendet. Das bedeutet, dass die Störung beseitigt wird, auch wenn einige Komponenten im Störungsbeseitigungssystem gestört sind. Ein Leistungsschalter ist in einem Störungsbeseitigungssystem eine erforderliche Komponente. Aus praktischen und wirtschaftlichen Gründen ist eine Verdoppelung des Leistungsschalters für die geschützte Komponenten nicht möglich. Stattdessen wird der Leistungsschalterschutz eingesetzt.

Die Leistungsschalterschutzfunktion gibt einen zusätzlichen Auslösebefehl an die vorgeschalteten Leistungsschalter im System, falls der eigentliche Leistungsschalter für die geschützte Komponente nicht auslösen sollte. Die Fehlererkennung bei der Unterbrechung des Stroms über den Leistungsschalter erfolgt über die Messung des Stroms oder über die Erkennung des bestehenden Auslösesignals (nicht bedingt).

CCBRBRF kann auch wiederauslösen. Dies bedeutet, dass ein zweites Auslösesignal an den geschützten Leistungsschalter ausgegeben wird. Die Wiederauslösefunktion wird verwendet, um die Zuverlässigkeit des Leistungsschalters zu steigern. Die

Funktion kann auch eingesetzt werden, um das Auslösen zahlreicher Leistungsschalter im Fehlerfall zu verhindern, wie bei Gerätewartungen oder Tests.

CCBRBRF wird über den Betrieb zahlreicher unterschiedliche Schutzfunktionen oder digitaler Logiken im Schutzgerät angesprochen. Es ist auch möglich, die Funktion extern, über einen Binäreingang anzusprechen.

CCBRBRF kann über ein intern zugewiesenes Signal oder ein externes Signal über einen Binäreingang blockiert werden. Dieses Signal blockiert die Schaltversager Schutzfunktion auch wenn die Zeitgeber angelaufen sind oder zurückgesetzt werden.

Der Wiederauslöse-Zeitgeber wird angesprochen, nachdem der Starteingang auf true gesetzt wird. Wird die vordefinierte Zeiteinstellung überschritten, dann veranlasst CCBRBRF die Wiederauslösung und sendet einen Auslösebefehl, beispielsweise an die zweite Auslösespule des Leistungsschalters. Sowohl eine Wiederauslösung mit Stromprüfung als auch eine nicht bedingte Wiederauslösung stehen zur Verfügung. Wird eine Wiederauslösung mit Stromprüfung ausgewählt, dann erfolgt die Wiederauslösung erst, nachdem Strom durch den Leistungsschalter fließt.

Der Reserve-Zeitgeber wird ebenfalls gleichzeitig mit dem Wiederauslöse-Zeitgeber angesprochen. Erkennt CCBRBRF einen Fehler bei der Fehlerauslösung innerhalb der eingestellten Reserve-Verzögerungszeit, die nicht länger ist als die Wiederauslösezeit, dann sendet sie ein Reserve-Auslösesignal an die ausgewählten Reserve-Leistungsschalter. Die Leistungsschalter sind in der Regel vorgeschaltet und speisen einen fehlerhaften Abgang mit Fehlerstrom.

Die Reserve-Auslösung beinhaltet auch immer ein Stromprüf-Kriterium. Das bedeutet, dass das Kriterium für das Schaltversagen darin besteht, dass nach Ablauf der eingestellten Reserve-Verzögerungszeit Strom durch den Leistungsschalter fließt.

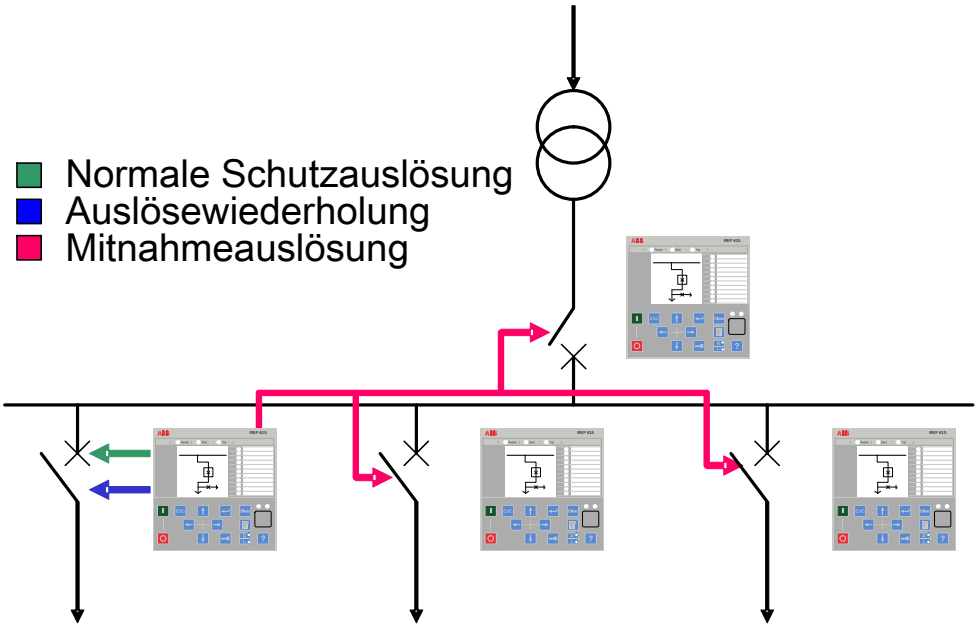


Abb. 422: Typisches Schaltversager-Schutzschema in Verteilstationen

5.2.6 Signale

Tabelle 729: CCBRBRF – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
Io	SIGNAL	0	Fehlerstrom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block CBFP Ausführung
ANREGUNG	BOOLEAN	0=False	CBFP Startbefehl
POSGESCHL	BOOLEAN	0=False	LS in Stellung geschlossen
LS_FEHLER	BOOLEAN	0=False	LS-Fehler und keine Auslösung möglich

Tabelle 730: CCBRBRF – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
LS_FEHLER_AL	BOOLEAN	Verzögerter LS-Versageralarm
TRBU	BOOLEAN	Reserveauslösung
TRRET	BOOLEAN	Wiederholungsauslösung

5.2.7 Einstellungen

Tabelle 731: CCBRBRF Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Stromwert	0.05...2.00	xIn	0.05	0.30	Arbeitsstrom
Summenstromwert	0.05...2.00	xIn	0.05	0.30	Arbeitssummenstrom
LS Vers. Ausl.Modus	1=2 aus 4 2=1 aus 3 3=1 aus 4			2=1 aus 3	Reserveauslösung Stromprüfmodus
LS Vers.-modus	1=Strom 2=Leistungsschalterzustand 3=Beide			1=Strom	Ausführungsmodus der Funktion
LS Fehl.W.-Ausl.Log	1=Aus 2=Ohne Prüfung 3=Stromprüfung			1=Aus	Ausführungsmodus der Wiederholungsauslöselogik
Wiederauslösezeit	0...60000	ms	10	120	Verzögerungszähler für Wiederholungsauslösung
LS Versager-verz.	0...60000	ms	10	240	Verzögerungszähler für Ersatzauslösung

Tabelle 732: CCBRBRF Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
LS Fehl.-verz.	0...60000	ms	10	5000	LS-Fehlerverzögerung
Messmodus	2=DFT 3=Spitze-Spitze			3=Spitzenwert	Leiterstrom-Messmethode
Auslösepulslänge	0...60000	ms	10	200	Pulslänge von Wiederholungsauslöse- und Ersatzauslöseausgängen
Start Verriegelungsmodus	1=Steigende Flanke 2=Pegelempfindlich			1=Steigende Flanke	Startrücksetzung verzögert oder unverzögert

5.2.8 Überwachte Daten

Tabelle 733: CCBRBRF – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
CCBRBRF	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

5.2.9 Technische Daten

Tabelle 734: CCBRBRF Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_r ±2 Hz
	± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_r
Verzögerungsgenauigkeit	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Rückfallzeit	Üblicherweise 40 ms
Verzögerungszeit	< 20 ms

5.2.10 Verlauf der technischen Revisionen

Tabelle 735: CCBRBRF Verlauf der technischen Revisionen

Technische Revision	Änderung
B	Standard Auslöseimpulsdauer wurde auf 150 ms geändert
C	Neuer Einstellparameter *Start latching mode* hinzugefügt. Maximalwert auf 2.00 xIr für die Einstellung *Current value* geändert.
D	Interne Verbesserung.
E	Maximalwert für *Current value* und *Current value Res* von “1.00 x Ir” auf “2.00 x Ir” geändert.

5.3 Auslösekonditionierung (TRPPTRC)

5.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Auslösekonditionierung	TRPPTRC	Auslösekonditionierung	94/86

5.3.2 Funktionsblock

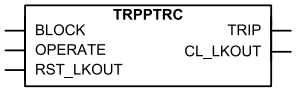


Abb. 423: Funktionsblock

5.3.3 Funktionalität

Die Auslösekonditionierung TRPPTRC wird als Sammel- und Bearbeitungsroutine von Auslösebefehlen nach den Schutzfunktionen verwendet. Die Eigenschaften dieser Funktion beeinflussen das Auslösesignalverhalten des Leistungsschalters. Die Mindest-Impulslänge kann eingestellt werden, wenn der nicht-verriegelte Modus ausgewählt wird. Für das Auslösesignal kann auch der verriegelte oder gesperrte Modus gewählt werden.

5.3.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Wird die Funktion TRPPTRC deaktiviert, sind alle Auslöseausgänge, die durch die Funktion zur Leistungsschalter-Auslösespule laufen sollen, blockiert.

Die Funktion von TRPPTRC kann mit einem Logikdiagramm erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

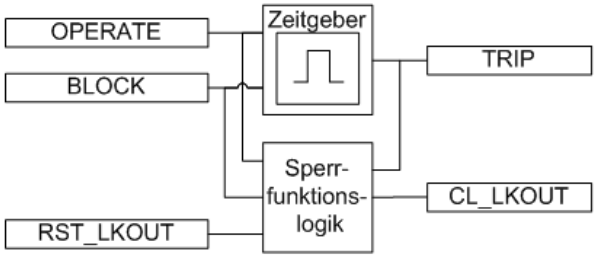


Abb. 424: Logikdiagramm

Zeitgeber

Die Dauer des Ausgangssignals TRIP der Funktion TRPPTRC kann über die Einstellung *Trip pulse time* geregelt werden, wenn der Auslösemodus "Nicht verriegelt" eingesetzt wird. Die Impulsdauer sollte so lang sein, dass das Öffnen des Leistungsschalters gewährleistet ist. Für die dreipolige Auslösung verfügt TRPPTRC über den Einzeleingang OPERATE, durch den alle Auslöseausgangssignale von den Schutzfunktionen im Gerät oder von externen Schutzfunktionen über einen oder mehrere der Binäreingänge des Geräts geroutet werden. Die Funktion verfügt über einen einzigen Auslöseausgang TRIP zur Verbindung der Funktion mit einem oder mehreren Binärausgängen des Geräts sowie mit anderen Funktionen im Gerät, die dieses Signal benötigen.

Der Eingang BLOCK blockiert den Ausgang TRIP und setzt den Zeitgeber zurück.

Sperrlogik

TRPPTRC kann eine Sperre aktivieren. Ist die Sperre aktiviert, kann sie nach Prüfen des Primärfehlers durch Aktivieren des Eingangs RST_LKOUT oder über den Parameter im Menü "Löschen" in der LHMI manuell zurückgesetzt werden. Bei der Verwendung des Verriegelungsmodus kann die Rücksetzung des Ausgangs TRIP ähnlich erfolgen, wie beim Einsatz des Sperrmodus. Außerdem kann der Verriegelungsmodus über einen separaten Kommunikationsparameter aus der Ferne zurückgesetzt werden.

Die Mindestimpuls-Auslösefunktion ist nicht aktiv, wenn die Modi "Gesperrt" oder "Verriegelt" eingesetzt werden, jedoch nur, wenn der Modus "Nicht verriegelt" aktiviert wurde.

Die Ausgänge CL_LKOUT und TRIP können über den Eingang BLOCK blockiert werden.

Tabelle 736: Auslösemodi für den Auslöseausgang TRPPTRC

Modus	Auslösung
Nicht verriegelt	Der Parameter *Trip pulse length* liefert die minimale Impulsdauer für TRIP
Verriegelt	TRIP wird verriegelt. Sowohl eine lokale als auch eine Fernlöschung sind möglich.
Sperre	TRIP wird verriegelt und kann lediglich lokal über das Menü oder den Eingang RST_LKOUT gelöscht werden.

5.3.5 Anwendung

Alle Auslösesignale von unterschiedlichen Schutzfunktionen werden über die Auslöselogik geroutet. Die am stärksten vereinfachten Anwendung der Logikfunktion ist die Verknüpfung des Auslösesignals und sicherzustellen, dass das Signal lang genug ist.

Die Auslöselogik im Gerät dient der Verwendung zur dreipoligen Auslösung bei allen Fehlertypen (3-ph. Auslösung). Um das Schließen eines Leistungsschalters nach einer Auslösung zu verhindern, kann TRPPTRC das Schließen über CBXCBR unterdrücken.

TRPPTRC ist für den Anschluss an eine Auslösespule des entsprechenden Leistungsschalters gedacht. Ist eine Auslösung für einen andere Auslösespule oder einen anderen Leistungsschalter erforderlich, der beispielsweise eine andere Auslöse-Impulsdauer benötigt, dann kann ein anderer Auslösekonditionierungsblock eingesetzt werden. Die beiden Instanzen der Funktion PTRC gleichen sich, nur die Bezeichnungen der beiden Funktionen, TRPPTRC1 und TRPPTRC2, unterscheiden sich. Wenn daher Bezüge zu TRPPTRC1 hergestellt werden, sind diese auch auf TRPPTRC2 anzuwenden.

Die Eingänge der Schutzfunktionen sind mit dem Eingang OPERATE verbunden. Normalerweise wird ein Logikblock "OR" benötigt, um die verschiedenen Funktionsausgänge zu diesem Eingang zu verbinden. Der Ausgang TRIP ist mit den Binärausgängen des IO-Boards verbunden. Dieses Signal kann auch zu anderen Zwecken im Gerät verwendet werden, z. B. beim Start des Schalterversagerschutzes.

TRPPTRC wird für Anwendungen mit einfacher dreiphasiger Auslösung eingesetzt.

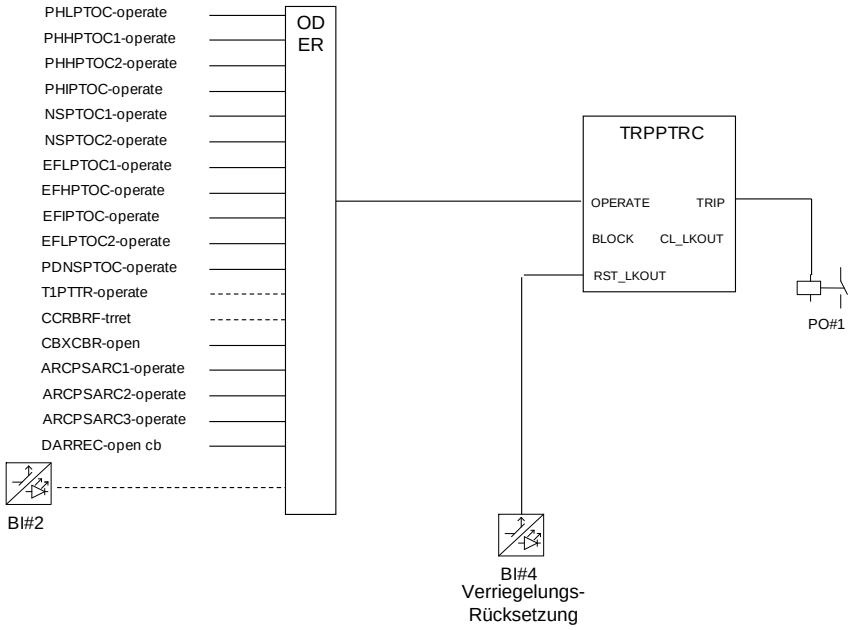


Abb. 425: Typische Verbindung von TRPPTRC

5.3.6 Signale

Tabelle 737: TRPPTRC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockierung der Funktion
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	0=False	Auslösung
RS_WE_BLOCK	BOOLEAN	0=False	Eingang zum Zurücksetzen der LS-Wiedereinschaltsperre-Funktion

Tabelle 738: TRPPTRC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	Allg. Auslöseausgangssignal
WE_BLOCK_AUSG	BOOLEAN	LS-Wiedereinschaltsperren-Ausgang (bis Rücksetzung setzen)

5.3.7 Einstellungen

Tabelle 739: TRPPTRC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Auslösepulslänge	20...60000	ms	1	250	Minimale Dauer des Auslöseausgangssignals
Auslöseausgangsmodus	1=Nicht selbsthaltend 2=Selbsthaltend 3=Einschaltsperre			1=Nicht selbsthaltend	Modus für den Auslöseausgang wählen

5.3.8 Überwachte Daten

Tabelle 740: TRPPTRC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
TRPPTRC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

5.3.9 Verlauf der technischen Revisionen

Tabelle 741: TRPPTRC Verlauf der technischen Revisionen

Technische Revision	Änderung
B	-
C	-
D	Interne Verbesserung.
E	Standardeinstellung *Trip output mode* in "Verriegelt" geändert.
F	Interne Verbesserung.

5.4 Hochimpedanz-Fehlererkennung (PHIZ)

5.4.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	Gerätenummer nach ANSI/IEEE C37.2
Hochimpedanz-Fehlererkennung	PHIZ	HIF	HIZ

5.4.2 Funktionsblock

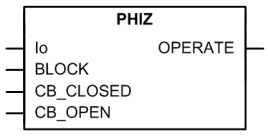


Abb. 426: Funktionsblock

5.4.3 Funktionen

Der Erdfehler weist in einigen Fällen eine große Impedanz auf. Sie sind mit der Lastimpedanz vergleichbar und haben daher einen sehr geringen Fehlerstrom. Diese Hochimpedanzfehler stellen keine unmittelbare Bedrohung für die Netzbetriebsmittel dar. Sie sind dennoch eine schwerwiegende Bedrohung für Menschen und Sachen. Menschen können versehentlich Leiter berühren oder in ihre Nähe geraten, die große Energiemengen führen.

ABB hat eine patentierte Technologie entwickelt (US Patent 7,069,116 B2 June 27, 2006, US Patent 7,085,659 B2 August 1, 2006), um Hochimpedanzfehler zu ermitteln.

Die Funktion zur Erkennung von Hochimpedanzfehlern PHIZ beinhaltet auch eine Blockierfunktion. Falls gewünscht, können damit die Ausgänge der Funktion blockiert werden.

PHIZ beschränkt sich auf den Einsatz in 60-Hz-Netzen mit effizient geerdeten oder isoliertem Sternpunkt.

5.4.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

PHIZ verwendet einen Ansatz mit mehreren Algorithmen. Jeder Algorithmus setzt hierbei verschiedene Eigenschaften von Erdströmen ein, um hochohmige Fehler zu ermitteln.

Obwohl der Algorithmus von PHIZ sehr ausgeklügelt ist, ist die zum Betreiben der Funktion verwendete Einstellung äußerst einfach. Die Einstellung *Security Level*, mit einem Einstellbereich zwischen 1 und 10, wird eingesetzt, um eine Balance zwischen den Extremen der Sicherheit und Zuverlässigkeit zu schaffen, die gemeinsam ein Zuverlässiges Netz schaffen. Der Einstellwert “10” ist sicherer als “1”.

Je höher die Einstellung *Security Level* gewählt wird, desto geringer ist die Wahrscheinlichkeit einer fehlerhaften Erkennung, aber dem System entgehen dabei

vielleicht einige ursprüngliche Fehler. Andererseits führt eine zu niedrige Einstellung zu einer zuverlässigeren Auslösung bei hochohmigen Fehlern in der Leitung, aber die Auslösung bei Transienten im Netz wird ebenfalls wahrscheinlicher. In elektrischen Netzen treten Ereignisse auf, die Stromformen hervorrufen können, die hochohmigen Fehlern ähneln. Diese Ereignisse könnten dann vom PHIZ-Algorithmus erkannt werden und zu unnötigen Auslösungen führen. Normalerweise kennt ein Netzbetreiber solche Ereignisse nicht ausreichend, und sie können auch äußerst willkürlich auftreten. Die Auswirkung hängt auch immer von der Lage des Ereignisses in Bezug zur Lage der Messung durch das Gerät ab. Diese gesammelten Fakten bewirken, dass die Auslösung des PHIZ-Algorithmus in bestimmten elektrischen Netzen sehr schwer messbar und vorauszusagen ist. Es besteht keine direkte Formel zur exakten Berechnung der richtigen Einstellung auf der Grundlage bekannter Netzparameter.

Daher ist es empfehlenswert, anfänglich einen Wert in der Mitte zu wählen, also “5”. Anhand der Erfahrungen und des Vertrauens, das sich mit der Zeit bei bestimmten Anwendungen einstellt, kann die Einstellung dann in die jeweilige Richtung verschoben werden. In vielen Fällen hat es sich bewährt, PHIZ als Anzeigefunktion in Pilotphasen einzusetzen, bis ein ausreichend großer Erfahrungsschatz gebildet und geeignete Einstellungen ermittelt wurden.

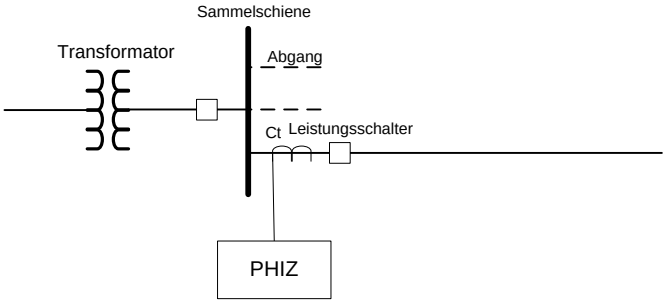


Abb. 427: Elektrisches Netz mit PHIZ

Signale im elektrischen Netz werden erfasst, gefiltert und dann vom individuellen hochohmigen Fehlererkennungs-Algorithmus verarbeitet. Die Ergebnisse dieser individuellen Algorithmen werden über eine Entscheidungslogik weiter verarbeitet, um eine Entscheidung über die Erkennung zu fällen. Die Entscheidungslogik kann gemäß der Anwendungsanforderungen angepasst werden.

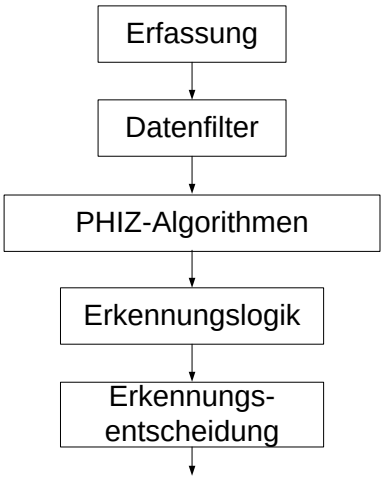


Abb. 428: Blockdiagramm von PHIZ

PHIZ basiert auf Algorithmen, die Erdstromsignaturen einsetzen, die als nicht stationär, zeitweise flüchtig eingestuft werden und unterschiedliche Störddauern aufweisen. Alle im verfügbaren Datenfenster auftretenden Oberschwingungskomponenten und Komponenten, die keine Oberschwingungskomponenten sind, können bei der Erkennung hochohmiger Fehler eine entscheidende Rolle spielen. Die Entwicklung eines Datenmodells zur Bestätigung, dass hochohmige Fehler jederzeit innerhalb des Beobachtungsfensters des Signals auftreten können und willkürlich verzögert sowie erheblich gedämpft auftreten können, ist eine große Herausforderung. Das Modell ist durch ausgedehnte Nachforschungen, experimentelle Beobachtungen unter Laborbedingungen, Netzversuchen und die akkurate Darstellung im traditionellen Sinn eines nicht stationären Signals mit einem zeitabhängigen Spektrum begründet.

Abb. 429: Beurteilung von PHIZ auf Kies

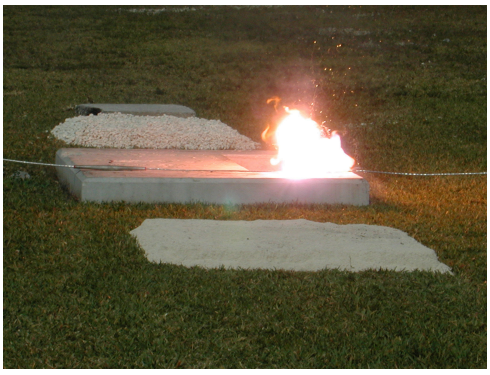


Abb. 430: Beurteilung von PHIZ auf Beton

Abb. 431: Beurteilung von PHIZ auf Sand

Abb. 432: Beurteilung von PHIZ auf Gras

5.4.5 Verwendung

PHIZ wird eingesetzt, um einen ausgefallenen Leiter zu ermitteln, der einen sehr hochohmigen Wert aufweist und zu einem Erdfehler führt, der mit konventionellen Schutzgerätefunktionen nur extrem schwer zu erkennen ist. PHIZ ist für den Einsatz bei Freileitungen gedacht. PHIZ beschränkt sich auf den Einsatz in 60-Hz-Netzen mit geerdeten oder isoliertem Sternpunkt.

Elektrische Leitungen unterliegen aus vielerlei Gründen Störungen. Meistens äußern sich elektrische Störungen durch mechanische Schäden, die vor der erneuten Inbetriebnahme der Leitung repariert werden müssen.

Bei den meisten Fehlern in elektrischen Netzen handelt es sich um Erdfehler. Konventionelle Schutzsysteme basieren auf Überstrom, Impedanz oder andere Prinzipien, die sich für die Erkennung relativ niederohmiger Fehler mit hohem Fehlerstrom eignen.

Ein kleiner Anteil der Erdfehler weist dennoch eine große Impedanz auf. Sie sind mit der Lastimpedanz vergleichbar und weisen daher einen sehr geringen Fehlerstrom auf. Diese hochohmigen Fehler stellen keine unmittelbare Bedrohung für die Netzbetriebsmittel dar. Sie sind jedoch eine große Gefahr für Menschen und Sachen. Die Arbeitsgruppe für Technologien zur Erkennung hochohmiger Fehler des IEEE Power System Relay Committee definiert hochohmige Fehler als Fehler, die nicht ausreichend Fehlerstrom erzeugen, der durch konventionelle Überstromschutzgeräte oder Sicherungen erkennbar wäre.

PHIZ erfordert immer eine empfindliche Io-Messung.

Die Erkennung hochohmiger Fehler (PHIZ) erfordert einen anderen Ansatz als der konventioneller Erkennungsmethoden für niederohmige Fehler. Die zuverlässige Erkennung von PHIZ bietet Mensch und Tier Sicherheit. Die PHIZ-Erkennung kann

auch Brände verhindern und Sachschäden auf ein Minimum begrenzen. ABB hat nach über zehn Jahren in der Forschung innovative Technologien für die Erkennung hochohmiger Fehler entwickelt. Einige davon wurden erfolgreich im Netz getestet.

5.4.6 Signale

Tabelle 742: PHIZ Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
Io	SIGNAL	0	Erdstrom gemessen mit SEF-Stromwandler
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus
LS_EIN	BOOLEAN	0=False	Eingang Leistungsschalter eingeschaltet
LS_AUS	BOOLEAN	0=False	Eingang Leistungsschalter ausgeschaltet

Tabelle 743: PHIZ Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung

5.4.7 Einstellungen

Tabelle 744: PHIZ Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Sicherheitsebene	1...10		1	5	Sicherheitsebene

Tabelle 745: PHIZ Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Systemtyp	1=Geerdet 2=Nicht geerdet			1=Geerdet	Systemtyp

5.4.8 Überwachte Daten

Tabelle 746: PHIZ Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
Position	Dbpos	0=Zwischenstellung 1=offen 2=geschlossen 3=fehlerhaft		Position
PHIZ	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

5.4.9 Technische Änderungshistorie

Tabelle 747: PHIZ Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Interne Verbesserung.
C	Eingänge für geschlossenen und offenen Leistungsschalter hinzugefügt.

5.5 Binärsignal-Übertragung (BSTGGIO)

5.5.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	Gerätenummer nach ANSI/IEEE C37.2
Binärsignalübertragung	BSTGGIO	BST	BST

5.5.2 Funktionsblock

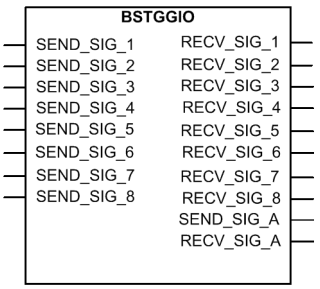


Abb. 433: Funktionsblock

5.5.3 Funktionen

Die binäre Signalübertragungsfunktion BSTGGIO wird zur Übertragung von Binärsignalen zwischen dem Lokal- und Fern-Abzweigschutz IED eingesetzt. Die Funktion umfasst acht Binärsignale, die im Schutz-Kommunikationstelegramm übertragen werden. Diese können frei konfiguriert und in der Leitungsdifferentialanwendung für alle denkbaren Zwecke verwendet werden

BSTGGIO überträgt ständig Binärdaten über den Schutzkommunikationskanal zwischen den Anschlüssen. Jedes der acht Signale ist bidirektional und die lokal gesendeten Binärdaten sind am Zielpunkt als empfangene Daten verfügbar.

BSTGGIO beinhaltet auch eine Mindestimpulszeit-Funktion für die empfangenen Binärsignale. Jedes empfangene Signal verfügt über seinen eigenen Mindestimpuls-Parameter.

BSTGGIO beinhaltet zwei Alarm-Ausgangssignale. Das Ausgangssignal `SEND_SIG_A` wird entsprechend dem Status der gesendeten Binärsignale aktualisiert. Das Ausgangssignal `RECV_SIG_A` wird entsprechend dem Status der empfangenen Binärsignale aktualisiert. Jedes Signal kann über einen Einstellungsparameter separat in die Alarmlogik ein- oder von ihr ausgeschlossen werden.

5.5.4 Funktionsweise

Die Einstellung *Signal 1...8 Modus* kann dazu verwendet werden, die Funktion des bidirektionalen Signalkanals zu ändern. Der Signalkanal kann deaktiviert werden, indem der entsprechende Parameter auf den Wert "Nicht verwendet" gesetzt wird. Wird der Signalkanal lokal oder aus der Ferne deaktiviert, ist der entsprechende Signalstatus `RECV_SIG_1...8` an beiden Enden immer falsch.

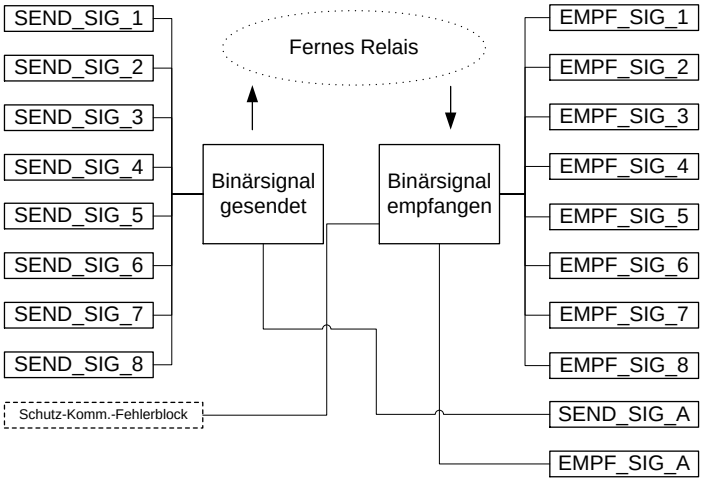


Abb. 434: Funktionsmoduldiagramm

Binärsignal gesendet

Der Status des Eingangs wird ständig über Abzweigschutz-Telegramme übermittelt.SEND_SIG_A kann eingesetzt werden, um eine Warnung auf der Grundlage des Status SEND_SIG_1...8 auszugeben. Durch die Auswahl des Signalmodus "In use, alarm sel." wirkt sich der Sendestatus des betreffenden Signals auch auf die Aktivierungskriterien von SEND_SIG_A aus. Falls darüber hinaus mehr als ein Signalkanal in der Alarmlogik ausgewählt werden, können die Aktivierungskriterien entsprechend "Any of selected" (ODER) oder "All of selected" (UND) definiert werden.

Binärsignal empfangen

Die Funktion empfängt ständig Binärdaten in den Schutztelegrammen aus dem IED am entfernten Ende. Dieser empfangene Binärdatenstatus ist anschließend in Form der Ausgänge RECV_SIG_1...8 am IED vor Ort verfügbar.RECV_SIG_A kann eingesetzt werden, um eine Warnung auf der Grundlage des Status RECV_SIG_1...8 auszugeben. Durch die Auswahl des Signalmodus "In use, alarm sel." wirkt sich der Empfangsstatus des betreffenden Signals auch auf die Aktivierungskriterien von RECV_SIG_A aus. Falls darüber hinaus mehr als ein Signalkanal in der Alarmlogik ausgewählt werden, können die Aktivierungskriterien entsprechend "Any of selected" (ODER) oder "All of selected" (UND) definiert werden. Jedes Signal verfügt darüber hinaus über die Einstellung *Pulse time 1...8* zur Definition der Dauer der Mindestimpulszeit von RECV_SIG_1...8. Falls die Überwachung der Schutzkommunikation einen Kommunikationsfehler erkennt, werden die Ausgänge RECV_SIG_1...8 so lange nicht auf falsch gesetzt, bis die definierte Dauer der Mindestimpulszeit für jedes Signal sicher gestellt wurde.

5.5.5 Verwendung

Die Binärdaten können gemeinsam mit den Analogdaten über die Abzweigschutz IEDs ausgetauscht werden. Der Einsatz von Binärdaten hängt von der Anwendung ab und kann von Fall zu Fall variieren. Die Anforderungen an die Geschwindigkeit der Binärsignale variiert in Abhängigkeit des Einsatzes der Daten. Werden Binärdaten als Blockiersignale für den Abzweigschutz eingesetzt, ist die Übertragungsreaktion extrem schnell. Der Austausch von Binärsignalen kann in den folgenden Anwendungen eingesetzt werden:

- entfernte Positionsanzeige
- Wechselseitige Auslösung der Leistungsschalter an beiden Leitungsenden
- Blockierung des Abzweigschutzes während des Einschaltens oder bei einem Kreislaufüberwachungsfehler
- Schutzschemata; blockiert oder offen
- Fernwarnung.

In der Abbildung ist die gesamte Übertragungskette von Binärdaten in einer Beispielanwendung aufgezeigt. Die Positionsanzeige des lokalen Leistungsschalters ist am Eingangsschnittstelle des IED angeschlossen und dann für die IED-

Konfigurierung verfügbar. Die Positionsanzeige des Leistungsschalters ist mit dem ersten Eingang von BSTGGIO verbunden, der zum Übermitteln der Daten an das gegenüberliegende Ende über die Kommunikationswege eingesetzt wird. Am gegenüberliegenden Ende wird diese Information verarbeitet, wenn der dortige Leistungsschalter geöffnet ist und wird über den ersten Ausgang von BSTGGIO verfügbar. Auf diesem Weg können Informationen ausgetauscht werden.

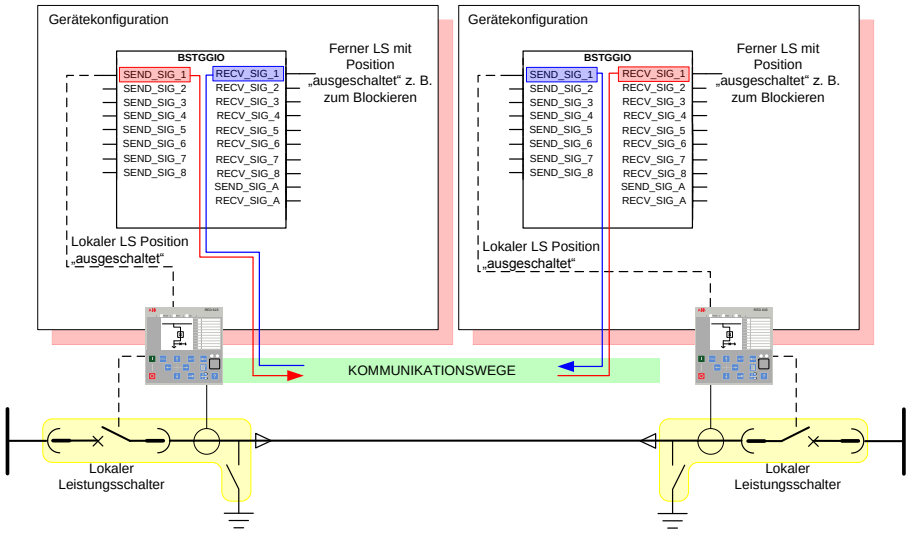


Abb. 435: Beispiel des Einsatzes der Binärsignalübermittlung zu Veränderungen in der Positionsanzeige

5.5.6 Signale

Tabelle 748: BSTGGIO – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
SEND_SIG_1	BOOLEAN	0=False	Sende Signal 1
SEND_SIG_2	BOOLEAN	0=False	Sende Signal 2
SEND_SIG_3	BOOLEAN	0=False	Sende Signal 3
SEND_SIG_4	BOOLEAN	0=False	Sende Signal 4
SEND_SIG_5	BOOLEAN	0=False	Sende Signal 5
SEND_SIG_6	BOOLEAN	0=False	Sende Signal 6
SEND_SIG_7	BOOLEAN	0=False	Sende Signal 7
SEND_SIG_8	BOOLEAN	0=False	Sende Signal 8

Tabelle 749: BSTGGIO – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
EMPF_SIG_1	BOOLEAN	Empfange Signal 1
EMPF_SIG_2	BOOLEAN	Empfange Signal 2
EMPF_SIG_3	BOOLEAN	Empfange Signal 3
EMPF_SIG_4	BOOLEAN	Empfange Signal 4
EMPF_SIG_5	BOOLEAN	Empfange Signal 5
EMPF_SIG_6	BOOLEAN	Empfange Signal 6
EMPF_SIG_7	BOOLEAN	Empfange Signal 7
EMPF_SIG_8	BOOLEAN	Empfange Signal 8
SEND_SIG_A	BOOLEAN	Hauptlogik Sendesignal
EMPF_SIG_A	BOOLEAN	Hauptlogik Empfangssignal

5.5.7 Einstellungen

Tabelle 750: BSTGGIO Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Signal 1 Modus	1=An 2=An inkl. Logik 3=Nicht verwendet			2=An inkl. Logik	Betriebszustand von Signal 1
Signal 2 Modus	1=An 2=An inkl. Logik 3=Nicht verwendet			2=An inkl. Logik	Betriebszustand von Signal 2
Signal 3 Modus	1=An 2=An inkl. Logik 3=Nicht verwendet			1=An	Betriebszustand von Signal 3
Signal 4 Modus	1=An 2=An inkl. Logik 3=Nicht verwendet			1=An	Betriebszustand von Signal 4
Signal 5 Modus	1=An 2=An inkl. Logik 3=Nicht verwendet			1=An	Betriebszustand von Signal 5
Signal 6 Modus	1=An 2=An inkl. Logik 3=Nicht verwendet			1=An	Betriebszustand von Signal 6
Signal 7 Modus	1=An 2=An inkl. Logik 3=Nicht verwendet			1=An	Betriebszustand von Signal 7
Signal 8 Modus	1=An 2=An inkl. Logik 3=Nicht verwendet			1=An	Betriebszustand von Signal 8
Pulszeit 1	0...60000	ms	1	0	Minimale Pulszeit für empf. Signal 1
Pulszeit 2	0...60000	ms	1	0	Minimale Pulszeit für empf. Signal 2
Pulszeit 3	0...60000	ms	1	0	Minimale Pulszeit für empf. Signal 3
Pulszeit 4	0...60000	ms	1	0	Minimale Pulszeit für empf. Signal 4
Pulszeit 5	0...60000	ms	1	0	Minimale Pulszeit für empf. Signal 6

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Pulszeit 6	0...60000	ms	1	0	Minimale Pulszeit für empf. Signal 6
Pulszeit 7	0...60000	ms	1	0	Minimale Pulszeit für empf. Signal 7
Pulszeit 8	0...60000	ms	1	0	Minimale Pulszeit für empf. Signal 8

Tabelle 751: BSTGGIO Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Alarmmodus	1=Einzelne Ausgewählte 2=Alle Ausgewählten			1=Einzelne Ausgewählte	Auswahl des Logikmodus zum Senden und Empfangen von Signalen

5.5.8 Technische Daten

Tabelle 752: BSTGGIO Technische Daten

Charakteristik		Wert
Signalverzögerung	Optische Verbindung	< 5 ms
	Galvanische Pilot Wire-Verbindung	< 10 ms

5.5.9 Technische Änderungshistorie

Tabelle 753: BSTGGIO Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Interne Verbesserung.
C	Interne Verbesserung.

5.6 Notstartoption (ESMGAPC)

5.6.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Notstartoption	ESMGAPC	ESTART	ESTART

5.6.2 Funktionsblock

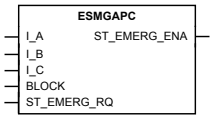


Abb. 436: Funktionsblock

5.6.3 Funktionalität

Ein Notfall kann entstehen, wenn der Motor gestartet werden muss, obwohl bekannt ist, dass dadurch die Temperatur über die Grenzwerte ansteigen wird oder eine thermische Überlast auftreten kann, wodurch der Motor beschädigt werden könnte. Die Notstartfunktion ESMGAPC ermöglicht das Starten des Motors während einer solchen Notfallsituation. ESMGAPC dient nur dazu, am Gerät den Neuanlauf des Motors zu ermöglichen. Nachdem der Notstarteingang aktiviert wurde, kann der Motor normal gestartet werden. ESMGAPC bewirkt selbst keinen Neuanlauf des Motors.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge, Zeitgeber bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

5.6.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktion von ESMGAPC kann anhand eines Logikdiagramms erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

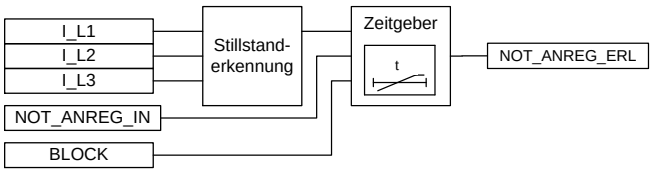


Abb. 437: Logikdiagramm

Stillstanderkennung

Das Modul erkennt, ob der Motor still steht. Der Stillstand kann auf Grundlage der Leiterstromwerte erkannt werden. Liegen alle drei Leiterströme unter dem eingestellten Wert *Motor standstill A*, dann wird davon ausgegangen, dass der Motor still steht.

Zeitgeber

Der Zeitgeber ist fest auf 10 Minuten eingestellt und wird aktiviert, wenn der Eingang ST_EMERG_RQ aktiviert wird und ein Motor-Stillstand vorliegt. Die Aktivierung des Eingangs ST_EMERG_RQ aktiviert den Ausgang ST_EMERG_ENA, sofern der Motor sich im Stillstand befindet. Der Ausgang ST_EMERG_ENAbleibt entweder 10 Minuten oder so lange aktiv, wie der Eingang ST_EMERG_RQ auf "Hoch" eingestellt ist, je nachdem was länger dauert.

Die Aktivierung des Eingangs BLOCK blockiert den Zeitgeber und setzt es auch zurück.

Die Funktion liefert auch Änderungsdatum und -zeit für den Ausgang ST_EMERG_ENA, (T_ST_EMERG). Die Information ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar.

5.6.5 Anwendung

Wenn der Motor in einer Notfallsituation gestartet werden muss und die Gefahr besteht, den Motor zu schädigen, werden alle externen Anlaufunterdrückungen ignoriert, sodass der Motor neu gestartet werden kann. Wenn das berechnete Temperaturniveau in einer Notstartsituation höher als in der Anlaufunterdrückung liegt, dann wird die berechnete Temperatur leicht über die der Anlaufunterdrückung gesetzt. Wenn der Aufzeichnungswert des Zählers für die kumulierte Anlaufzeit den Anlaufunterdrückungswert übersteigt, wird dieser Wert leicht unter den Anlaufunterdrückungswert gesetzt, um mindestens einen Motorstart zu ermöglichen.

Die Aktivierung des digitalen Eingangs ST_EMERG_RQ ermöglicht einen Notfallstart. Das Gerät wird zwangsweise in einen Zustand versetzt, in dem es den Notfallstart des Motors erlaubt, und der Bediener kann nun den Motor starten. Ein erneuter Notfallstart ist erst nach Verstreichen der 10-minütigen Auszeit möglich oder nachdem der Notfallstart freigegeben wurde, je nachdem, was länger dauert.

Die letzte Änderung des Notfallstart-Ausgangssignals wird aufgezeichnet.

5.6.6 Signale

Tabelle 754: ESMGAPC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal zur Aktivierung des Blockiermodus
NOT_ANREG_IN	BOOLEAN	0=False	Eingang Notstart

Tabelle 755: ESMGAPC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
NOT_ANREG_ERL	BOOLEAN	Notstart

5.6.7 Einstellungen

Tabelle 756: ESMGAPC Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Strom Motorstillstand	0.05...0.20	xIn	0.01	0.12	Stromgrenze zur Überprüfung für Motorstillstand

Tabelle 757: ESMGAPC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein

5.6.8 Überwachte Daten

Tabelle 758: ESMGAPC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ZEIT_NOT_ANR	Zeitstempel			Zeitstempel Notstartaktivierung
ESMGAPC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

5.6.9 Technische Daten

Tabelle 759: ESMGAPC Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz f = f_r
	±1,5 % des eingestellten Wertes oder ±0,002 × U_r

5.6.10 Technische Änderungshistorie

Tabelle 760: ESMGAPC Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Interne Verbesserung.
C	Interne Verbesserung.

5.7 Fehlerorter (SCEFRFLO)

5.7.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Fehlerorter	SCEFRFLO	FLOC	21FL

5.7.2 Funktionsblock

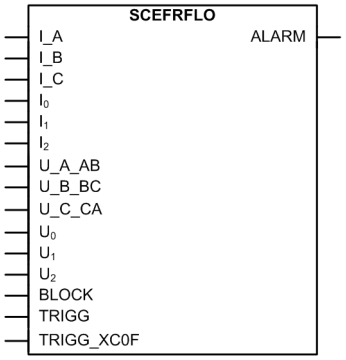


Abb. 438: Funktionsblock

5.7.3 Funktionalität

Die Fehlerorter-Funktion SCEFRFLO bietet eine Fehlerortung anhand der Impedanz. Es ist für Verteilungsnetze entwickelt worden. Damit können Kurzschlüsse in allen Arten von Verteilungsnetzen lokalisiert werden. Erdfehler können in niederohmig geerdeten Netzen lokalisiert werden. Unter gewissen Einschränkungen kann SCEFRFLO auch für die Lokalisierung von Erdfehlern in nicht geerdeten Verteilungsnetzen verwendet werden.

Die Berechnung der Fehlerentfernung basiert auf dem lokal gemessenen Grundfrequenzstrom und Spannungszeiger. Damit SCEFRFLO umfassend funktioniert, müssen alle Leiterströme und Leiter-Erde-Spannungen gemessen werden.

Die geschätzte Fehlerentfernung wird beim externen oder internen Triggern von SCEFRFLO erhalten.

5.7.4 Funktionsweise

Die Berechnung der Fehlerentfernung erfolgt in zwei Schritten. Zuerst wird die Fehlerart anhand der integrierten Leiterauswahl-Logik (Phase Selection Logic, PSL)

bestimmt. Anschließend wird die Entfernung des Messpunkts von der Lage des Fehlers basierend auf dem ausgewählten Impedanz-Messelement (Fehlerschleife) berechnet.

Als grundlegendes Auslösekriterium müssen die Beträge des Leiterstroms und der Spannung jeweils die Grenzwerte von 2% xIn und 3% xUn überschreiten.

Die Funktion kann mit dem Parameter *Operation* aktiviert oder deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von SCEFRFLO wird mithilfe eines Logikdiagramms beschrieben, wie in Abbildung 439 dargestellt.

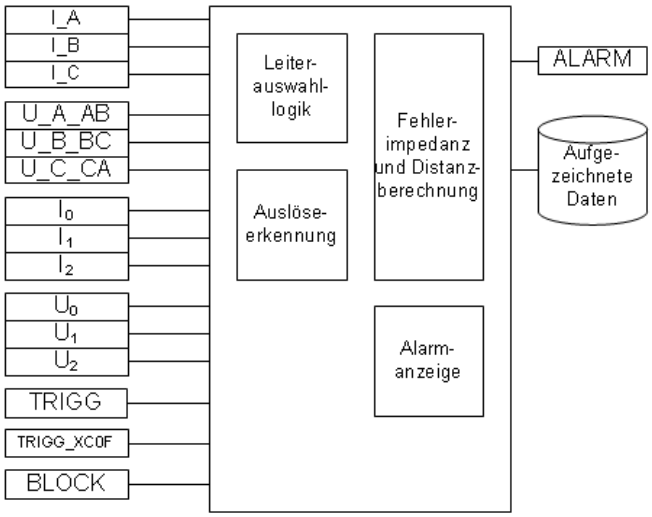


Abb. 439: Logikdiagramm

5.7.4.1 Leiterauswahllogik

Die Erkennung fehlerhafter Leiter wird über die eingebaute Leiterauswahllogik basierend auf der Kombination aus Impedanz- und Stromkriterium zur Verfügung gestellt. Die Leiterauswahllogik bedarf praktisch keiner Einstellungen und verfügt über nur einen Parameter, *Z Max phase load*, um große symmetrischen Lasten von dreipoligen Fehlern unterscheiden zu können. Die Einstellung *Z Max phase load* kann mit der folgenden Gleichung berechnet werden.

$$Z\,Max\,phase\,load = 0.8 \cdot \frac{U_{xy}^2}{S_{max}}$$

(Gleichung 153)

U_{xy}	Bemessungs-Leiter-Leiter-Spannung
S_{max}	Maximale dreiphasige Last

Wenn beispielsweise U_{xy} = 20 kV und S_{max} = 1 MVA, dann entspricht *Z Max phase load* = 320,0 Ω.

Die Erkennung der fehlerhaften Leiter ist für den korrekten Betrieb von SCEFRFLO zwingend erforderlich. Dies ist dadurch begründet, dass eines der Elemente zur Impedanzmessung (Fehlerschleife) das korrekte Ergebnis für einen bestimmten Fehlertyp liefert. Ein dreipoliger Fehler ist eine Ausnahme, und theoretisch kann er mit jeder der Fehlerschleifen berechnet werden. Die zur Fehlerentfernung verwendete Fehlerschleife ist in den aufgezeichneten Daten als "Flt loop" angegeben, wie in Tabelle 761 aufgeführt.

Tabelle 761: Fehlertypen und entsprechende Fehlerschleifen

Fehlertyp	Beschreibung	Flt loop
-	Kein Fehler	Kein Fehler
A-E	Leiter-L1-Erde-Fehler	L1-E Fehler
B-E	Leiter-L2-Erde-Fehler	L2-E Fehler
C-E	Leiter-L3-Erde-Fehler	L3-E Fehler
A-B	Leiter-L1-Leiter-L2-Kurz-schlussfehler	L1-L2 Fehler
B-C	Leiter-L2-Leiter-L3-Kurz-schlussfehler	L2-L3 Fehler
C-A	Leiter-L3-Leiter-L1-Kurz-schlussfehler	L3-L1 Fehler
A-B-C-(E)	Dreipoliger Kurzschluss	L1-L2-L3 Fehler

Bei zwei Leiter-Leiter-Erde-Fehlern (L1-L2-E, L2-L3-E oder L3-L1-E) hängt die Wahl der Fehlerschleife von der Lage des jeweiligen Erdfehlers ab. Werden die Fehler an derselben Speiseleitung geortet, wird die entsprechende Leiter-Leiter-Schleife (entweder “L1-L2 Fehler” oder “L2-L3 Fehler” oder “L3-L1 Fehler”) für die Berechnung verwendet. Werden die Fehler an verschiedenen Abgängen geortet, wird die Leiter-Erde-Schleife (entweder “L1-E Fehler” oder “L2-E Fehler” oder “L3-E Fehler”), entsprechend dem fehlerhaften Leiter an der geschützten Speiseleitung, bei der Berechnung verwendet.

5.7.4.2 Berechnung der Fehlerimpedanz und -entfernung

Sobald die Leiterauswahllogik eine Fehlerbedingung erkennt, wird die Berechnung der Fehlerentfernung mit einem der sieben Impedanz-Messelemente angestoßen, d.h. mit den Fehlerschleifen. SCEFRFLO setzt für jeden Fehlertyp unabhängige Algorithmen ein, um eine optimale Leistung zu erzielen.

Das inhärente Ergebnis der Fehlerdistanzberechnung ergibt den Widerstands-Fehlerschleifen-Impedanzwert.

Tabelle 762: Die berechneten Impedanzwerte stehen in den Überwachten Daten zur Verfügung

Impedanzwert	Beschreibung
Reaktanz des fehlerhaften Leiters	Geschützte Mitsystemreaktanz von der Station zum Fehlerort in Primär-Ohm.
Widerstand des Fehlerpunkts	Fehlerwiderstandswert am Fehlerort in Primär-Ohm. Die Zusammensetzung dieses Terms hängt von der Fehlerschleife ab, wie in den folgenden Abschnitten beschrieben.
Widerstand der Fehlerschleife	Der Gesamtwiderstand der Fehlerschleife von der Station zum Fehlerort in Primär-Ohm. Der Fehlerpunkt-Widerstand wird in diesem Wert berücksichtigt. Die Zusammensetzung dieses Terms unterscheidet sich je nach Kurzschlüssen und Erdfehlern, wie in den folgenden Abschnitten beschrieben.
Reaktanz der Fehlerschleife	Die Gesamtreaktanz der Fehlerschleife von der Station zum Fehlerort in Primär-Ohm. Die Zusammensetzung dieses Terms unterscheidet sich je nach Kurzschlüssen und Erdfehlern, wie in den folgenden Abschnitten beschrieben.

Diese Impedanzwerte können als solche verwendet oder in Anwendungen zur Fehlerlokalisierung auf Systemebene weiter verarbeitet werden, wie beispielsweise im Verteilungs-Management-System (Distribution Management System, DMS).

Fehlerschleifen “AG Fehler” oder “BG Fehler” oder “CG Fehler”

Fehlerschleifen “AG Fehler”, “BG Fehler” oder “CG Fehler” werden für Leiter-Erde-Fehler verwendet. Wenn die einzelnen Erdfehler an unterschiedlichen Abgängen auftreten, werden sie auch im Fall von zweipoligen Leiter-Erde-Fehlern eingesetzt. In diesem Fall wird die Leiter-Erde-Schleife (entweder “AG Fehler” oder “BG Fehler” oder “CG Fehler”), entsprechend dem fehlerhaften Leiter am geschützten Abgang, bei der Berechnung verwendet. In Abbildung 440 ist das Modell der Leiter-Erde-Fehlerschleife dargestellt. Die folgenden Impedanzen werden gemessen und in den aufgezeichneten Daten von SCEFRFLO gespeichert.

$$Flt\ point\ resistance = R_{fault}$$

(Gleichung 154)

$$Flt\ loop\ resistance = R_1 + R_N + R_{fault}$$

(Gleichung 155)

$$Flt\ loop\ reactance = X_1 + X_N$$

(Gleichung 156)

$$Flt\ phase\ reactance = X_1$$

(Gleichung 157)

R_1	Geschätzter Mitsystemwiderstand von der Station zum Fehlerort
X_1	Geschätzte Mitsystemreaktanz von der Station zum Fehlerort
R_0	Geschätzter Nullsystemwiderstand von der Station zum Fehlerort
X_0	Geschätzte Nullsystemreaktanz von der Station zum Fehlerort
R_N	Geschätzter Rückleitungswiderstand der Erdung (= (R0 – R1)/3) von der Station zum Fehlerort
X_N	Geschätzter Rückleitungswiderstand der Erdung (= (X0 – X1)/3) von der Station zum Fehler
R_{fault}	Geschätzter Fehlerwiderstand am Fehlerort

Die aufgezeichneten Daten zur Reaktanz des fehlerhaften Leiters liefern die geschätzte Mitsystemreaktanz von der Station zum Fehlerort.

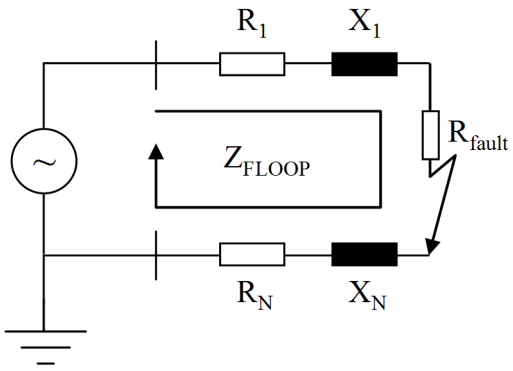


Abb. 440: Fehlerschleifenimpedanz für Leiter-Erde-Fehlerschleifen “AG Fehler”, “BG Fehler” oder “CG Fehler”

Der Berechnungsalgorithmus der Erdfehlerentfernung wird über die Einstellung *EF algorithm Sel* ausgewählt. Als Auswahlmöglichkeiten stehen “Lastkompensation” und “Lastmodellierung” zur Verfügung. Um eine korrekte Funktion beider Algorithmen zu gewährleisten sollten dem Gerät keine Nullsystemstromquellen vorgeschaltet sein, z. B. Erdungswandler.

Der Algorithmus zur "Lastkompensation" setzt symmetrische Bestandteile ein, um die Lastwirkung auf die gemessenen Spannungen und Ströme auszugleichen. Bei Radialabgängen sollte dieser Algorithmus in niederohmig/effektiv geerdeten Netzen ausgewählt werden, in denen der Fehlerstrom nur von einer Seite eingespeist wird und an der Schutzleitung keine Einspeisungen anliegt.

Der Algorithmus zur "Lastmodellierung” berücksichtigt die Wirkung der Last in den gemessenen Strömen und Spannungen, indem sie ins Fehlerschleifenmodell einfließen. Bei Radialabgängen kann dieser Algorithmus in niederohmig/effektiv geerdeten Netzen angewendet werden, in denen der Fehlerstrom nur von einer Seite

eingespeist wird. Der Algorithmus zur "Lastmodellierung” wurde speziell für ungeerdete Netze entwickelt.

Der Algorithmus zur "Lastmodellierung” erfordert die Einstellung *Equivalent load Dis*, d.h. eine äquivalente Lastentfernung als zusätzlicher Parameter. Die Herleitung und Bedeutung dieses Parameters ist in Abbildung 441 dargestellt, wo davon ausgegangen wird, dass die Last gleichmäßig über die Abgänge verteilt ist. Dies führt zur vorliegenden abfallenden Spannungskurve, wie im mittleren Teil von Abbildung 441 zu sehen.

Im Fall einer gleichmäßig verteilten Last entspricht *Equivalent load Dis* ~ 0,5. Liegt am Ende des Abgangs eine Stufenlast vor, dann entspricht *Equivalent load Dis* = 1,0. Ist die Lastverteilung unbekannt, dann kann ein Standardwert von 0,5 für *Equivalent load Dis* verwendet werden.

Der Maximalwert des Spannungsabfalls, als U_{drop}(real) bezeichnet, tritt am Ende des Abgangs auf. Der Parameter *Equivalent load Dis* entspricht der Entfernung bei der eine einzelne Stufenlast, die der Gesamtlast des Abgangs entspricht, zu einem Spannungsabfall entsprechend U_{drop}(real) führen würde. Die gestrichelte Linie zeigt das Profil des Spannungsabfalls in diesem Fall.

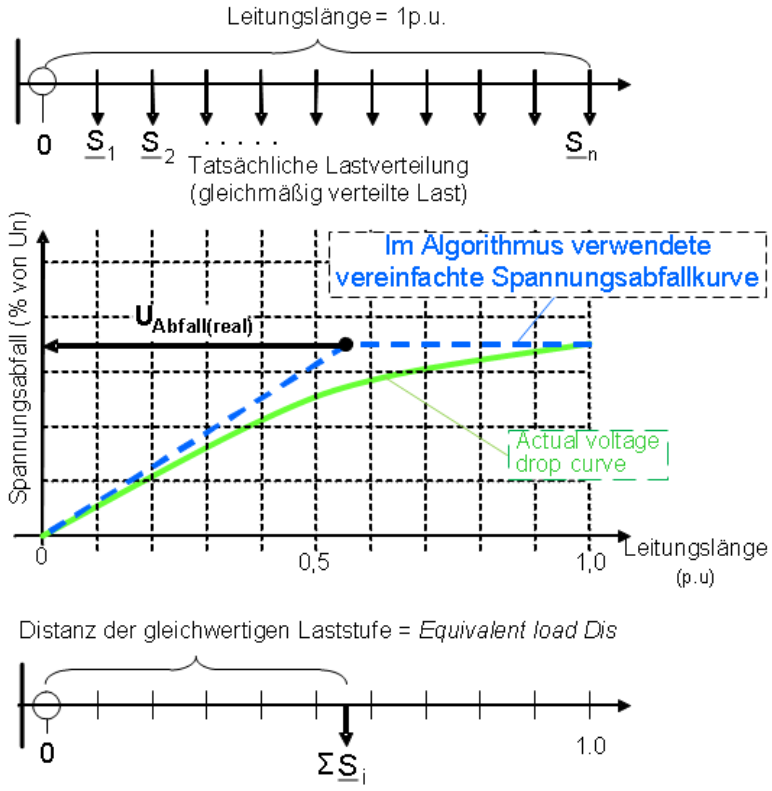


Abb. 441: Beschreibung der äquivalenten Lastentfernung

Der exakte Wert von *Equivalent load Dis* kann auf der Grundlage des Lastflusses und der Berechnungen des Spannungsabfalls anhand der Daten aus dem DMS-System und der folgenden Gleichung berechnet werden.

$$Equivalent\ load\ Dis = \frac{U_{d(real)}}{U_{d(tap,d=1)}}$$

(Gleichung 158)

$U_{d(real)}$ Der tatsächliche maximale Spannungsabfall im Abgang

$U_{d(tap,d=1)}$ Der fiktive Spannungsabfall, wenn die Gesamtlast am Ende des Abgangs einer Stufenlast (d=1) entsprechen würde (in Abbildung 441 nicht dargestellt). Die Berechnung dieses Werts erfordert Daten aus dem DMS-System.

Alternativ kann der Parameter *Equivalent load Dis* über einen Leiter-Erde-Fehlertest (R_{fault} = 0 Ω) an dem Punkt des Abgangs ermittelt werden, an dem der maximale Spannungsabfall erfolgt. Dieser Punkt liegt typischerweise am Ende der Hauptleitung. Folglich wird der berechnete Wert in den Aufgezeichneten Daten Equivalent load Dis gespeichert.

Wenn die Einstellung *EF algorithm Sel* außerdem der “Lastmodellierung” entspricht, dann bestimmt die Einstellung *EF algorithm Cur Sel* ob der Algorithmus auf Grundlage des Nullsystems “Io based” oder des Gegensystems “I2 based” verwendet wird. Der Unterschied zwischen “Io based” und “I2 based” besteht darin, dass “I2 based” die Einstellungen *Ph capacitive React* und *Ph leakage Ris* nicht erfordert. Im Fall von “Io based” sind diese Einstellungen zur Kompensation des Einflusses der Kapazitäten der Leitungsladung des geschützten Abgangs nicht erforderlich. Dies verbessert die Genauigkeit bei der Schätzung des Fehlerorts, wenn der Fehlerwiderstand den Fehler beeinflusst.

Mit gewissen Einschränkungen kann der “Lastmodellierungs”-Algorithmus auch in nicht geerdeten Netzen angewendet werden. In diesem Fall sollte die Einstellung *EF algorithm Cur Sel* auf “Io based” eingestellt werden, um so die Einstellungen *Ph capacitive React* und *Ph leakage Ris* zu bestimmen.

Die Voraussetzung für die Auslösung von SCEFRFLO bei Erdfehlern in ungeerdeten Netzen ist, dass der Erdfehlerstrom des Netzes, der einem festen Fehler entspricht, den Laststrom vor dem Auftreten des Fehlers übersteigt. D.h. dass die Gleichung 159 gültig ist.

$$Flt\ to\ Lod\ Cur\ ratio = \frac{\left|I_{ef(Rfault=0)}\right|}{\left|I_{Load}\right|} \geq 1$$

(Gleichung 159)

Das Verhältnis wird von SCEFRFLO geschätzt und gemeinsam mit der Schätzung der Fehlerentfernung in den aufgezeichneten Daten “Flt to Lod Cur ratio” gespeichert.

Im Fall eines ungeerdeten Netzes kann ein ausreichend hoher Fehlerstrombetrag erreicht werden, der zu “Flt to Lod Cur ratio“ >1 führt, beispielsweise indem

geeignete Schaltungen im Hintergrundnetz, wenn möglich, mit einem Anstieg des Fehlerstroms erfolgen. Wenn der fehlerhafte Abgang nach dem Schaltvorgang erneut eingeschaltet wird, kann die Fehlerentfernung erneut geschätzt werden. Der Fehlerwiderstand mindert die Genauigkeit der Fehlerlokalisierung und der Widerstand sollte nicht zu groß bemessen werden. Das Maximum beträgt einige wenige Hundert Ohm. Auch der Wert von “Flt to Lod Cur ratio” verursacht Ungenauigkeiten und beeinflusst die Qualität der Schätzung der Fehlerentfernung. Die Ungenauigkeiten, die die berechnete Genauigkeit des Schätzwerts für die Fehlerentfernung beeinflussen, werden im Wert “Flt Dist quality” als Qualitätsangabe des aufgezeichneten Ergebnisses in Tabelle 763 vermerkt.

Fehlerschleifen “AB Fehler” oder “BC Fehler” oder “CA Fehler”

Die Fehlerschleifen “AB Fehler”, “BC Fehler” oder “CA Fehler” werden bei Leiter-Leiter-Kurzschlussfehlern und auch bei zweipoligen Leiter-Erde-Fehlern eingesetzt, wenn die einzelnen Erdfehler am selben Abgang auftreten. In Abbildung 442 ist das Modell der Leiter-Leiter-Fehlerschleife dargestellt. Die folgenden Impedanzen werden gemessen und in den aufgezeichneten Daten von SCEFRFLO gespeichert.

$$Flt\ point\ resistance = \frac{R_{fault}}{2}$$

(Gleichung 160)

$$Flt\ loop\ resistance = R_1 + \frac{R_{fault}}{2}$$

(Gleichung 161)

$$Flt\ loop\ reactance = Flt\ phase\ reactance = X_1$$

(Gleichung 162)

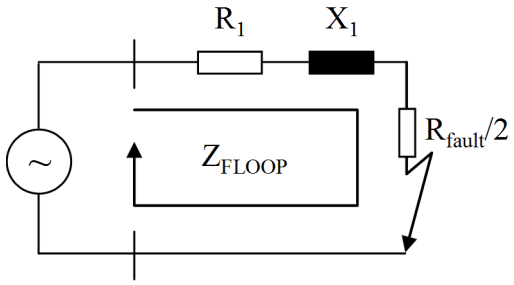


Abb. 442: Fehlerschleifenimpedanz für Leiter-Leiter-Fehlerschleifen (entweder “AB Fehler”, “BC Fehler” oder “CA Fehler”)

Der Berechnungsalgorithmus für die Fehlerentfernung bei Leiter-Leiter-Fehlerschleifen wird über die Einstellungen *Load Com PP loops* und *Enable simple model* definiert. Als Auswahlmöglichkeiten stehen hier "Deaktiviert" oder "Aktiviert" zur Verfügung.

Die Lastkompensation kann über die Einstellung *Load Com PP loops* aktiviert oder deaktiviert werden. Die Lastkompensation sollte nur deaktiviert werden, wenn das

Verhältnis zwischen dem Fehlerstrom und dem Laststrom groß ist oder wenn der Schätzwert für die Fehlerentfernung für Kurzschlussfehler bei jedem Auslösen einer Wiedereinschaltsequenz erforderlich ist.

Die Berechnung der Fehlerentfernung ist am genauesten, wenn sie über das Fehlerschleifenmodell erfolgt. Dieses Modell erfordert, dass die Mitsystemimpedanzen des geschützten Abgangs als Einstellungen angegeben werden. Wenn diese Einstellungen nicht zur Verfügung stehen, können gültige Impedanzwerte auch ohne Fehlerschleifenmodell über die Einstellung *Enable simple model* = “TRUE” berechnet werden. Gültige Entfernungsschätzungen, d.h. die Umwandlung der gemessenen Impedanz (‘’Entfernung des elektrischen Fehlers’’) in eine physikalische Entfernung, erfordert exakte Mitsystem-Impedanzeinstellungen.

Fehlerschleife “ABC Fehler”

Die Fehlerschleife “ABC Fehler” wird ausschließlich für den dreipoligen Kurzschlussfehler eingesetzt. In Abbildung 443 ist das Modell der dreipoligen Fehlerschleife dargestellt. Die folgenden Impedanzen werden gemessen und in den aufgezeichneten Daten von SCEFRFLO gespeichert.

$$Flt\ point\ resistance = R_{fault}$$

(Gleichung 163)

$$Flt\ loop\ resistance = R_1 + R_{fault}$$

(Gleichung 164)

$$Flt\ loop\ reactance = Flt\ phase\ reactance = X_1$$

(Gleichung 165)

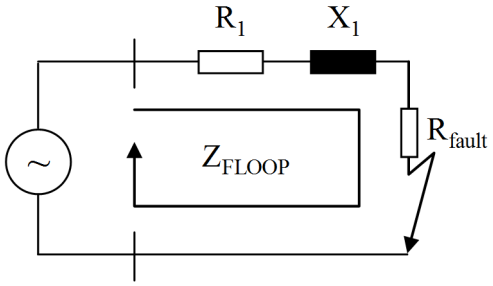


Abb. 443: Fehlerschleifen-Impedanz für eine dreipoligene Fehlerschleife (“ABC Fehler”)

Die Entfernung des dreipoligen Fehlers wird mit einem speziellen Messelement anhand der Mitsystembeträge berechnet. Dies ist insbesondere bei nicht verschobenen (asymmetrischen) Leitungen von Vorteil, da der Einfluss des Unsymmetrie-Leitungsparameters verringert ist. Wenn die Leitung nicht verschoben ist, dann verfügen alle Leiter-Leiter-Schleifen über unterschiedliche Fehlerschleifen-Reaktanzen. Der Einsatz von Mitsystembeträgen ergibt den Durchschnittswert der Leiter-Leiter-Reaktanzen, d.h. der typischste Schätzwert im Fall von dreipoligen Fehlern.

Der Berechnungsalgorithmus für die Fehlerentfernung beim dreipoligen Fehler wird über die Einstellungen *Load Com PP loops* und *Enable simple model* definiert. Als Auswahlmöglichkeiten stehen hier "Deaktiviert" oder "Aktiviert" zur Verfügung.

Die Lastkompensation kann über die Einstellung *Load Com PP loops* aktiviert oder deaktiviert werden. Die Lastkompensation sollte nur deaktiviert werden, wenn das Verhältnis zwischen dem Fehlerstrom und dem Laststrom groß ist oder wenn der Schätzwert für die Fehlerentfernung für Kurzschlussfehler bei jedem Auslösen einer Wiedereinschaltsequenz erforderlich ist.

Die Berechnung der Fehlerentfernung ist am genauesten, wenn sie über das Fehlerschleifenmodell erfolgt. Dieses Modell erfordert, dass die Mitsystemimpedanzen des geschützten Abgangs als Einstellungen angegeben werden. Wenn diese Einstellungen nicht zur Verfügung stehen, können gültige Impedanzwerte auch ohne Fehlerschleifenmodell über die Einstellung *Enable simple model* = “TRUE” berechnet werden. Gültige Entfernungsschätzungen, d.h. die Umwandlung der gemessenen Impedanz (‘’Entfernung des elektrischen Fehlers’’) in eine physikalische Entfernung, erfordert exakte Mitsystem-Impedanzeinstellungen.

Schätzung des Fehlerwiderstands in unterschiedlichen Fehlerschleifen

Der über die Impedanzberechnung ermittelte Fehlerpunkt-Widerstandswert steht in den Aufgezeichneten Daten “Flt point resistance” zur Verfügung und hängt von der eingesetzten Fehlerschleife ab, wie in Abbildung 444 dargestellt. Im Fall von Erdfehlern, beinhaltet der geschätzte Fehlerpunkt-Widerstand den gesamten Fehlerpunkt-Widerstand zwischen dem fehlerhaften Leiter und der Erde, beispielsweise Bogen- und Erdungswiderstände. Im Fall von Leiter-Leiter-Fehlern beträgt der geschätzte Fehlerwiderstand die Hälfte des gesamten Fehlerpunkt-Widerstands zwischen den Leitern. Im Fall eines dreipoligen Fehlers, gleicht der geschätzte Fehlerpunkt-Widerstand den gesamten Fehlerpunkt-Widerstand pro Leiter, beispielsweise Bogenwiderstand pro Leiter.

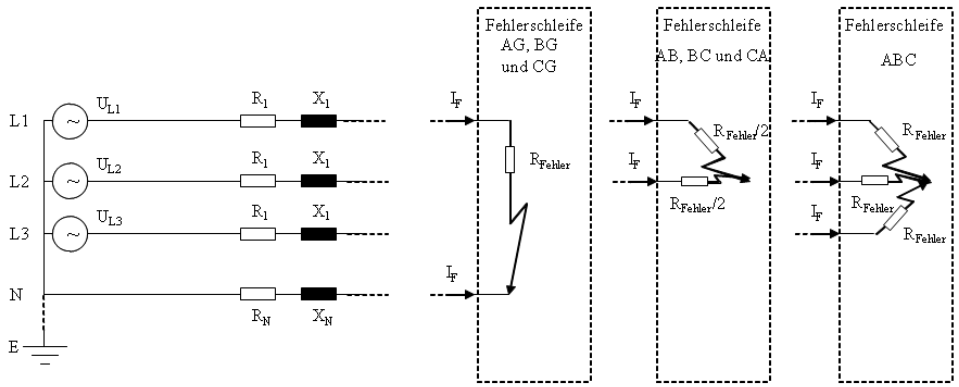


Abb. 444: Definition eines physikalischen Fehlerpunkt-Widerstands in unterschiedlichen Fehlerschleifen

Stationäre Unsymmetrie und Lastkompensation

In Wirklichkeit sind elektrische Netze nie perfekt symmetrisch. Die Unsymmetrie erzeugt stationäre Beträge in der Form von Nullsystem- und Gegensystemspannungen und -strömen. Beim Fehlern der Kompensation sind diese Fehlerquellen für die Berechnung von Fehlerentfernungen, insbesondere bei Erdfehlern. Alle Algorithmen zur Berechnung der Erdfehlerentfernung von SCEFRFLO verwenden Delta-Beträge, die die Wirkungen der stationären Unsymmetrie ausgleichen.

Der Laststrom ist eine weitere Fehlerquelle in der Berechnung der Fehlerentfernung. Sein Einfluss steigt mit der Größe der Widerstandswerte. SCEFRFLO setzt für jeden Fehlertyp unabhängige Lastkompensationsmethoden ein, um eine optimale Leistung zu erzielen. Die Lastkompensation dient dem Zweck, die Genauigkeit der Berechnungsmodelle für die Fehlerentfernung zu verbessern, indem der tatsächliche Fehlerstrom am Fehlerort geschätzt wird. Um die Auswirkungen des Laststroms auf die Schätzung der Fehlerentfernung zu beheben, werden Delta-Beträge eingesetzt. Bei Erdfehlern erfolgt die Lastkompensation automatisch im Algorithmus zur Berechnung der Fehlerentfernung. Bei Kurzschlussfehlern wird die Lastkompensation über die Einstellung *Load Com PP loops* aktiviert. Der Standardwert ist “Aktiviert”. Der Parameter sollte nur dann auf “Deaktiviert” gesetzt werden, wenn das Verhältnis zwischen dem erwarteten Fehlerstrom und dem Laststrom groß ist oder wenn die Schätzung für die Fehlerentfernung für Kurzschlussfehler bei jedem Auslösen einer Wiedereinschaltsequenz erforderlich ist.

Der Delta-Betrag beschreibt die Änderung im gemessenen Signal aufgrund des Fehlers.

$$\Delta x = x_{fault} + x_{pre\text{-}fault}$$

(Gleichung 166)

x_{fault}	Entspricht dem Signalwert während des Fehlers
$x_{pre\text{-}fault}$	Entspricht dem Signalwert im intakten Zustand, direkt vor Auftreten des Fehlers

Indikator für die Qualität des Ergebnisses

Die Qualität der geschätzten Fehlerentfernung wird beurteilt und gemeinsam mit der Schätzung der Fehlerentfernung in den aufgezeichneten Daten als “Flt Dist quality” gespeichert. Bei “Flt Dist quality” handelt es sich um einen Bitvektor,der die erkannten Ungenauigkeitsquellen in der Schätzung der Fehlerentfernung angibt. Falls “Flt Dist quality” dem Wert 1 entspricht, wird das Ergebnis nicht durch Fehlerquellen beeinflusst. Dies führt zu einer guten Qualität der Schätzung der Fehlerentfernung. Wenn Faktoren erkannt werden, die die Schätzung der Fehlerentfernung ungünstig beeinflussen, dann entspricht “Flt Dist quality” den Angaben in Tabelle 763. In diesem Fall wird die geschätzte Fehlerentfernung, “Flt distance value”, in der HMI in Klammern angegeben.

Tabelle 763: Qualitätsanzeige der Fehlerentfernung "Flt Dist quality"

Wert	Gemäß der Ungenauigkeitsbeschreibung
2	Geschätztes Stabilitätskriterium wurde nicht erreicht
4	Fehlerpunkt-Widerstand übersteigt 500 Ω
8	Fehlerpunkt-Widerstand übersteigt 5 × X_{loop} [1)]
16	Fehlerpunkt-Widerstand übersteigt 20 × X_{loop} [1)]
32	"Flt to Lod Cur ratio" liegt unter 1,00
64	Schätzung der Fehlerentfernung außerhalb der Toleranzen (<-0,1 pu oder >1,1 pu)
128	Berechnung der Entfernungsschätzung erfolgt aufgrund zu geringer Beträge von I oder U
256	Berechnung der Entfernungsschätzung kann nicht durchgeführt werden (beispielsweise Vermeidung der internen Division durch Null)

1) Xloop entspricht der gesamten Schleifenreaktanz gemäß der Einstellungen

Wenn der Fehlerpunkt-Widerstand beispielsweise 500 Ω überschreitet und "Flt to Lod Cur ratio" unter 1,0 liegt, dann beträgt "Flt Dist quality" "36". Ein weiteres Beispiel: wenn keine Fehlerquelle gefunden wird aber das Stabilitätskriterium nicht erreicht wird, dann beträgt der Wert "Flt Dist quality" "2".

Impedanzeinstellungen

Die Berechnung der Fehlerentfernung in SCEFRFLO basiert auf der Modellierung der Fehlerschleifen-Impedanz. Die Fehlerschleife wird mit den Impedanzeinstellungen Parametriert. Diese können maximal für drei Leitungsabschnitte eingestellt werden (A, B und C). Jeder Abschnitt wird durch die Eingabe einer Abschnittslänge aktiviert, die zwischen Null und der Einstellung *Line Len section A*, *Line Len section B* oder *Line Len section C* liegt, in der Reihenfolge Abschnitt A-> Abschnitt B-> Abschnitt C.

Die Erdfehlerschleife erfordert sowohl Mitsystem- als auch Nullsystemimpedanzen, beispielsweise *R1 line section A* und *X1 line section A*, *R0 line section A* und *X0 line section A*. Für die Kurzschlussschleifen sind nur Mitsystemimpedanzen erforderlich. In den Kurzschlussschleifen können diese ebenfalls ausgelassen werden, wenn die Einstellung *Enable simple model* "TRUE" entspricht.

Wenn die Impedanzeinstellungen benutzt werden, dann ist es wichtig, dass die Einstellungen den Impedanzen der verwendeten Leitertypen bestmöglich ähneln. Die Impedanzeinstellungen werden in Primär-Ohm [Ohm/pu] angegeben und die Längen der Leitungsabschnitte pro Einheit [pu]. Daher können die Impedanzen entweder in Ohm/km und die Abschnittslängen in km angegeben werden oder in Ohm/Meile und die Abschnittslängen in Meilen. Die sich ergebende Entfernung "Flt distance" entspricht den für die Leitungsabschnittlängen eingegebenen Einheiten.

Mitsystem-Impedanzwerte

Die Fehlerlokalisierung erfordert exakte Einstellwerte für Leitungsimpedanzen. Sowohl die Lokalisierung von Kurzschlüssen als auch von Erdfehlern erfordert Mitsystem-Impedanzen. Da die Impedanzwerte pro Einheit aus dem Datenblatt normalerweise nur für bestimmte Tower-Konfigurationen gültig sind, sollten die Werte gemäß der eigentlichen Installationskonfiguration angepasst werden. Dadurch werden Fehler bei der Fehlerlokalisierung minimiert, die aufgrund ungenauer Einstellungen entstehen.

Die Mitsystemreaktanz pro Einheit und pro Leiter kann mit der folgenden Näherungsgleichung berechnet werden, die auf symmetrisch verschobene dreipolige Aluminium-Freileitungen ohne Erdungskabel anzuwenden ist.

$$X_1 \approx \omega_n \cdot 10^{-4} \left(2 \cdot \ln \frac{a_{en}}{r} + 0.5 \right) [\Omega / km]$$

(Gleichung 167)

ω_n $2 \times \pi \times f_r$, wobei f_r = Grundfrequenz [Hz]

a_{en} $\sqrt[3]{(a_{12} \cdot a_{23} \cdot a_{31})}$

der geometrische Durchschnitt der Leiterentfernungen [m]

a_{xy} Entfernung [m] zwischen Leiter x und y

r Radius [m] für Einzelleiter

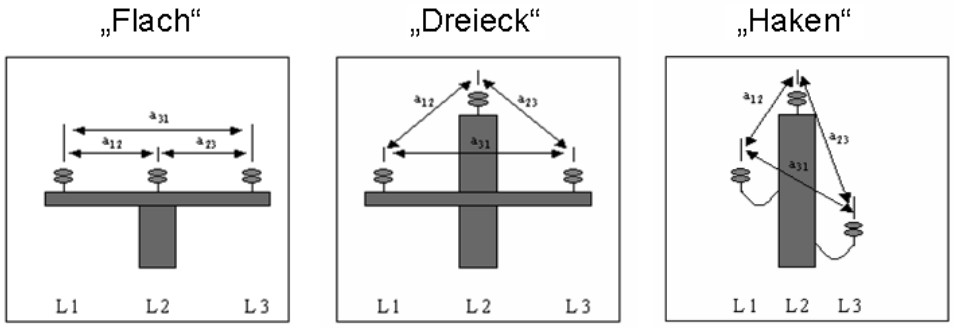


Abb. 445: Typische Verteilerleitungs-Tower-Konfiguration

In den folgenden Tabellen sind Beispielwerte der Mitsystemimpedanzen für typische Mittelspannungs-Freileitungen angegeben.

Tabelle 764: Mitsystem-Impedanzwerte für typische 11 kV Leiter , "flache" Tower-Konfiguration vorausgesetzt

Name	R1 [Ω/km]	X1 [Ω/km]
ACSR 50 SQ.mm	0,532	0,373
ACSR 500 SQ.mm	0,0725	0,270

Tabelle 765: Mitsystem-Impedanzwerte für typische 10/20 kV Leiter , "flache" Tower-Konfiguration vorausgesetzt

Name	R1 [Ω/km]	X1 [Ω/km]
Al/Fe 36/6 Sparrow	0,915	0,383
Al/Fe 54/9 Raven	0,578	0,368
Al/Fe 85/14 Pigeon	0,364	0,354
Al/Fe 93/39 Imatra	0,335	0,344
Al/Fe 108/23 Vaasa	0,287	0,344
Al/Fe 305/39 Duck	0,103	0,314

Tabelle 766: Mitsystem-Impedanzwerte für typische 33 kV Leiter , "flache" Tower-Konfiguration vorausgesetzt

Name	R1 [Ω/km]	X1 [Ω/km]
ACSR 50 mm²	0,529	0,444
ACSR 100 mm²	0,394	0,434
ACSR 500 mm²	0,0548	0,346

Nullsystem-Impedanzwerte

Die Lokalisierung von Erdfehlern erfordert sowohl Mitsystem als auch Nullsystemimpedanzen. Bei Kurzschlussfehlern sind Nullsystemimpedanzen nicht erforderlich.

Die Mitsystem-Impedanzwerte pro Einheit von Leitungen sind typischerweise bekannt oder können leicht über Datenblätter ermittelt werden. Die Nullsystemwerte sind in der Regel nicht so leicht zu ermitteln, da sie von den tatsächlichen Installationsbedingungen und der Konfiguration abhängen. Eine ausreichende Genauigkeit kann dennoch mit relativ einfachen Berechnungen über die folgenden Gleichungen erreicht werden, die pro Leiter auf symmetrisch verschobene dreipolige Aluminium-Freileitungen ohne Erdungskabel angewendet werden.

$$R_0\,[50Hz] \approx R1 + 0.14804[\Omega / km]$$

(Gleichung 168)

$$R_0\,[60Hz] \approx R1 + 0.17765[\Omega / km]$$

(Gleichung 169)

$$X_0 \approx 2 \cdot \omega_n \cdot 10^{-4} \left(3 \cdot \ln \frac{w}{r_{en}} + 0.25 \right) [\Omega / km]$$

(Gleichung 170)

R_1 Wechselstromwiderstand des Leiters [Ω/km]

W $658\sqrt{\frac{\rho_{earth}}{f_n}}$

die äquivalente Tiefe [m] des Rückleitungswiderstands der Erdung

ρ_{earth} Erdungswiderstand [Ωm]

r_{en} $\sqrt[3]{r \cdot \sqrt[3]{a_{12}^2 \cdot a_{23}^2 \cdot a_{31}^2}}$

der äquivalente Radius [m] des Leiterbündels

r Radius [m] für Einzelleiter

a_{xy} Entfernung [m] zwischen Leiter x und y

Einstellungen *Ph leakage Ris* und *Ph capacitive React*

Die Einstellungen *Ph leakage Ris* und *Ph capacitive React* dienen der Verbesserung der Schätzgenauigkeit für die Fehlerentfernung bei Erdfehlern. Sie sind für eine exakte Lokalisierung von Fehlern in ungeerdeten Netzen entscheidend. In anderen Netzen sind sie von geringerer Bedeutung. Die Einstellung *Ph leakage Ris* stellt die Ableitverluste des geschützten Abgangs in Bezug auf den Widerstand pro Leiter dar. Die Einstellung *Ph capacitive React* stellt die gesamte kapazitive Leiter-Erde-Reaktanz des geschützten Abgangs pro Leiter dar. Auf den Erfahrungen basierend sollte eine geeignete Schätzung von *Ph leakage Ris* etwa 20…40 × *Ph capacitive React* betragen.

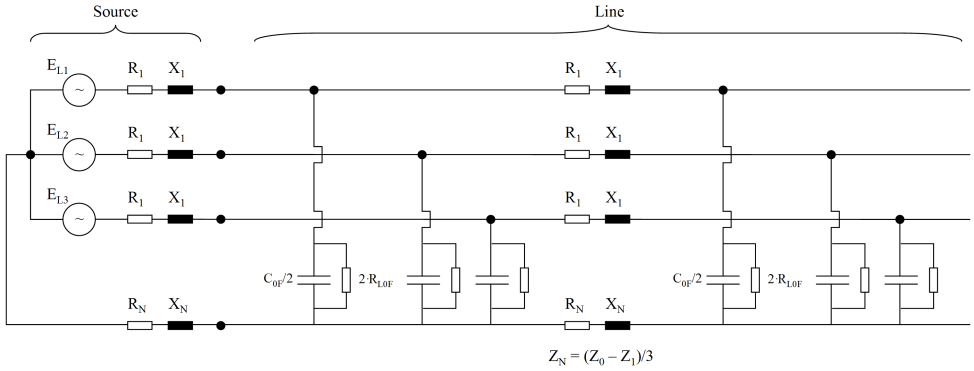


Abb. 446: Äquivalenzdiagramm des geschützten Abgangs R_{L0F} = Ph leakage Ris.

Die Bestimmung der Einstellung *Ph capacitive React* kann entweder auf den Netzdaten oder auf einer Messung basieren.

Wenn die gesamte Leiter-Erde-Kapazität (einschließlich aller Zweige) pro Leiter C_{0F} des geschützten Abgangs bekannt ist, dann kann die Einstellung berechnet werden.

$$Ph\ capacitive\ React = \frac{1}{\left(\omega_n \cdot C_{0F}\right)}$$

(Gleichung 171)

Im Fall eines ungeerdeten Netzes kann der Einstellwert berechnet werden, wenn der vom geschützten Abgang erzeugte Erdfehlerstrom I_{ef} bekannt ist.

$$Ph\ capacitive\ React = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{xy}}{I_{ef}}$$

(Gleichung 172)

U_{xy} Leiter-Erde-Spannung

SCEFRFLO kann auch den Wert der Einstellung *Ph capacitive React* über Messungen ermitteln. Die Berechnung von *Ph capacitive React* wird über ein Binärsignal ausgelöst, das am Eingang TRIGG_XC0F angeschlossen ist, wenn bei der Inbetriebnahme eine Erdfehlerprüfung außerhalb des geschützten Abgangs durchgeführt wird, beispielsweise an der Sammelschiene der Station. Der *Calculation Trg mode* muss auf “Extern” eingestellt sein. Nach der Aktivierung des Trigger-Einhangs TRIGG_XC0F wird der berechnete Wert der Einstellung *Ph capacitive React* als Parameter *XC0F Calc* aus den aufgezeichneten Daten ermittelt. Dieser Wert ist manuell in die Einstellung *Ph capacitive React* einzugeben. Der berechnete Wert stimmt mit dem aktuellen Schaltzustand des Abgangs überein und daher sollte der Wert aktualisiert werden, wenn der Schaltzustand des geschützten Abgangs sich ändert.

In Abbildung 447 ist eine Beispielkonfiguration dargestellt, die die Messung der Einstellung *Ph capacitive React* ermöglicht.

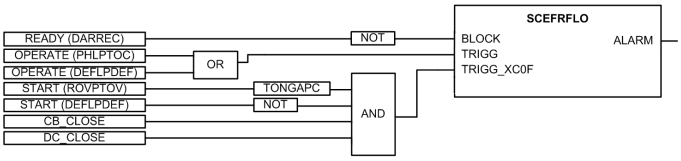


Abb. 447: Eine Beispielkonfiguration, die die Messung der Einstellung “Ph capacitive React” ermöglicht.

Wenn der Erdfehler von der Verlagerungsspannungsfunktion (START von ROVPTOV) erkannt wird, jedoch nicht von der vorwärts gerichteten Erdfehler-Schutzfunktion (START von DEFLPDEF) gesehen wird, dann liegt der Fehler außerhalb des geschützten Abgangs. Dies ist für gültige Messungen der Einstellung *Ph capacitive React* Pflicht. Nach Verstreichen einer eingestellten Verzögerung (TONGAPC), wird der Eingang TRIGG_XC0F aktiviert und der Parameter *XC0F Calc* in den aufgezeichneten Daten wird aktualisiert. Die Verzögerung (TONGAPC) muss länger eingestellt sein als die Startverzögerung der gerichteten Erdfehler-Schutzfunktion DEFLPDEF, aber kürzer als die Mindest-Auslösezeit der Erdfehler-

Richtungsschutzfunktion in einem der Abgänge. Wenn die Startzeitverzögerung beispielsweise 100 ms beträgt und die kürzeste Auslösezeit 300 ms, dann kann ein Wert von 300 ms verwendet werden. Der Leistungsschalter- und Trennerstatus wird eingesetzt, um sicherzustellen, dass der gesamte Abgang gemessen wird.

Modellierung einer nicht homogenen Leitung

Ein typischer Verteilerabgang wird mit zahlreichen unterschiedlichen Typen von Freileitungen und Kabeln konstruiert. Das bedeutet, dass der Abgang elektrisch nicht homogen ist. SCEFRFLO ermöglicht die Modellierung der Leitungsimpedanzvariationen im Gerät mit drei Leitungsabschnitten mit unabhängigen Impedanzeinstellungen. Dies dient der Verbesserung der physikalischen Umwandlung der Fehlerentfernung im Gerät, insbesondere in Fällen, in denen die Inhomogenität der Leitungsimpedanz schwerwiegend ist. Jeder Abschnitt wird durch die Eingabe einer Abschnittslänge aktiviert, die zwischen Null und der Einstellung *Line Len section A*, *Line Len section B* oder *Line Len section C* liegt, in der Reihenfolge Abschnitt A-> Abschnitt B-> Abschnitt C.

Das Impedanzmodell mit einem Leitungsabschnitt wird über die Einstellung von *Line Len section A* auf einen anderen Wert als Null aktiviert. In diesem Fall werden die Impedanzeinstellungen *R1 line section A*, *X1 line section A*, *R0 line section A* und *X0 line section A* für die Berechnung der Fehlerentfernung und die Umwandlung der Reaktanz in eine physikalische Fehlerentfernung eingesetzt. Diese Option sollte nur im Fall einer homogenen Leitung eingesetzt werden, d.h. wenn der geschützte Abgang aus nur einem Leitertyp besteht.

Das Impedanzmodell mit zwei Leitungsabschnitten wird aktiviert, indem sowohl die Einstellung *Line Len section A* als auch *Line Len section B* auf einen anderen Wert als Null eingestellt werden. In diesem Fall werden die Impedanzeinstellungen *R1 line section A*, *X1 line section A*, *R0 line section A*, *X0 line section A*, *R1 line section B*, *X1 line section B*, *R0 line section B* und *X0 line section B* für die Berechnung der Fehlerentfernung und die Umwandlung der Reaktanz in eine physikalische Fehlerentfernung eingesetzt. Diese Option sollte im Fall einer nicht homogenen Leitung eingesetzt werden, d.h. wenn der geschützte Abgang aus zwei Leitertypen besteht.

Das Impedanzmodell mit drei Leitungsabschnitten wird aktiviert, indem sowohl die Einstellung *Line Len section A*, *Line Len section B* und *Line Len section C* auf einen anderen Wert als Null eingestellt werden. In diesem Fall werden die Impedanzeinstellungen *R1 line section A*, *X1 line section A*, *R0 line section A*, *X0 line section A*, *R1 line section B*, *X1 line section B*, *R0 line section B*, *X0 line section B*, *R1 line section C*, *X1 line section C*, *R0 line section C* und *X0 line section C* für die Berechnung der Fehlerentfernung und die Umwandlung der Reaktanz in eine physikalische Fehlerentfernung eingesetzt. Diese Option sollte im Fall einer nicht homogenen Leitung eingesetzt werden, d.h. wenn der geschützte Abgang aus mehr als zwei Leitertypen besteht.

Die Wirkung der Inhomogenität der Leitungsimpedanz bei der Umwandlung der Fehlerschleifenreaktanz in die physikalische Fehlerentfernung wird im Beispiel in Abbildung 448 anhand eines 10 Kilometer langen Abgangs mit drei Leitungstypen

dargestellt. Die gesamte Leitungsimpedanz der 10-km-Leitung beträgt R1 = 6,602 Ω (0,660 Ω/km) und X1 = 3,405 Ω (0,341 Ω/km), bestehend aus den folgenden Abschnitten und Impedanzwerten.

- 4 km PAS 150 (R1 = 0,236 Ω/km, X1 = 0,276 Ω/km)
- 3 km Al/Fe 54/9 Raven (R1 = 0,536 Ω/km, X1 = 0,369 Ω/km)
- 3 km Al/Fe 21/4 Swan (R1 = 1,350 Ω/km, X1 = 0,398 Ω/km)

Die Inhomogenität der Abgangsimpedanz kann dargestellt werden, indem der geschützte Abgang in einem RX-Diagramm eingezeichnet wird (auf Impedanzebene), wie in Abbildung 448 gezeigt.

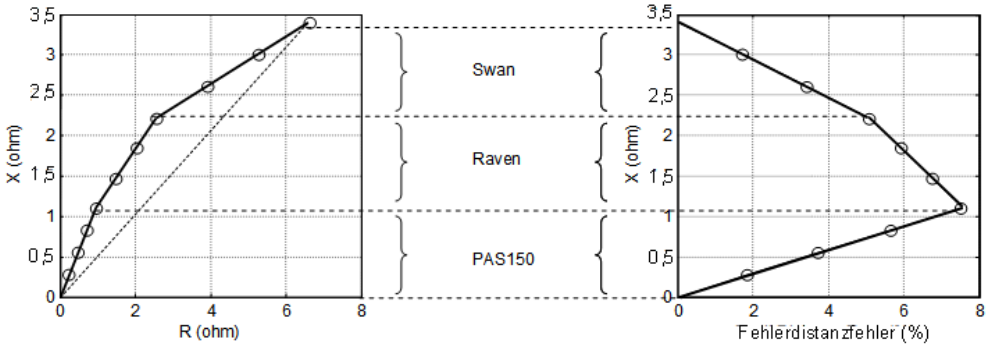


Abb. 448: Beispiel eines Impedanzdiagramms eines elektrisch inhomogenen Abgangs (links) und der resultierenden Fehlerentfernung, wenn die gemessene Fehlerschleifen-Reaktanz in eine physikalische Fehlerentfernung umgewandelt wird, indem nur ein Leitungsabschnitt-Parameters (rechts) verwendet wird.

In Abbildung 448 wird der Abgang entweder mit einem der drei Leitungsabschnitten mit den Parametern aus Tabelle 767 modelliert wird.

Tabelle 767: Impedanzeinstellungen

Parameter	Impedanzmodell mit einem Abschnitt	Impedanzmodell mit drei Abschnitten
R1 Kabelabschnitt A	0,660 Ω/pu	0,236 Ω/pu
X1 Leitungsabschnitt A	0,341 Ω/pu	0,276 Ω/pu
Kabellänge Sektion A	10000 pu	4000 pu
R1 Kabelabschnitt B	N/A	0,536 Ω/pu
X1 Leitungsabschnitt B	N/A	0,369 Ω/pu
Kabellänge Sektion B	0,000 pu	3000 pu
R1 Kabelabschnitt C	N/A	1,350 Ω/pu
X1 Leitungsabschnitt C	N/A	0,398 Ω/pu
Kabellänge Sektion C	0,000 pu	3000 pu

In Abbildung 448 ist der Umwandlungsfehler für die gemessene Fehlerschleifen-Reaktanz in eine physikalische Fehlerentfernung dargestellt. Der Fehlerort variiert von 1 km bis 10 km in 1-km-Schritten (mit Kreisen markiert). Ein Fehler von maximal nahezu acht Prozent wird durch die Umwandlung erzeugt, wenn eine inhomogene Leitung mit nur einem Abschnitt modelliert wird. Durch den Einsatz des Impedanzmodells mit drei Leitungsabschnitten liegt kein Umwandlungsfehler vor.

Im vorhergehenden Beispiel wird ein Kurzschlussfehler angenommen. Daher werden lediglich die Mitsystem-Impedanzeinstellungen verwendet. Die Ergebnisse sind dennoch auch auf Erdfehler anwendbar.

Entnahmestellen oder Ausläufer im Abgang

Wenn der geschützte Abgang aus Entnahmestellen oder Ausläufern besteht, dann entspricht die gemessene Fehlerimpedanz zahlreicher physikalischer Fehlerorte (beispielsweise A oder B in Abbildung 449). Der tatsächliche Fehlerort muss durch den Einsatz zusätzlicher Informationen ermittelt werden, beispielsweise Kurzschlussstrom-Anzeiger an Entnahmestellen.

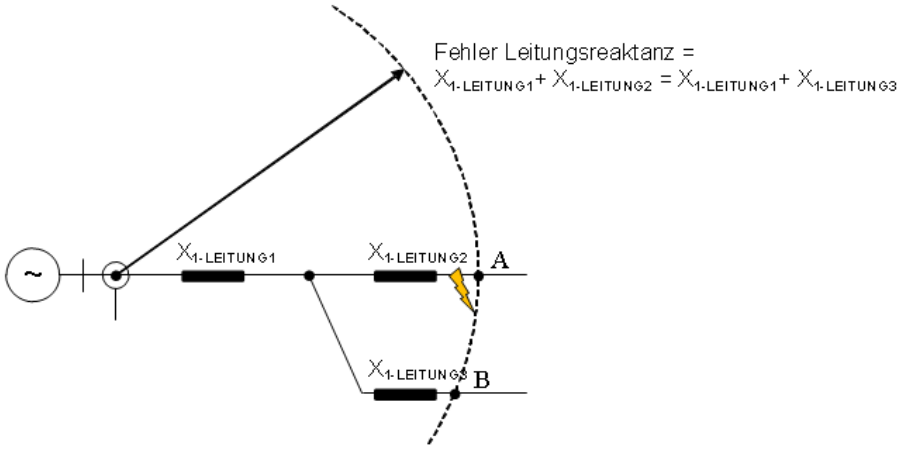


Abb. 449: Fehler in einer Verteilerleitung mit Ausläufern

5.7.4.3 Triggererkennung

Die Fehlerentfernungsschätzung wird beim Auslösen des SCEFRFLO erhalten. Die Triggermethode wird durch die Einstellung *Berechnung Trg Modus* definiert. Folgende Optionen stehen zur Auswahl: “Extern” und “Intern”, wobei der Standardwert “Extern” ist. Das Ereignis TRIGG_OUT gibt den Zeitpunkt der Aufzeichnung des Fehlerentfernungswertes an. Die Fehlerentfernungsschätzung (Feh Distanz) wird zusammen mit dem Zeitstempel des eigentlichen Triggerns in den aufgezeichneten Daten von SCEFRFLO gespeichert.

- Bei externem Triggern sollte ein externes Triggersignal mit dem Eingang `TRIGG` verbunden sein. Das Triggersignal ist normalerweise ein Auslösesignal einer Schutzfunktion. Zum Zeitpunkt des Triggerns wird die Fehlerentfernung in den aufgezeichneten Daten gespeichert. Es ist wichtig, dass das Triggern zeitlich so

erfolgt, damit noch ausreichend Zeit für die Berechnung der Entfernungsschätzung zur Verfügung steht, bevor der Leistungsschalter an der Einspeisung auslöst.

- Bei einem internen Triggern wird der Eingang TRIGG nicht für das Triggern verwendet. Stattdessen wird das Triggersignal intern erzeugt, sodass die Schätzung startet, wenn die Leiterauswahllogik einen Fehler erkennt, und die Schätzung wird getriggert, sobald sich ihr Wert ausreichend stabilisiert hat. Dies wird anhand der maximalen Abweichung in der Fehlerentfernungsschätzung geprüft, die mit der Einstellung *Distance estimate Va* (in den gleichen Einheiten wie die Fehlerentfernungsschätzung) definiert wird. Wenn während eines Grundzyklus aufeinanderfolgende Schätzungen innerhalb des Bereichs von “Endwert ± *Distance estimate Va*” auftreten, wird die Fehlerentfernungsschätzung (Mittelwert der aufeinanderfolgenden Schätzungen) aufgezeichnet. Wenn das Stabilitätskriterium nicht erfüllt wurde, erfolgt die Fehlerentfernungsschätzung unmittelbar vor der Unterbrechung der Leiterströme. Die Leiterauswahllogik ist eine ungerichtete Funktion, weshalb das interne Triggern nicht verwendet werden sollte, wenn eine Richtwirkung benötigt wird.

Im Allgemeinen benötigt SCEFRFLO nach Auftreten des Fehlers mindestens zwei Messzeit-Grundzyklen. In Abbildung 450 ist das typische Verhalten der Fehlerentfernungsschätzung von SCEFRFLO als eine Funktion der Zeit dargestellt.

- Sofort nach Auftreten des Fehlers wird die Schätzung durch anfängliche Transienten in den Spannungen und Strömen beeinflusst.
- Etwa einen Grundzyklus nach Auftreten des Fehlers beginnt die Fehlerentfernung, sich dem Endwert anzunähern.
- Etwa zwei Grundzyklen nach Auftreten des Fehlers ist das Stabilitätskriterium für die Fehlerentfernungsschätzung erfüllt und es wird das Ereignis TRIGG_OUT gesendet. Zu diesem Zeitpunkt werden die aufgezeichneten Daten gespeichert.

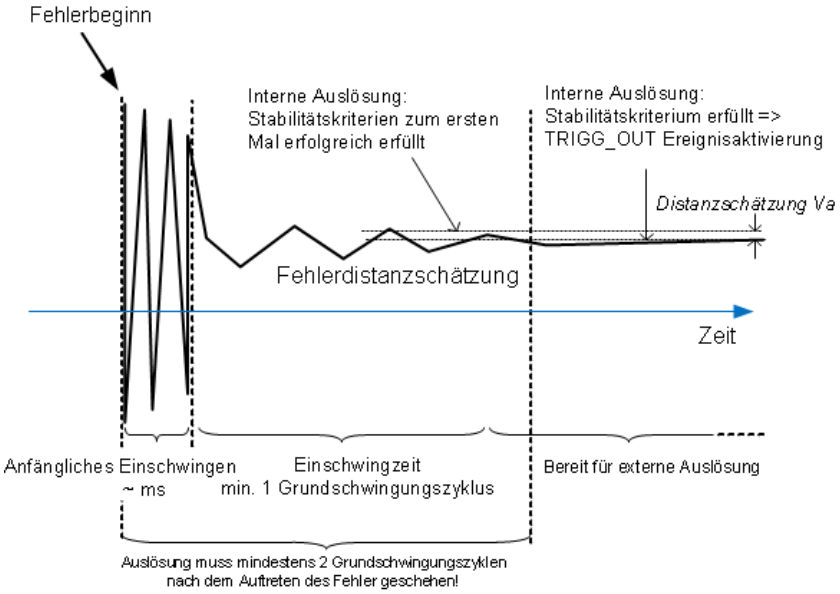


Abb. 450: Verhalten der Fehlerentfernungsschätzung nach Zeit

5.7.4.4 Alarmanzeige

SCEFRFLO verfügt über einen Alarmausgang für die berechnete Fehlerentfernung. Liegt der Wert der berechneten Fehlerentfernung FEH_DISTANZ zwischen der Einstellung *Untere Dis-Alarmgrenze* und *Obere Dis-Alarmgrenze*, wird der Ausgang ALARM aktiviert.

Der Ausgang ALARM kann z. B. in Gebieten mit Wasserläufen oder anderen Orten verwendet werden, in denen die Kenntnis bestimmter Fehlerorte sehr wichtig ist.

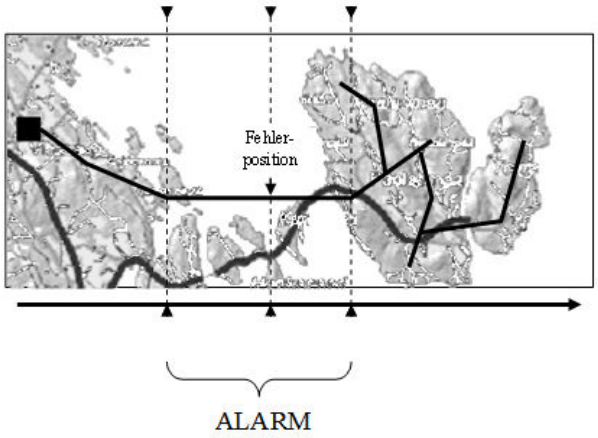


Abb. 451: Beispiel der Nutzung des Ausgangs ALARM

5.7.4.5 Aufgezeichnete Daten

Alle Informationen, die für eine spätere Fehleranalyse benötigt werden, werden in den aufgezeichneten Daten von SCEFRFLO festgehalten. Im Gerät sind die aufgezeichneten Daten unter **Überwachung/Aufgezeichnete Daten/Anderer Schutz/SCEFRFLO** zu finden.

SCEFRFLO verfügt auch über überwachte Datenwerte, die für das Auslesen fortlaufender Berechnungswerte verwendet werden. Die Querverweistabelle zeigt, welche aufgezeichneten Datenwerte als fortlaufende Überwachungswerte während eines Fehlers zur Verfügung stehen.

Tabelle 768: Querverweistabelle für aufgezeichnete und überwachte Datenwerte

Aufgezeichnete Daten	Überwachte Daten
Feh Schleife	FEHLER_SCHLEIFE
Feh Distanz	FEH_DISTANZ
Feh Dist Qualität	FEH_DIST_Q
Feh Schleifenwiderstand	RFSCHLEIFE
Feh Schleifenreaktanz	XSCHLEIFE
Feh Leiterreaktanz	XFPHASE
Feh Punktwiderstand	RF
Feh to Lod Cur Verh	IFLT_PER_ILD
Equivalent load Dis	S_CALC
XC0F Calc	XC0F_CALC

5.7.4.6 Messmodi

Damit SCEFRFLO umfassend funktioniert, müssen alle drei Leiter-Erde-Spannungen gemessen werden. Die Spannungen können mit konventionellen Spannungswandlern oder -sensoren gemessen werden, die zwischen Leiter und Erde zwischengeschaltet sind (*Spannungswandler-Verbindung* ist auf "Wye" gesetzt). Eine weitere Alternative besteht in der Messung von Leiter-Leiter-Spannungen (*Spannungswandler-Verbindung* ist auf "Delta" gesetzt) oder der Verlagerungsspannung (Uo). Beide Alternativen werden durch die Einstellung des Konfigurationsparameters *Spannungsmessung* auf "Messung L-E" berücksichtigt.

Wird die Einstellung *Spannungsmessung* auf "L-L ohne Sum.-spg" gesetzt und es stehen lediglich Leiter-Leiter-Spannungen zur Verfügung (aber keine Summenspannung Uo), können ausschließlich Kurzschlussmessschleifen (Fehlerschleifen “AB Fehler”, “BC Fehler” oder “CA Fehler” oder “ABC Fehler”) exakt gemessen werden. In diesem Fall können die Erdfehlerschleifen (Fehlerschleifen entweder “AG Fehler”, “BG Fehler” oder “CG Fehler”) keine korrekten Fehlerentfernungsschätzungen liefern und die Auslösung der Funktion bei einem Erdfehler wird automatisch deaktiviert.

5.7.5 Anwendung

Abgangsunterstationen sollen bei Fehlern in einem geschützten Abgang schnell, selektiv und zuverlässig funktionieren. Darüber hinaus sind Angaben zur Entfernung des Fehlerpunkts für die an Betrieb und Wartung Beteiligten sehr wichtig. Zuverlässige Informationen zum Fehlerort verringern die Ausfallzeit der geschützten Abgänge massiv und erhöhen die Gesamterreichbarkeit eines Energienetzes.

SCEFRFLO bietet eine impedanzbasierte Fehlerortung. Es ist für radiale Netze entwickelt worden und es können damit Kurzschlüsse in Verteilungsnetzen aller Art lokalisiert werden. Erdfehler können in niederohmig geerdeten Netzen lokalisiert werden. Unter gewissen Einschränkungen kann SCEFRFLO auch für die Lokalisierung von Erdfehlern in nicht geerdeten Verteilungsnetzen verwendet werden.

Konfigurationsbeispiel

Eine typische Konfiguration für das Triggern von SCEFRFLO ist in Abbildung 447 dargestellt. Dort erfolgt ein externes Triggern, d. h. *Berechnung Trg Modus* ist auf "Extern" gesetzt. Das Signal AUSLÖSUNG der ungerichteten Überstromfunktion PHLPTOC wird zum Anzeigen eines Kurzschlussfehlers verwendet. Das Signal AUSLÖSUNG der Erdfehlerrichtungsfunktion DEFLPDEF wird zum Anzeigen eines Erdfehlers an der geschützten Speiseleitung verwendet.

SCEFRFLO mit automatischer Wiedereinschaltung

Wird SCEFRFLO beim Ablauf der automatischen Wiedereinschaltung verwendet, ist die Entfernungsschätzung anhand der ersten Auslösung meist die genaueste. Die Fehlerentfernungsschätzungen können anhand der folgenden Auslösungen vorgenommen werden, jedoch kann die Genauigkeit aufgrund eines fehlerhaften Lastausgleichs vermindert werden. Während der Pausenzeit des Ablaufs der automatischen Wiedereinschaltung ist der Lastzustand des Abgangs unsicher.

Das Triggern von SCEFRFLO kann auch während des Ablaufs der automatischen Wiedereinschaltung unterdrückt werden. Dafür muss das invertierte Signal BEREIT der automatischen Wiedereinschaltung DARREC, welches den derzeitigen Ablauf der Wiedereinschaltung anzeigt, mit dem Eingang BLOCK von SCEFRFLO verbunden werden. Während des Ablaufs der Wiedereinschaltung wird ein Blockieren des Triggerns von SCEFRFLO empfohlen, wenn der Lastausgleich oder das Beheben der stationären Asymmetrie auf den Deltamengen beruht. Dies gilt für Kurzschlussfehler, wenn *Lastkomp L-L Schleife* auf "Aktiviert" gesetzt ist, oder für Erdfehler, wenn *EF Algorithmus Sel* auf "Lastkompensation" oder "Lastmodellierung" eingestellt ist.

5.7.6 Signale

Tabelle 769: SCEFRFLO Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Leiter L1 Strom
I_L2	SIGNAL	0	Leiter L2 Strom
I_L3	SIGNAL	0	Leiter L3 Strom
Io	SIGNAL	0	Summenstrom
I_1	SIGNAL	0	Mitsystemstrom
I_2	SIGNAL	0	Gegensystemstrom
U_L1_L1-L2	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L1 oder Leiter-Leiter-Spannung L1-L2
U_L2_L2-L3	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L2 oder Leiter-Leiter-Spannung L2-L3
U_L3_L3-L1	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L3 oder Leiter-Leiter-Spannung L3-L1
Uo	SIGNAL	0	Verlagerungsspannung
U_1	SIGNAL	0	Mitsystemspannung
U_2	SIGNAL	0	Gegensystemspannung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus
TRIGG	BOOLEAN	0=False	Auslösesignal Distanzberechnung
TRIGG_XC0F	BOOLEAN	0=False	Auslösesignal XC0F-Berechnung

Tabelle 770: SCEFRFLO Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
ALARM	BOOLEAN	Alarmsignal Fehlerort

5.7.7 Einstellungen

Tabelle 771: SCEFRFLO Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Z Max Leiterbelastung	1,0...10000,0	Ohm	0,1	80,0	Impedanz pro Leiter von max. Last, Leiterüberstrom/Unterimp., PSL
L-E Leckwiderst.	20...1000000	Ohm	1	210000	Leitungs LE Widerstand für die Ableitverluste in Ohm (primär)
L-E Kap. Reakt.	10...1000000	Ohm	1	7000	Leitungs LE Kap. Reaktanz in Ohm (primär)
R1 Kabelabschnitt A	0,000...1000,000	Ohm / pu	0,001	1,000	Mitsystem Leitungsresistanz, Kabelstrecke A
X1 Leitungsabschnitt A	0,000...1000,000	Ohm / pu	0,001	1,000	Mitsystem Leitungsreaktanz, Kabelstrecke A
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt					

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
R0 Kabelabschnitt A	0,000...1000,000	Ohm / pu	0,001	4,000	Nullsystem Leitungs-Resistanz, Kabelabschnitt A
X0 Leitungsabschnitt A	0,000...1000,000	Ohm / pu	0,001	4,000	Nullsystem Leitungs-Reaktanz, Kabelabschnitt A
Kabellänge Sektion A	0,000...1000,000	pu	0,001	0,000	Leitungslänge Sektion A

Tabelle 772: SCEFRFLO Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Obere Dist-Alarmgrenze	0,000...1,000	pu	0,001	0,000	Obere Alarmgrenze für berechn. Entf.
Untere Dist-Alarmgrenze	0,000...1,000	pu	0,001	0,000	Untere Alarmgrenze für berechnete Distanz
Equivalent load Dis	0,00...1,00		0,01	0,50	Äquivalente Lastdistanz wenn I0-Algorithmus gleich Lastmodellierung
R1 Kabelabschnitt B	0,000...1000,000	Ohm / pu	0,001	1,000	Mitsystem Leitungsresistanz, Kabelstrecke B
X1 Leitungsabschnitt B	0,000...1000,000	Ohm / pu	0,001	1,000	Mitsystem Leitungsreaktanz, Kabelstrecke B
R0 Kabelabschnitt B	0,000...1000,000	Ohm / pu	0,001	4,000	Nullsystem Leitungs-Resistanz, Kabelabschnitt B
X0 Leitungsabschnitt B	0,000...1000,000	Ohm / pu	0,001	4,000	Nullsystem Leitungs-Reaktanz, Kabelabschnitt B
Kabellänge Sektion B	0,000...1000,000	pu	0,001	0,000	leitungslänge Sektion B
R1 Kabelabschnitt C	0,000...1000,000	Ohm / pu	0,001	1,000	Mitsystem Leitungsresistanz, Kabelstrecke C
X1 Leitungsabschnitt C	0,000...1000,000	Ohm / pu	0,001	1,000	Mitsystem Leitungsreaktanz, Kabelstrecke C
R0 Kabelabschnitt C	0,000...1000,000	Ohm / pu	0,001	4,000	Nullsystem Leitungs-Resistanz, Kabelabschnitt C
X0 Leitungsabschnitt C	0,000...1000,000	Ohm / pu	0,001	4,000	Nullsystem Leitungs-Reaktanz, Kabelabschnitt C
Kabellänge Sektion C	0,000...1000,000	pu	0,001	0,000	Leitungslänge Sektion C

Tabelle 773: SCEFRFLO Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Spannungsmessung	1=Genau 2=L-L ohne Uo			1=Genau	Messprinzip der Leiter-Erde-Spannung
Berechnung Trg Modus	1=Intern 2=Extern			2=Extern	Triggermodus für Distanzberechnung

Tabelle 774: SCEFRFLO Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Auswahl EF-Algorithmus	1=Lastaussparung 2=Lastmodellierung			1=Lastaussparung	Auswahl für L-E-Schleifenberechnungsalgorithmus
Auswahl EF-Algorithmus Strom	1=Io basiert 2=I2 basiert			1=Io basiert	Auswahl für Erdfehlerstrommodell
Lastkomp L-L Schleife	0=Deaktiviert 1=Aktiviert			1=Aktiviert	Aktiviere Lastkompensation für Schleife Leiter-Leiter, 3-L-Schleife
Einfaches Modell aktivieren	0=Deaktiviert 1=Aktiviert			0=Deaktiviert	Aktiviere Kalk. ohne Impedanzeinstellung für L-L/3L-Schleife
Distanschätzung Va	0,001...0,300		0,001	0,015	Zulässige Abweichung der Kurzschlussdistanzschätzung

5.7.8 Überwachte Daten

Tabelle 775: SCEFRFLO Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
RF	FLOAT32	0,0...1000000,0	Ohm	Fehlerpunkt Resistanz in Ohm (primär)
FEHLER_SCHLEIFE	Enum	1=AG-Fehler 2=BG-Fehler 3=CG-Fehler 4=AB-Fehler 5=BC-Fehler 6=CA-Fehler 7=ABC-Fehler -5=Kein Fehler		Fehlerimpedanzschleife
FEH_DISTANZ	FLOAT32	0,00...3000,00	pu	Einheit der Fehlerdistanz durch Anwender festgelegt
FLT_DIST_Q	INT32	0...511		Fehlerdistanzqualität
RFLOOP	FLOAT32	0,0...1000000,0	Ohm	Fehlerschleifen Resistanz in Ohm (primär)
XSCHLEIFE	FLOAT32	0,0...1000000,0	Ohm	Fehlerschleifen Reaktanz in Ohm (primär)
XFPHASE	FLOAT32	0,0...1000000,0	Ohm	Mitsystem-Fehlerreaktanz in Ohm (primär)
IFLT_PER_ILD	FLOAT32	0,00...60000,00		Verhältnis Fehler zu Laststrom
S_CALC	FLOAT32	0,00...1,00		Geschätzte äquivalente Lastdistanz
XC0F_CALC	FLOAT32	0,0...1000000,0	Ohm	Geschätzte L-E kapazitive Reaktanz der Leitung
SCEFRFLO	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status
Auslösezeit	Zeitstempel			Geschätzte Auslösezeit

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
Flt Schleife	Enum	1=AG-Fehler 2=BG-Fehler 3=CG-Fehler 4=AB-Fehler 5=BC-Fehler 6=CA-Fehler 7=ABC-Fehler -5=Kein Fehler		Fehlerschleife
Flt Distanz	FLOAT32	0,00...3000,00	pu	Fehlerdistanz
Flt Dist quality	INT32	0...511		Fehlerdistanzqualität
Flt Schleifenwider-stand	FLOAT32	0,0...1000000,0	Ohm	Fehlerschleifenwider-stand
Flt Schleifenreaktanz	FLOAT32	0,0...1000000,0	Ohm	Fehlerschleifenreaktanz
Flt Leiterreaktanz	FLOAT32	0,0...1000000,0	Ohm	Fehlerleiterreaktanz
Flt Punktwiderstand	FLOAT32	0,0...1000000,0	Ohm	Fehlerimpedanz
Flt to Lod Cur ratio	FLOAT32	0,00...60000,00		Verhältnis Fehler zu Last-strom
Equivalent load Dis	FLOAT32	0,00...1,00		Geschätzte äquivalente Lastdistanz
XC0F Calc	FLOAT32	0,0...1000000,0	Ohm	Geschätzte L-E kapaziti-ve Reaktanz der Leitung
Vorfehlerzeit	Zeitstempel			Vorfehlerzeit
A Pre Flt Phs A Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Vorfehler Stromleiter L1, Größe
A Pre Flt Phs A Angl	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Vorfehler Stromleiter L1, Winkel
A Pre Flt Phs B Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Vorfehler Stromleiter L2, Größe
A Pre Flt Phs B Angl	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Vorfehler Stromleiter L2, Winkel
A Pre Flt Phs C Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Vorfehler Stromleiter L3, Größe
A Pre Flt Phs C Angl	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Vorfehler Stromleiter L3, Winkel
V Pre Flt Phs A Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Vorfehler Spannung Lei-ter L1, Größe
V Pre Flt Phs A Angl	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Vorfehler Spannung Lei-ter L1, Winkel
V Pre Flt Phs B Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Vorfehler Spannung Lei-ter L2, Größe
V Pre Flt Phs B Angl	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Vorfehler Spannung Lei-ter L2, Winkel
V Pre Flt Phs C Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Vorfehler Spannung Lei-ter L3, Größe
V Pre Flt Phs C Angl	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Vorfehler Spannung Lei-ter L3, Winkel
A Flt Phs A Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Fehlerstrom Leiter L1, Größe

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
A Flt Phs A angle	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Fehlerstrom Leiter L1, Winkel
A Flt Phs B Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Fehlerstrom Leiter L2, Größe
A Flt Phs B angle	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Fehlerstrom Leiter L2, Winkel
A Flt Phs C Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Fehlerstrom Leiter L3, Größe
A Flt Phs C angle	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Fehlerstrom Leiter L3, Winkel
V Flt Phs A Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Fehlerspannung Leiter L1, Größe
V Flt Phs A angle	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Fehlerspannung Leiter L1, Winkel
V Flt Phs B Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Fehlerspannung Leiter L2, Größe
V Flt Phs B angle	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Fehlerspannung Leiter L2, Winkel
V Flt Phs C Magn	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Fehlerspannung Leiter L3, Größe
V Flt Phs C angle	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Fehlerspannung Leiter L3, Winkel

5.7.9 Technische Daten

Tabelle 776: SCEFRFLO - Technische Daten

Charakteristik	Wert
Messgenauigkeit	Bei der Frequenz f = f_n Impedanz: ±2,5 % oder ±0,25 Ω Abstand: ±2,5 % oder ±0,16 km XC0F_CALC: ±2,5 % oder ±50 Ω IFLT_PER_ILD: ±5 % oder ±0,05

5.7.10 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 777: SCEFRFLO Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderung	Änderung
B	Interne Verbesserungen.

5.8 Schalten auf Kurzschluss (CBPSOF)

5.8.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Schalten auf Kurzschluss	CBPSOF	SOTF	SOTF

5.8.2 Funktionsblock

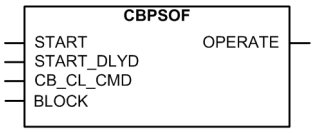


Abb. 452: Funktionsblock

5.8.3 Funktion

Die Funktion für Schalten auf Kurzschluss CBPSOF ermöglicht eine sofortige oder zeitverzögerte Auslösung beim Schließen des Leistungsschalters auf einen vorliegenden Fehler.

CBPSOF wird aktiviert, wenn der Schließbefehl für Leistungsschalter `LS_EIN_BEF` hoch eingestellt ist. CBPSOF verfügt über die Eingänge `START` und `START_DLYD` für eine sofortige oder verzögerte Startauslösung.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Die Funktionsausgänge und Rücksetzzeitgeber können bei Bedarf blockiert werden.

5.8.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise der Funktion Schalten auf Kurzschluss kann anhand eines Moduldiagramms erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

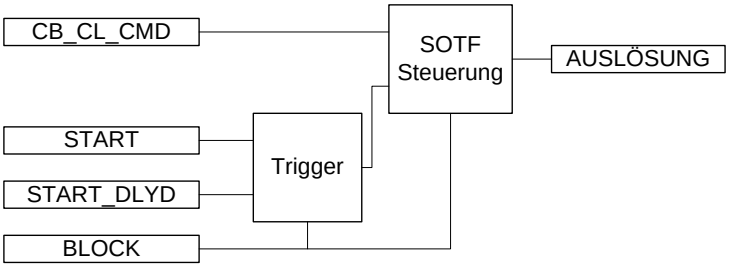


Abb. 453: Logikdiagramm

Trigger

Dieses Modul wird zum Erkennen eines möglichen Fehlers direkt nach Schließen des Leistungsschalters verwendet. Zur Fehleranzeige werden externe Schutzfunktionen wie z. B. PHxPTOC oder EFxPTOC verwendet. Die Eingänge START und START_DLYD stehen zur Eingabe des erkannten Fehlers zur Verfügung.

- Der Eingang START wird eingesetzt, wenn es erforderlich ist, die SOTF-Steuerung sofort anzuwenden, nachdem die Schutzfunktion einen Fehler anzeigt.
- Der Eingang START_DLYD wird eingesetzt, wenn die Aktivierung der zeitverzögerten SOTF-Steuerung erforderlich ist. In diesem Fall kann die Verzögerung über die Einstellung *Auslöseverzögerung* eingestellt werden.

SOTF-Steuerung

Die SOTF-Steuerung wird aktiviert, wenn der Schließbefehl-Eingang LS_EIN_BEF des Leistungsschalters aktiviert ist. Das Modul bleibt aktiv, bis die eingestellte *Rückfallzeit SOTF* nach der Deaktivierung von LS_EIN_BEF überschritten wurde. Der Ausgang AUSLÖSUNG wird aktiviert, wenn ein Signal zur Fehleranzeige vom Auslösemodul empfangen wird, während die SOTF-Steuerung noch immer aktiv ist.

5.8.5 Anwendung

Der Eingang LS_EIN_BEF aktiviert CBPSOF. Bei Standardkonfigurationen sollte der Schließbefehl des Leistungsschalters an diesen Eingang eingeschlossen sein. Der Einstellparameter *Rückfallzeit SOTF* wird verwendet, um CBRSOF aktiv zu lassen, nachdem der LS-Schließbefehl ausgeführt wurde.

Die Signale für Überstrom hoch und unverzögert, wie z. B. das Signal PHIPTOC START, sind an den Eingang der Funktion START angeschlossen. Ist das SOTF-Steuermodul aktiv und wird der Eingang START aktiviert, löst die Funktion sofort völlig verzögerungsfrei aus.

Die Signale für Überstrom der niedrigen Stufe, wie z. B. das Signal PHLPTOC START, sind an den Eingang der Funktion START_DLYD angeschlossen. Der Einstellparameter *Auslöseverzögerung* wird eingesetzt, um die Auslösung bei Einschaltströmen zu verzögern.

5.8.6 Signale

Tabelle 778: CBPSOF Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
START	BOOLEAN	0=False	Beschleunigter Start der Funktion SOTF
START_DLYD	BOOLEAN	0=False	Beschleunigter Start der Funktion SOTF mit Verzögerung
LS_EIN_BEF	BOOLEAN	0=False	Externe Aktivierung von SOTF durch den Befehl LS Ein
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockierung der Funktion

Tabelle 779: CBPSOF Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Auslösung

5.8.7 Einstellungen

Tabelle 780: CBPSOF Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Auslöseverzögerung	0...60000	ms	1	0	Zeitverzögerung für Starteingang

Tabelle 781: CBPSOF Gruppeneinstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Rückfallzeit SOTF	0...60000	ms	1	1000	SOTF-Erkennungsdauer nach der Initialisierung

Tabelle 782: CBPSOF Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein

5.8.8 Überwachte Daten

Tabelle 783: CBPSOF Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
CBPSOF	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

5.8.9 Technische Daten

Tabelle 784: CBPSOF Technische Daten

Charakteristik	Wert
Genauigkeit der Auslöseverzögerung	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms

Abschnitt 6 Überwachungsfunktionen

6.1 Auskreisüberwachung (TCSSCBR)

6.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Auskreisüberwachung	TCSSCBR	TCS	TCM

6.1.2 Funktionsblock

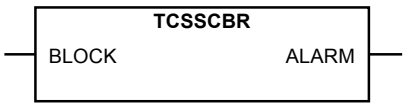


Abb. 454: Funktionsblock

6.1.3 Funktion

Die Funktion Auskreisüberwachung (TCSSCBR) dient zur Überwachung des Auskreises des Leistungsschalters. Der Fehler in dem Auskreis wird mittels eines bestimmten Ausgangskontaktes erkannt, der die Überwachungsfunktion beinhaltet. Der Ausfall des Auskreises wird dem entsprechenden Funktionsblock in der Gerätekonfiguration gemeldet.

Die Funktion startet und löst aus, wenn TCSSCBR einen Fehler im Auslösekreis erkennt. Die Auslösezeit-Kennlinie der Funktion ist die unabhängige Zeitkennlinie. Die Funktion spricht nach einer vordefinierten Zeit an und wird nach behobenem Fehler zurückgesetzt.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Beim Blockieren wird der Ausgangs `ALARM` deaktiviert und der Zeitgeber wird zurückgesetzt.

6.1.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von TCSSCBR lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

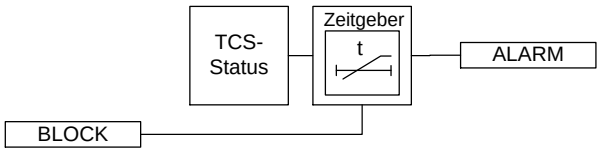


Abb. 455: Logikdiagramm

TCS-Status

Dieses Modul empfängt den Auskreisstatus von der Hardware. Wenn ein Fehler im Auskreis erkannt wird, führt dies zur Aktivierung des Zeitgebers.

Zeitgeber

Sobald der Zeitgeber aktiviert wurde, läuft er so lange, bis die unter *Auslöseverzögerung* festgelegte Zeit abgelaufen ist. Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Wenn der Auskreis-Zeitgeber den maximalen Zeitwert erreicht, wird der Ausgang `ALARM` aktiviert. Wenn eine Rückfallsituation eintritt, solange der Auskreis-Zeitgeber läuft, wird der Rücksetz-Zeitgeber mit einer festen Dauer von 0,5 s aktiviert. Nach Ablauf dieses Zeitraums wird der Auskreis-Zeitgeber zurückgesetzt.

Die Steuerung des Eingangs `BLOCK` ist über einen Binäreingang, einen horizontalen Kommunikationseingang oder ein internes Signal des Geräteprogramms möglich. Durch die Aktivierung des Eingangs `BLOCK` wird die Aktivierung des Ausgangs `ALARM` verhindert.

6.1.5 Anwendung

TCSSCBR erkennt Fehler im Auskreis des Leistungsschalters. Die Funktion kann sowohl offene als auch geschlossene Spulenschaltungen überwachen. Diese Überwachung ist notwendig, um zu ermitteln, ob der Auskreis fortlaufend korrekt funktioniert.

Abbildung 456 zeigt ein Anwendungsbeispiel für die Verwendung der Auskreisüberwachung. Die beste Lösung ist, einen externen Nebenschlusswiderstand R_{ext} parallel an den internen Kontakt des Leistungsschalters anzuschließen. Obwohl der interne Kontakt des Leistungsschalters offen ist, kann der Auskreis von TCS mithilfe von R_{ext} erkannt werden. Der Widerstand R_{ext} muss so dimensioniert sein, dass der durch den Widerstand fließende Strom möglichst gering bleibt, sodass die Auslösespule des Leistungsschalters weder beschädigt noch überlastet wird.

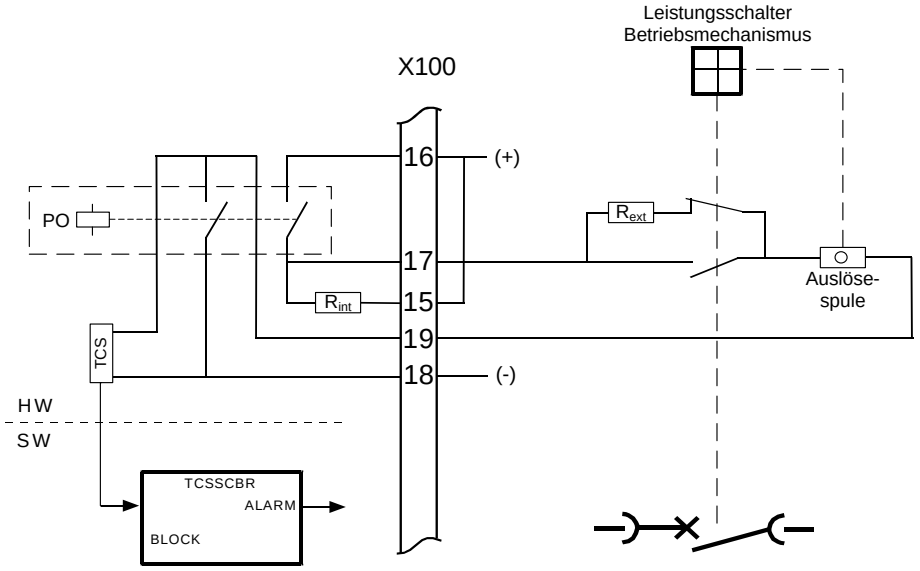


Abb. 456: Arbeitsweise der Auskreisüberwachung mit einem externen Widerstand. Der TCSSCBR-Sperrschalter wird nicht benötigt, da der externe Widerstand verwendet wird.

Wenn TCS nur in geschlossener Position benötigt wird, ist der externe Nebenschlusswiderstand nicht erforderlich. Wenn sich der Leistungsschalter in offener Position befindet, wird dies von TCS als fehlerhafter Kreis interpretiert. Die Funktion von TCS kann in einer solchen Situation verhindert werden, indem die Überwachungsfunktion immer dann gesperrt wird, wenn der Leistungsschalter offen ist.

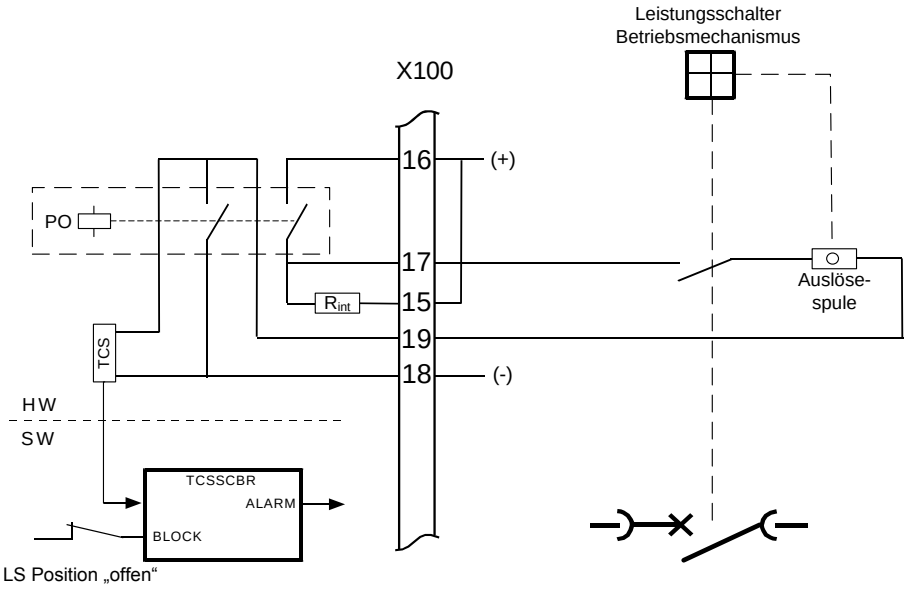


Abb. 457: Arbeitsweise der Auskreisüberwachung ohne einen externen Widerstand. Die AUS-Meldung des Leistungsschalters ist so verschaltet, dass TCSSCBR bei offenem Leistungsschalter blockiert wird.

Auskreisüberwachung und andere Auslösekontakte

Typischerweise enthält der Auskreis mehrere parallel geschaltete Auslösekontakte (z. B. bei Transformatorspeiseleitungen), wobei die Auslösung eines Buchholz-Geräts parallel mit der Einspeisungsunterstation und anderen betroffenen Geräten verbunden ist. Der Überwachungsstrom kann nicht erkennen, ob ein Kontakt oder alle anderen parallel angeschlossenen Kontakte einwandfrei angeschlossen sind.

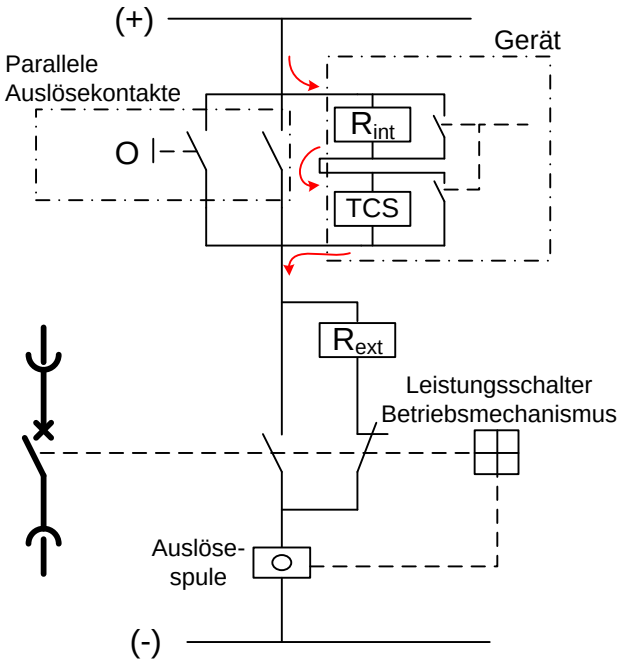


Abb. 458: Konstanter Teststrom bei parallel geschalteten Auslösekontakten und Auskreisüberwachung

Bei parallel geschalteten Auslösekontakten sollte die Verdrahtung so gewählt werden, dass jeder Teststromfluss TCS durch alle Leitungen und Verbindungen erfolgt.

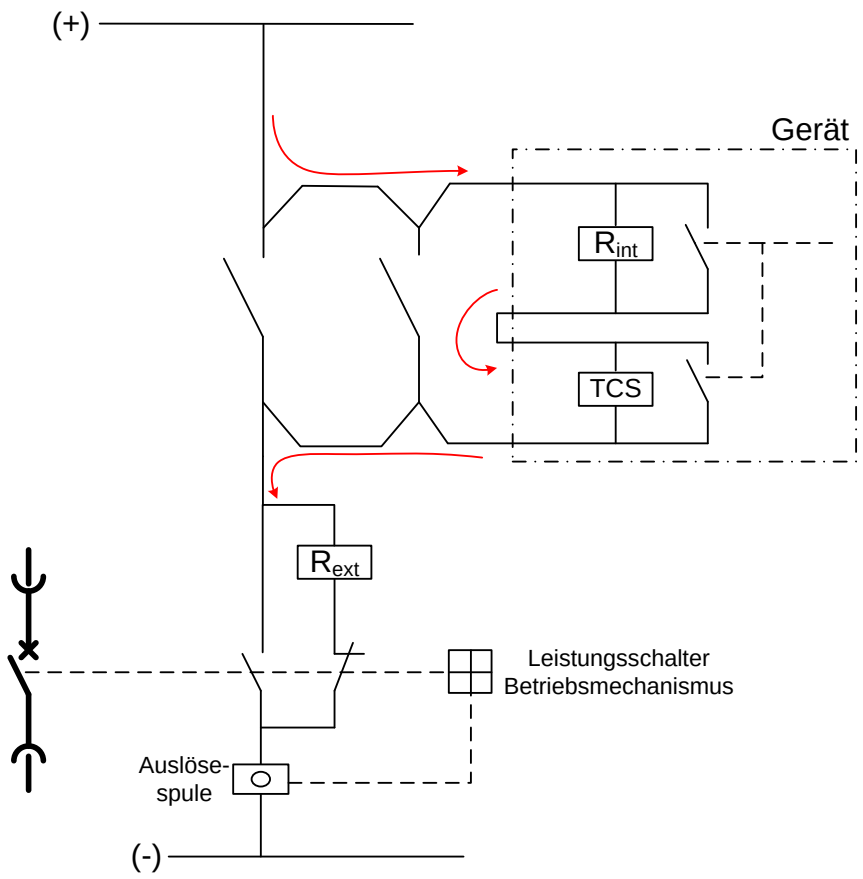


Abb. 459: Verbesserte Verbindung bei parallel geschalteten Auslösekontakten, wo der Teststromfluss durch alle Leitungen und Verbindungen erfolgt

Mehrere Auskreisüberwachungsfunktionen in Parallelschaltung

Der Auskreis hat häufig nicht nur parallel geschaltete Auslösekontakte, es ist auch möglich, dass im Schaltkreis mehrere Auskreise parallel geschaltet sind. Jeder Auskreis bewirkt, dass sein eigener Überwachungsstrom durch die überwachte Spule fließt und der eigentliche Spulenstrom ist die Summe aller Auskreisüberwachungs-Ströme. Dies muss bei der Ermittlung des Widerstands R_{ext} berücksichtigt werden.

Wenn die Funktion Auskreisüberwachung in einem Schutzgerät, das nicht in Betrieb ist, eingestellt wird, wirkt sich dies normalerweise nicht auf die Einspeisung des Überwachungsstroms aus.

Auskreisüberwachung mit Hilfsrelais

Viele Retrofit-Projekte werden schrittweise umgesetzt, d. h. die alten elektromechanischen Geräte werden durch neue ersetzt, die Leistungsschalter werden jedoch nicht ausgetauscht. Dies führt zu dem Problem, dass der Spulenstrom eines alten Leistungsschalters für den Auslösekontakt des Schutzgerätes zu hoch ist, um ihn zu unterbrechen.

Der Spulenstrom des Leistungsschalters wird normalerweise über einen internen Kontakt des Leistungsschalters getrennt. Bei einem Leistungsschalterversager besteht das Risiko, dass der Auslösekontakt des Schutzgerätes zerstört wird, da der Kontakt hohe elektromagnetische Energie, die in der Auslösespule gespeichert wird, abtrennen muss.

Zwischen dem Auslösekontakt des Schutzgerätes und der Leistungsschalterspule kann ein Hilfsrelais eingesetzt werden. Auf diese Weise wird das Problem mit der Schaltungskapazität gelöst, jedoch überwacht die Auskreisüberwachung im Schutzgerät die funktionierende Hilfsrelaisspule und nicht die Leistungsschalterspule. Ein separates Auskreisüberwachungseinrichtung kann dann verwendet werden, um die Auslösespule des Leistungsschalters zu überwachen.

Auslegung des externen Widerstands

Unter normalen Betriebsbedingungen wird die aufgeschaltete externe Spannung zwischen dem internen Stromkreis des Geräts und dem externen Auskreis so aufgeteilt, dass mindestens 20 V (15...20 V) für den internen Stromkreis des Geräts verbleiben. Wenn der Widerstand des externen Kreises zu hoch oder der des internen Kreises zu niedrig ist, z. B. wegen verschweißter Gerätekontakte, wird der Fehler erkannt.

Mathematisch kann der Funktionszustand wie folgt ausgedrückt werden:

$$U_C - (\mathrm{R}_{ext} + R_{int} + R_s) \times I_c \geq 20V \quad AC / DC$$

(Gleichung 173)

U_c	Betriebsspannung über dem überwachten Auskreis
I_c	Messstrom durch den Auskreis, ca. 1,5 mA (0,99...1,72 mA)
R_{ext}	externer Nebenschlusswiderstand
R_{int}	interner Nebenschlusswiderstand, 1 kΩ
R_s	Auslösespulenwiderstand

Wenn der externe Nebenschlusswiderstand verwendet wird, muss dieser so ausgelegt werden, dass keine Störung der Überwachungsfunktion oder der Auslösespule auftritt. Ein zu hoher Widerstand kann zu hohe Spannungsabfälle hervorrufen, wodurch die erforderliche Minimalspannung von 20 V über die interne Schaltung gefährdet wird.Ein zu niedriger Widerstand kann wiederum eine falsche Auslösung der Auslösespule zur Folge haben.

Tabelle 785: Für den externen Widerstand R_{ext} empfohlene Werte

Betriebsspannung U_c	Nebenschlusswiderstand R_{ext}
48 V AC/DC	1,2 kΩ, 5 W
60 V AC/DC	5,6 kΩ, 5 W
110 V AC/DC	22 kΩ, 5 W
220 V AC/DC	33 kΩ, 5 W

Aufgrund der Anforderung, dass die Spannung über den Auskreisüberwachungs-Kontakt 20 V oder mehr betragen muss, kann bei Hilfsspannungen unter 48 V keine korrekte Funktion gewährleistet werden, weil es im Widerstand R_{int},R_{ext} und in der Erregerspule oder auch bei der eingespeisten Hilfsspannungsversorgung zu einem Spannungsabfall kommen kann, was wiederum zu einer zu niedrigen Spannung über den Kontakt TCS führen kann. In einem solchen Fall kann eine fehlerhafte Alarmierung auftreten.

Bei niedrigeren (< 48 V) Hilfsschaltkreisspannungen wird die Nutzung der Position des Leistungsschalters empfohlen, um ein unbeabsichtigtes Auslösen der Auskreisüberwachung zu blockieren. Die Verwendung der Positionsanzeige wird an früherer Stelle in diesem Kapitel beschrieben.

Verwenden von Leistungsausgangskontakten ohne Auskreisüberwachung

Wenn TCS nicht verwendet wird, jedoch die Kontaktinformationen der entsprechenden Leistungsausgänge benötigt werden, kann der interne Widerstand überbrückt werden. Der Ausgang kann dann als normaler Leistungsausgang genutzt werden. Wenn der interne Widerstand überbrückt wird, kann die Verdrahtung zwischen den Anschlüssen des entsprechenden Ausgangs X100:16-15(PO3) oder X100:21-20(PO4) getrennt werden. Bei Verwendung der vollständigen Auskreisüberwachung wird der interne Widerstand benötigt.

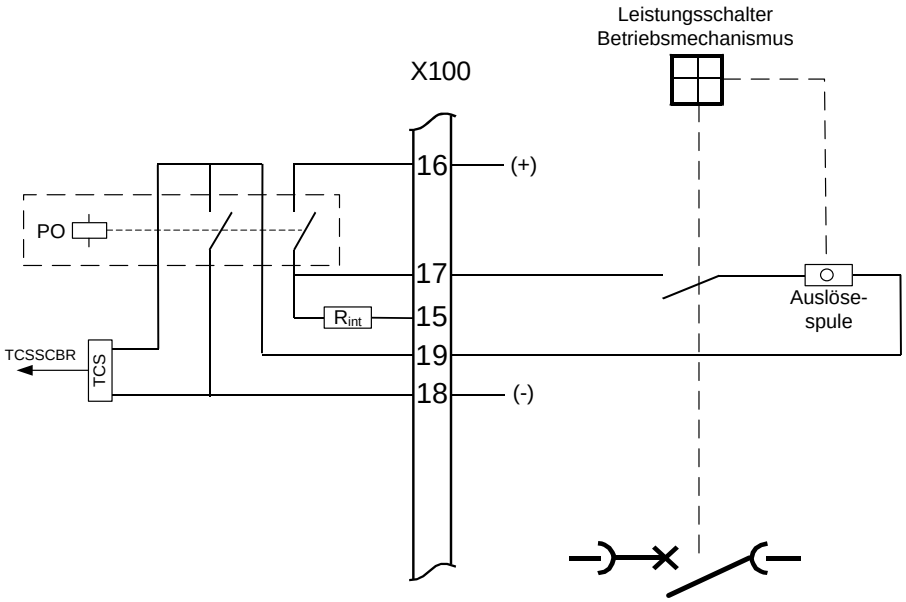


Abb. 460: Verbindung eines Leistungsausgangs für den Fall, wenn TCS nicht verwendet wird und der interne Widerstand nicht angeschlossen ist

Fehlerhafte Verbindungen und Verwendung der Auskreisüberwachung

Obwohl der TCS-Kreis auf zwei separaten Kontakten besteht, ist zu beachten, dass diese für eine Serienschaltung konzipiert sind, um die im technischen Handbuch des Schutzgeräts angegebene Schaltungskapazität zu gewährleisten. Außer der schwachen Schaltungskapazität ist der interne Widerstand auch nicht so aufgebaut, dass er ohne eine Auskreisüberwachung den Strom verkraften kann. Somit führt eine solche fehlerhafte Verbindung sofort zum Durchbrennen des internen Widerstands, wenn der Leistungsschalter geschlossen ist und die Spannung am Auskreis angelegt wird. In der nachfolgenden Abbildung ist die fehlerhafte Verwendung einer Auskreisüberwachung dargestellt, wenn nur einer der Kontakte verwendet wird.

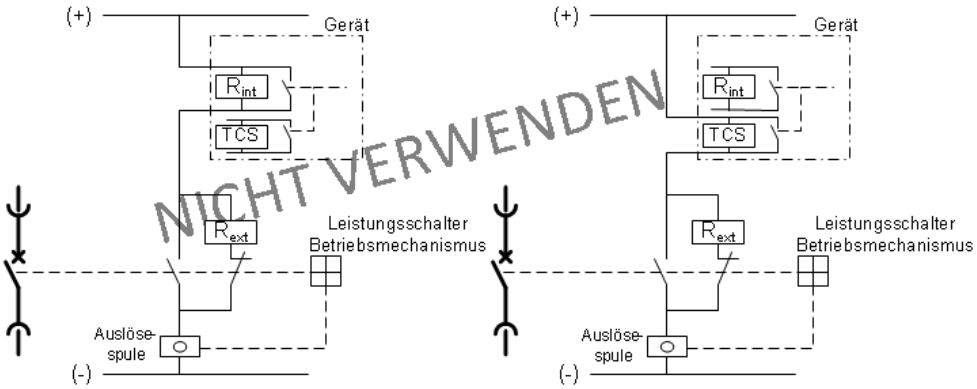


Abb. 461: Fehlerhafte Verbindungen der Auskreisüberwachung

In der nachfolgenden Abbildung ist die Verbindung dreier Schutzgeräte mit einem doppelpoligen Auskreis dargestellt. Nur das Schutzgerät R3 hat eine interne Auskreisüberwachung. Um die Funktion des Schutzgeräts R2 zu überprüfen, jedoch dabei nicht den Leistungsschalter auszulösen, wird der obere Auslösekontakt des Schutzgeräts R2 getrennt (wie in der Abbildung dargestellt), während der untere Kontakt angeschlossen bleibt. Wenn das Schutzgeräte R2 in Betrieb ist, beginnt der Spulenstrom durch den internen Widerstand des Schutzgeräts R3 zu fließen und der Widerstand brennt sofort durch. Wie bei den vorherigen Beispielen gezeigt, müssen beide Auslösekontakte gemeinsam zusammenwirken. Außerdem ist beispielsweise beim Testen des Schutzgeräts auf die korrekte Verwendung der Auskreisüberwachung zu achten.

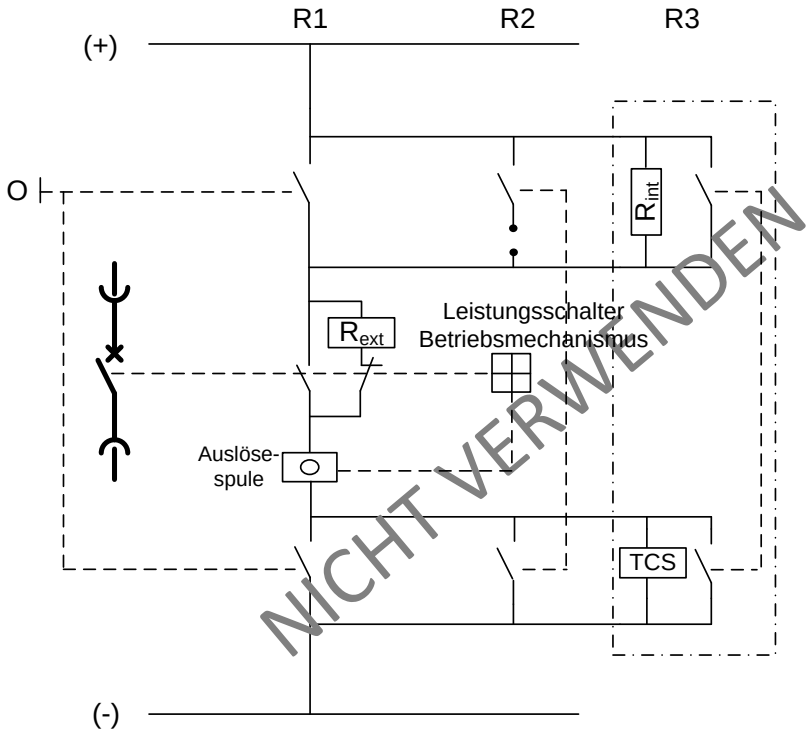


Abb. 462: Fehlerhaftes Testen des Schutzgeräts

6.1.6 Signale

Tabelle 786: TCSSCBR – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Status Blockiereingang

Tabelle 787: TCSSCBR – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
ALARM	BOOLEAN	Alarmausgang

6.1.7 Einstellungen

Tabelle 788: TCSSCBR Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Auslöseverzögerung	20...300000	ms	1	3000	Auslöseverzögerung

Tabelle 789: TCSSCBR Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Rücksetzen Verzögerungszeit	20...60000	ms	1	1000	Rücksetzen Verzögerungszeit

6.1.8 Überwachte Daten

Tabelle 790: TCSSCBR – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
TCSSCBR	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

6.1.9 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 791: TCSSBR Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Interne Verbesserungen.
C	Interne Verbesserungen.

6.2 Stromwandlerkreisüberwachung (CCSPVC)

6.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Stromwandlerkreisüberwachung	CCSPVC	MCS 3I	MCS 3I

6.2.2 Funktionsblock

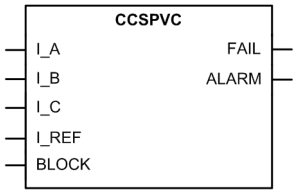


Abb. 463: Funktionsblock

6.2.3 Funktion

Die Stromwandlerkreisüberwachung CCSPVC wird für die Überwachung der Sekundärkreise der Stromwandler verwendet.

CCSPVC berechnet intern die Summe der Leiterströme (I_L1, I_L2 und I_L3) und vergleicht die Summe mit dem gemessenen Referenzstrom (I_REF). Der Referenzstrom muss von einem anderen Stromwandlersatz als den Leiterströmen (I_L1, I_L2 und I_L3) erzeugt werden und er muss extern summiert werden, d. h. nicht im Schutzgerät.

CCSPVC erkennt einen Fehler im Messkreis und gibt einen Alarm aus oder blockiert die Schutzfunktionen, um ein unerwünschtes Auslösen zu verhindern.

Es ist zu beachten, dass durch die Blockierung der Schutzfunktionen bei einem offenen Wandlerkernkreis dieser Zustand bestehen bleibt und der Sekundärkreis extrem hohen Spannungen ausgesetzt ist.

6.2.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von CCSPVC lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

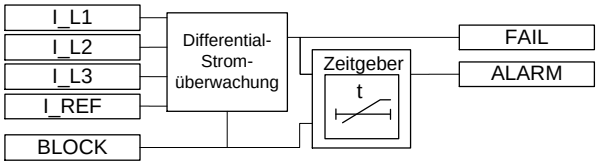


Abb. 464: Logikdiagramm

Differenzstromüberwachung

Die Differenzstromüberwachung überwacht die Differenz zwischen den summierten Leiterströmen I_L1, I_L2 und I_L3 und dem Referenzstrom I_REF.

Die Auslösecharakteristik kann über die Einstellung *Startwert* festgelegt werden. Wenn der höchste Leiterstrom unter 1,0 x Ir liegt, wird der Differenzstromgrenzwert mit dem *Startwert* definiert. Wenn der höchste Leiterstrom über 1,0 x Ir liegt, wird der Differenzstromgrenzwert anhand folgender Gleichung berechnet.

$$MAX(I_A, I_B, I_C) \times Start\ value$$

(Gleichung 174)

Der Differenzstrom ist auf 1,0 x Ir begrenzt.

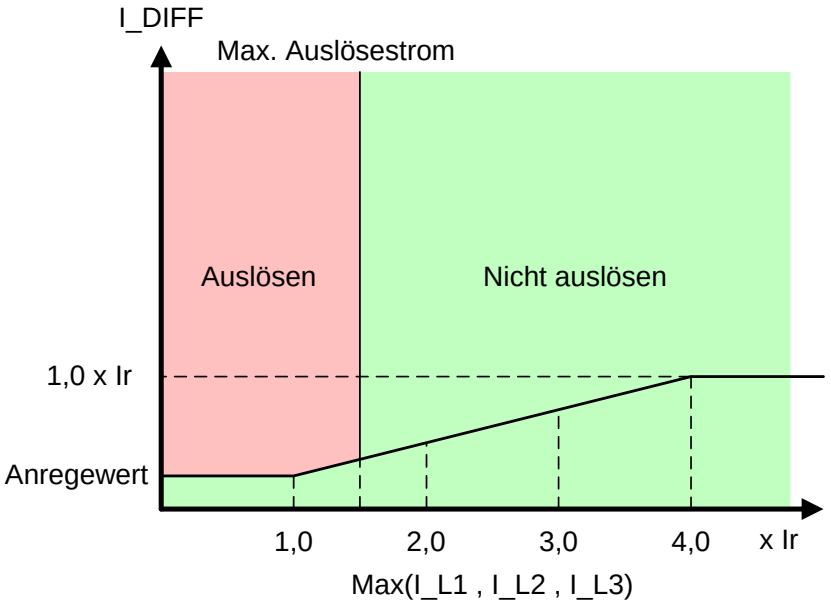


Abb. 465: CCSPVC Auslöseverhalten

Wenn der Differenzstrom I_DIFF innerhalb des Auslösebereichs liegt, wird der Ausgang FEHLER aktiviert.

Wenn einer der Leiterströme über dem eingestellten Wert *Max Auslös. Strom* liegt, wird die Funktion intern blockiert. Sobald die interne Blockierung erfolgt, wird der Ausgang FEHLER sofort deaktiviert. Durch die interne Blockierung wird eine fehlerhafte Funktion während eines Fehlerzustands verhindert, wenn die Stromwandler aufgrund zu hoher Fehlerströme in Sättigung gehen.

Der Wert des Differenzstroms steht über den Menüpunkt "Überwachte Daten" in der LHMI oder über andere Kommunikationstools zur Verfügung. Der Wert wird anhand folgender Gleichung berechnet.

$$I_DIFF = \left|\overline{I_A} + \overline{I_B} + \overline{I_C}\right| - \left|\overline{I_REF}\right|$$

(Gleichung 175)

Die Einstellung *Startwert* wird in Einheiten von × Ir des Stromwandlers angegeben. Die mögliche Differenz im Verhältnis zwischen dem tatsächlichen und Referenz-Stromwandler wird intern durch die Skalierung von I_REF mit dem aus den Einstellwerten des *Primärstroms* ausgeglichen. Diese Einstellparameter sind im Abschnitt Basisfunktionen zu finden.

Durch die Aktivierung des Eingangs BLOCK wird der Ausgang FEHLER sofort deaktiviert.

Zeitgeber

Der Zeitgeber wird durch das Signal FEHLER aktiviert. Der Ausgang ALARM wird nach einer festen Verzögerung von 200 ms aktiviert. FEHLER muss während der Verzögerung aktiviert werden.

Sobald die interne Blockierung erfolgt, wird der Ausgang FEHLER sofort deaktiviert. Trotzdem wird der Ausgang ALARM erst nach der fest eingestellten Verzögerung von drei Sekunden deaktiviert.

Die Funktion wird zurückgesetzt, wenn der Differenzstrom unter dem Startwert liegt und der höchste Leiterstrom mehr als fünf Prozent des Bemessungsstroms beträgt (0,05 × Ir).

Fällt der Strom bei aktiviertem FEHLER- oder ALARM-Ausgang auf Null, dann wird die Deaktivierung dieser Ausgänge verhindert.

Durch die Aktivierung des Eingangs BLOCK wird der Ausgang ALARM deaktiviert.

6.2.5 Anwendung

Offene oder kurzgeschlossene Stromwandlerkerne können bei vielen Schutzfunktionen zu unerwarteten Auslösungen führen, wie z. B. bei Differentialschutz-, Erdfehlerschutz- und Schieflastschutzfunktionen. Wenn Ströme von zwei unabhängigen Stromwandlerkernen, die die gleichen Primärströme messen, verfügbar sind, kann durch den Vergleich der Ströme der beiden Wandlergruppen eine zuverlässige Stromwandlerkreisüberwachung erreicht werden. Wenn bei einem Stromwandlerkreis ein Fehler erkannt wird, können die relevanten Schutzfunktionen blockiert und ein Alarm ausgegeben werden.

Bei hohen Stromlasten kann die ungleiche Transientensättigung der Stromwandlerkerne mit verschiedenen Remanenzen oder Sättigungsfaktoren zu unterschiedlichen Sekundärströmen der beiden Stromwandlerkerne führen. Ein unerwünschtes Blockieren der Schutzfunktionen beim Auftreten der Transienten muss dann vermieden werden.

Die Überwachungsfunktion muss empfindlich sein und auf eine kurze Auslösezeit eingestellt sein, um bei fehlerhaften Sekundärkreisen der Stromwandler eine unerwünschte Auslösung durch schnell reagierende, empfindliche, numerische Schutzeinrichtungen zu verhindern.

Offene Stromwandlerkreise erzeugen in den Kreisen extrem hohe Spannungen, wodurch die Isolierung beschädigt werden kann und weitere Probleme entstehen können. Dies muss speziell dann berücksichtigt werden, wenn die Schutzfunktionen blockiert sind.

Wenn der Referenzstrom nicht am Schutzgerät angeschlossen ist, muss die Funktion ausgeschaltet sein. Andernfalls wird der Ausgang

FEHLER aktiviert, wenn in den Leiterströmen eine Unsymmetrie auftritt. Dies gilt auch dann, wenn im Messkreis kein Fehler aufgetreten ist.

Gemessener Referenzstrom mit Kabelumbauwandler/ Ringkernwandler

CCSPVC vergleicht die Summe der Leiterströme mit dem Strom, der mit dem Kabelumbauwandler/Ringkernwandler gemessen wurde.

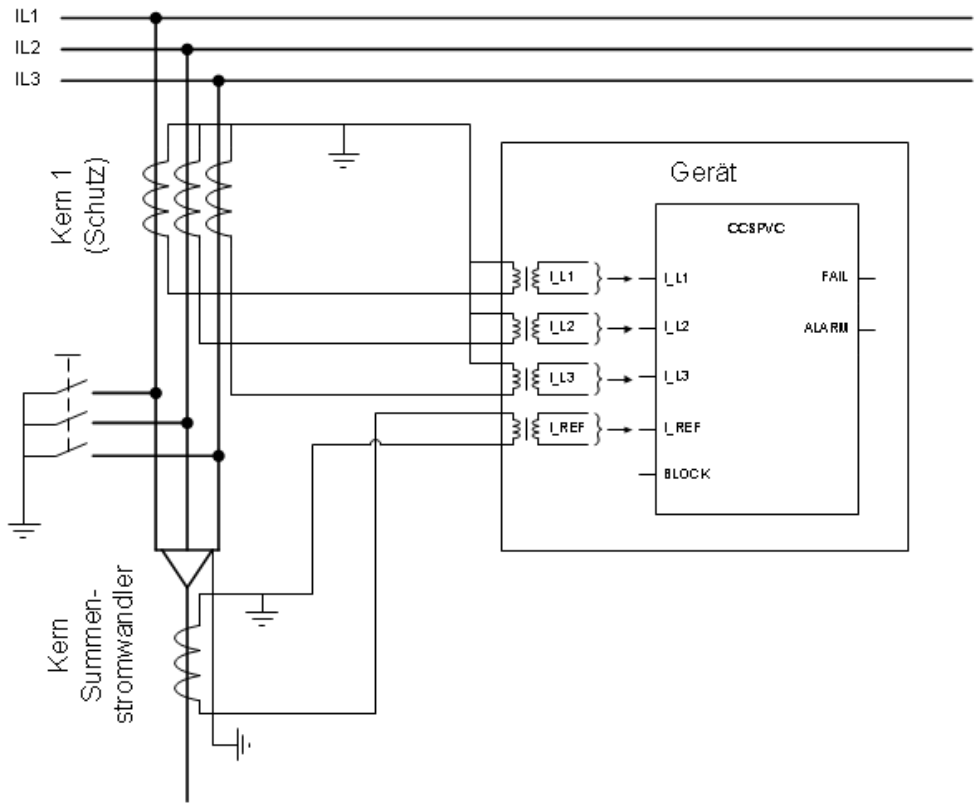


Abb. 466: Anschlussdiagramm für Referenzstrommessung mit Kabelumbauwandler/Ringkernwandler

Strommessung mit zwei unabhängigen Stromwandlersätzen

Abbildung 467 und Abbildung 468 sind Diagramme mit den Verbindungen dargestellt, wenn der Referenzstrom mit zwei unabhängigen Stromwandlersätzen gemessen wird.

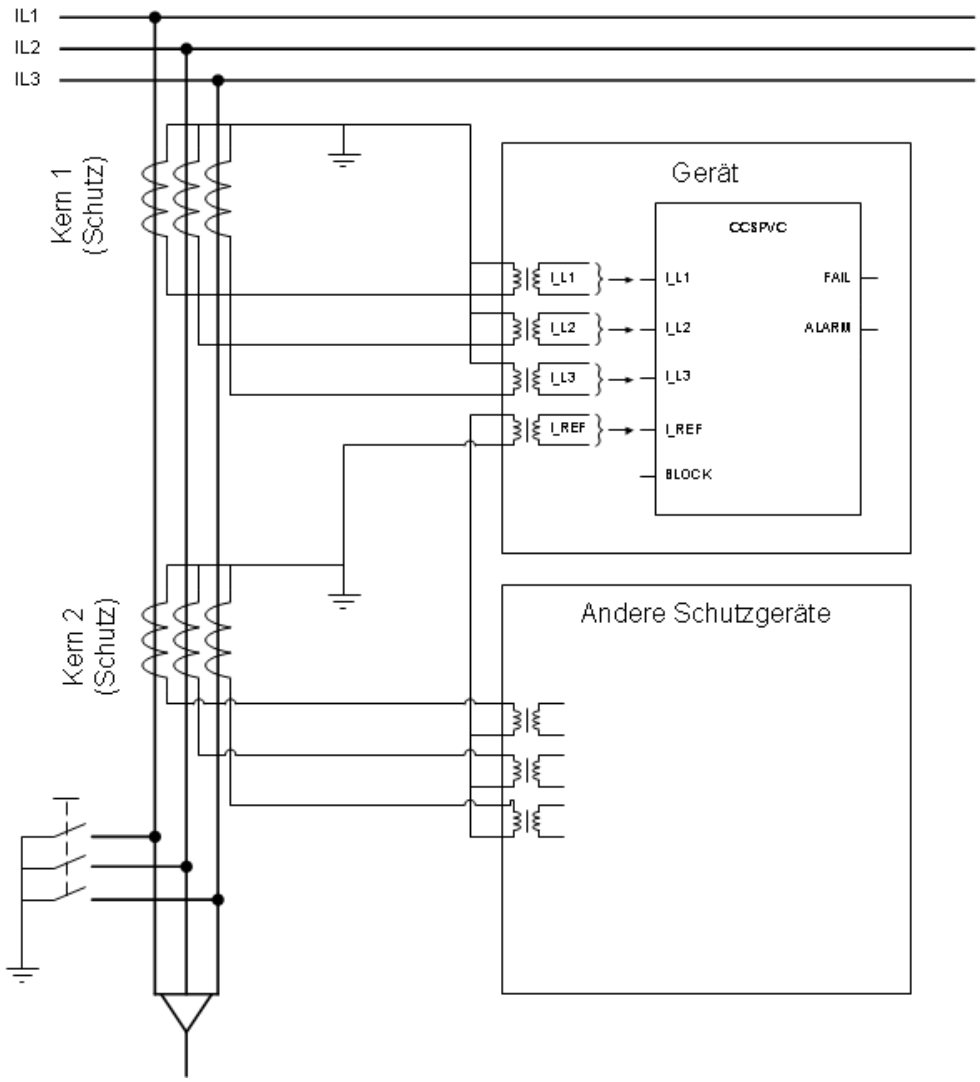


Abb. 467: Anschlussdiagramm für Stromkreisüberwachung mit zwei Stromwandlersätzen

Beim Messkern, der für die Referenzstrommessung verwendet wird, ist zu beachten, dass der Sättigungspegel des Messkerns wesentlich niedriger ist als beim Schutzkern. Dies ist beim Einstellen der Stromwandlerkreisüberwachungsfunktion zu berücksichtigen.

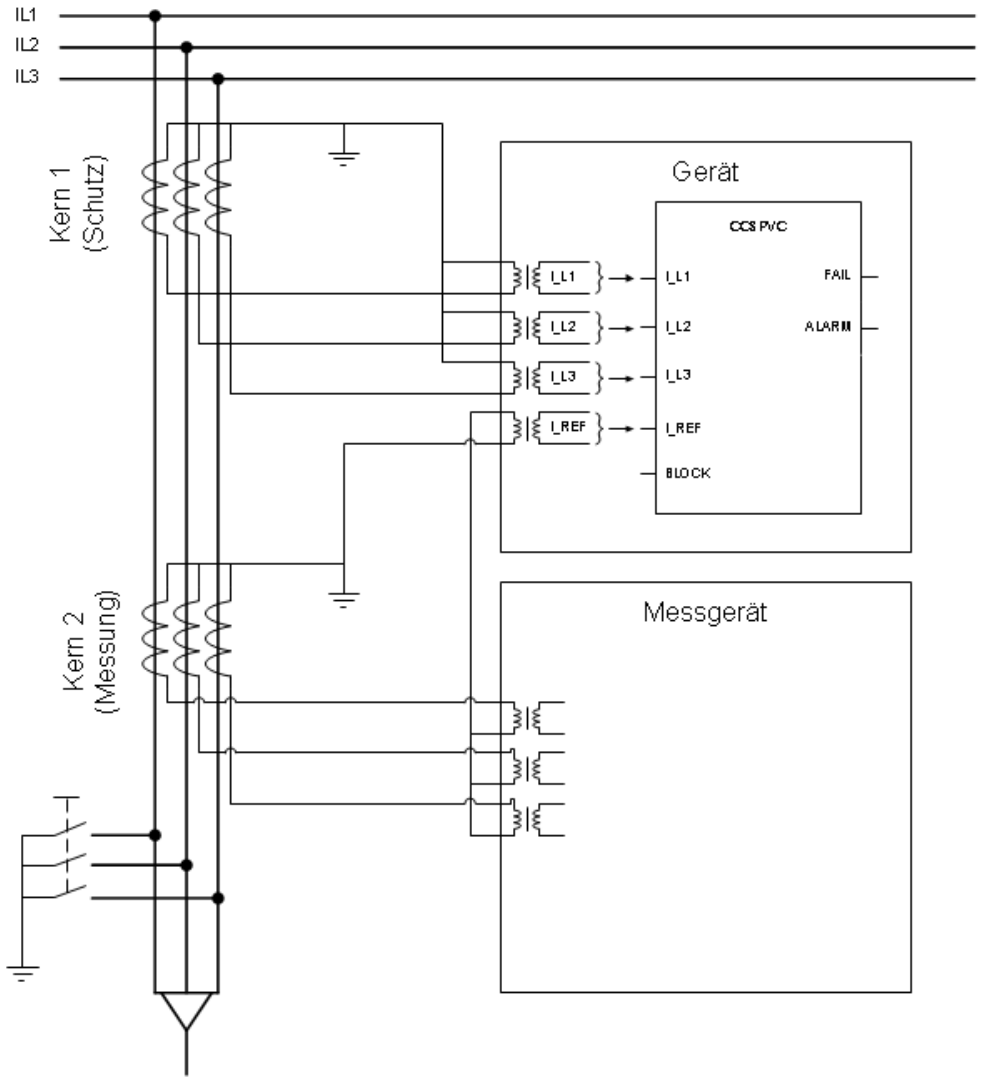


Abb. 468: Anschlussdiagramm für Stromwandlerkreisüberwachung mit zwei Stromwandlersätzen (Schutz und Messung)

Beispiel für falsche Anschlüsse

Die Ströme müssen mit zwei unabhängigen Kernen gemessen werden, d. h. die Leiterströme müssen mit einem anderen Kern als der Referenzstrom gemessen werden. Im Anschlussdiagramm ist ein Beispiel gezeigt, in dem die Leiterströme und die Referenzströme vom gleichen Kern gemessen werden.

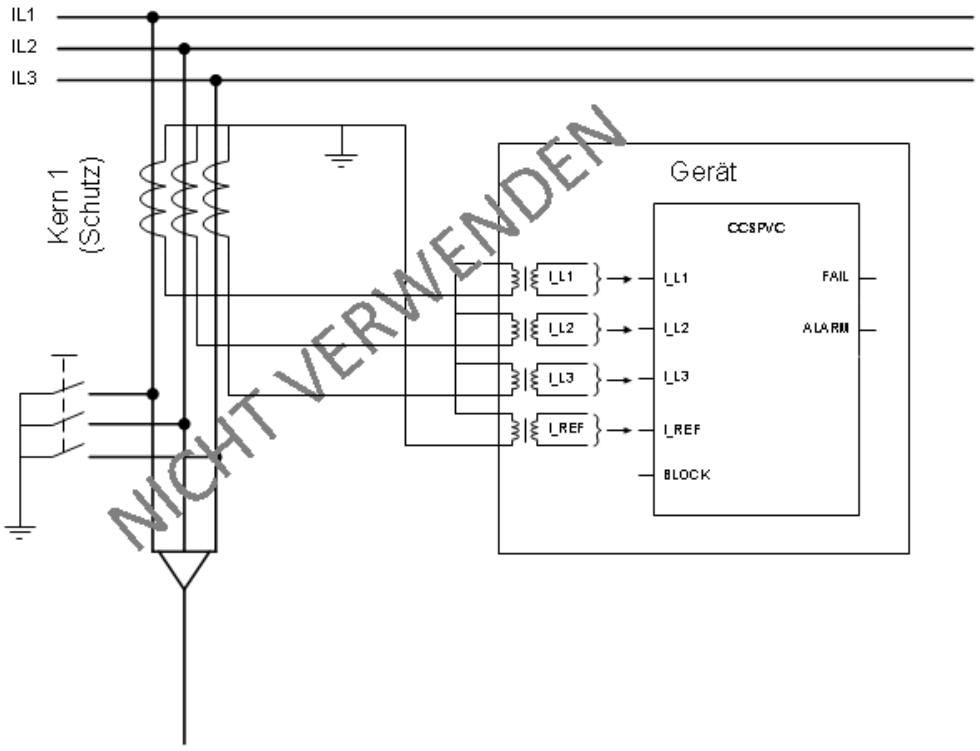


Abb. 469: Beispiel für falsche Anschlüsse für den Referenzstrom

6.2.6 Signale

Tabelle 792: CCSPVC Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
I_REF	SIGNAL	0	Referenzstrom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blocksignal für alle Binärausgänge

Tabelle 793: CCSPVC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
FEHLER	BOOLEAN	Fehlerausgang
ALARM	BOOLEAN	Alarmausgang

6.2.7 Einstellungen

Tabelle 794: CCSPVC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Ein / Aus
Startwert	0,05...0,20	xIn	0,01	0,05	Minimaler Auslösedifferenzstrom

Tabelle 795: CCSPVC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Max Auslös. Strom	1,00...5,00	xIn	0,01	1,50	Blockierung der Funktion bei hohem Leiterstrom

6.2.8 Überwachte Daten

Tabelle 796: CCSPVC Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
IDIFF	FLOAT32	0,00...40,00	xIn	Differenzstrom
CCSPVC	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

6.2.9 Technische Daten

Tabelle 797: CCSPVC Technische Daten

Charakteristik	Wert
Auslösezeit[1)]	< 30 ms

1) Inklusive Verzögerung des Ausgangskontakts

6.2.10 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 798: CCSPVC Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Interne Verbesserungen.
C	Interne Verbesserungen.
D	Interne Verbesserungen.

6.3 Stromwandlerkreisüberwachung für Hochimpedanz-Schutzschema (HZCCxSPVC)

6.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Stromwandlerkreisüberwachung für Hochimpedanz-Schutzschema (Leiter A)	HZCCASPVC	MCS I_A	MCS I_A
Stromwandlerkreisüberwachung für Hochimpedanz-Schutzschema (Leiter B)	HZCCBSPVC	MCS I_B	MCS I_B
Stromwandlerkreisüberwachung für Hochimpedanz-Schutzschema (Leiter C)	HZCCCSPVC	MCS I_C	MCS I_C

6.3.2 Funktionsblock

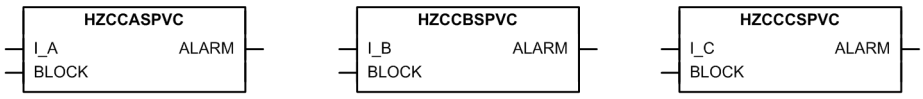


Abb. 470: Funktionsblock

6.3.3 Funktion

Die Stromwandlerkreisüberwachung für Hochimpedanz-Schutzschema HZCCxSPVC ist eine spezielle leiterselektive Überwachungsfunktion, die in Verbindung mit dem Hochimpedanz-Differentialschutz für die Erkennung unterbrochener Leitungen am Stromwandler-Sekundärkreis verwendet wird. Der Differenzstrom wird als Eingabe für das Gerät verwendet. Befindet sich der Stromwandler im Normalzustand, ist der Wert des Differenzstroms Null. Wenn der Stromwandler jedoch defekt ist, beginnt der Sekundär-Differenzstrom zu fließen und wird für das Generieren der Alarme verwendet.

Um eine Fehlfunktion zu vermeiden, sollte für HZCCxSPVC eine empfindliche Einstellung im Vergleich zum Hochimpedanz-Differentialschutz gewählt werden. Die Funktion wird wahrscheinlich unter Durchgangsfehlerbedingungen angeregt. Allerdings wird durch die Berücksichtigung einer hohen Verzögerungszeit von 3 Sekunden oder mehr der Fehler im nachgeschalteten Schutzgerät gelöscht, bevor ein Alarm generiert wird.

HZCCxSPVC generiert einen Alarm, wenn der Differenzstrom den eingestellten Grenzwert übersteigt. Die Funktion folgt der unabhängige Kennlinie.

HZCCxSPVC enthält eine Blockierfunktion. Funktionsausgang, Zeitgeber bzw. die gesamte Funktion können blockiert werden.

6.3.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von HZCCxSPVC wird mithilfe eines Logikdiagramms beschrieben. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

In den Logikdiagrammen sind alle Funktionsphasen beschrieben. Die Beschreibung der Funktion bezieht sich jedoch nur auf Leiter L1. Die Funktion ist für Leiter L2 und L3 identisch.

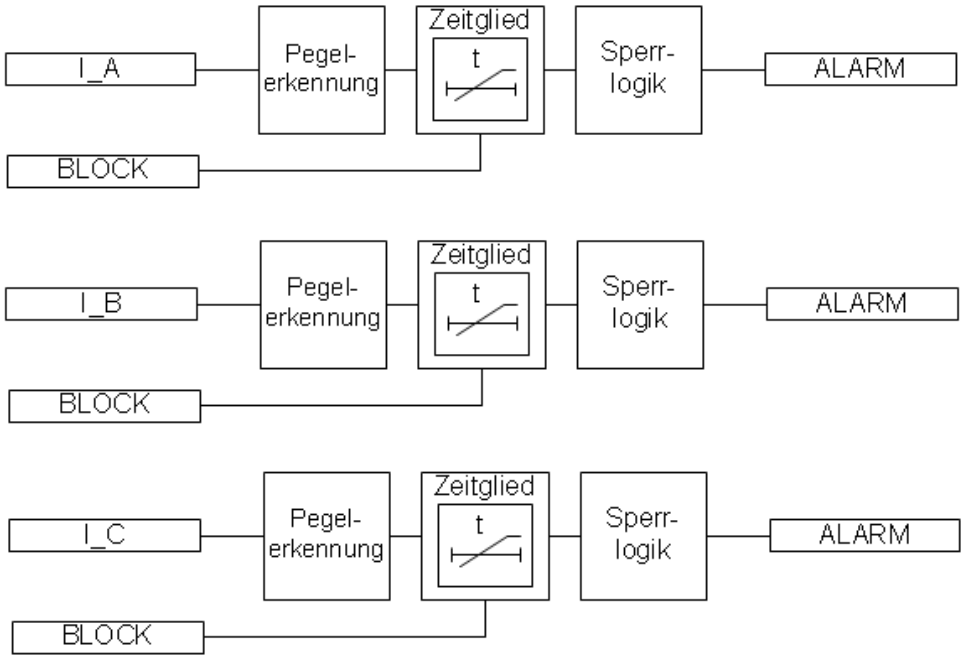


Abb. 471: Logikdiagramm

Pegelerkennung

Dieses Modul vergleicht den Differenzstrom `I_L1` mit dem eingestellten *Startwert*. Das Zeitgebermodul wird aktiviert, wenn der Differenzstrom den eingestellten *Startwert* überschreitet.

Zeitgeber

Die Zeitkennlinie entspricht der unabhängigen Zeitkennlinie. Sobald der Alarm-Zeitgeber den unter *Alarmverzögerungszeit* eingestellten Wert erreicht hat, wird der

Ausgang ALARM aktiviert. Wenn der Fehler verschwindet, bevor das Modul ein Alarmsignal generiert, wird der Rücksetz-Zeitgeber aktiviert. Wenn der Rücksetz-Zeitgeber den unter *Rückfallzeitverzögerung* eingestellten Wert erreicht, wird der Alarm-Zeitgeber zurückgesetzt. Durch die Aktivierung des Signals BLOCK wird der Zeitgeber zurückgesetzt und der Ausgang ALARM wird deaktiviert.

Sperrlogik

HZCCxSPVC verfügt über die Möglichkeit der Aktivierung einer Verriegelung des Ausgangs ALARM, je nach Einstellung des Parameters *Alarmausgangsmodus*. Im "Verriegelungs"-Modus muss der Ausgang ALARM manuell über das Löschen-Menü der LHMI zurückgesetzt werden, nachdem der Stromwandler-Sekundärkreis überprüft wurde. Im "Nicht verriegelt"-Modus funktioniert der Ausgang ALARM normal, d. h. er setzt sich zurück, sobald der Fehler bereinigt wurde.

6.3.5 Messmodi

Die Funktion arbeitet mit den beiden alternativen Messmodi Grundwert ("DFT") und Spitzenwert ("Peak-to-Peak"). Der Messmodus wird über die Einstellung *Messmodus* ausgewählt.

6.3.6 Anwendung

HZCCxSPVC ist eine spezielle leiterselektive Überwachungsfunktion, die in Verbindung mit dem Hochimpedanz-Differentialschutz für die Erkennung unterbrochener Leitungen am Stromwandler-Sekundärkreis verwendet wird. Die Funktionsweise von HZCCxSPVC ist mit dem Hochimpedanz-Differentialschutz HIxPDIF vergleichbar. Allerdings erfolgt für HZCCxSPVC eine deutlich empfindlichere Stromeinstellung als bei HIxPDIF und die Funktion löst zudem mit einer längeren Verzögerung aus. Ein typisches Beispiel für HZCCxSPVC sind die Einstellungen von *Startwert* auf 0,1 pu und *Alarmverzögerungszeit* auf 3 Sekunden oder mehr.

Da die Stromeinstellung von HZCCxSPVC empfindlicher als die tatsächliche Differentialstromstufe ist, kann sie bei Durchgangsfehlerbedingungen intern angeregt werden. Durch eine ausreichende Zeitverzögerung wird ein falscher Alarm verhindert. Wenn die Busleitung unterbrochen ist, tritt ein Differenzstrom je nach Last des Abgangsfeldes mit der unterbrochenen Busleitung auf.

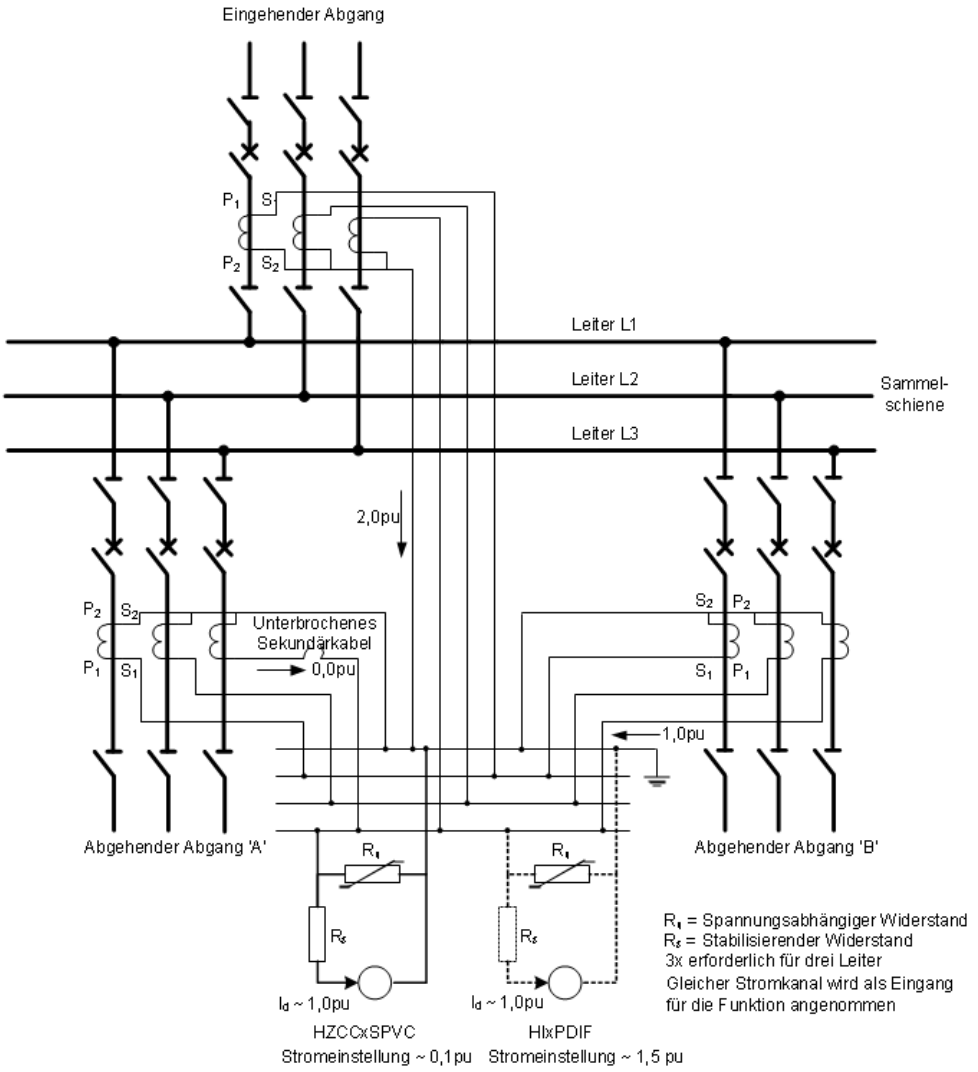


Abb. 472: Erkennung unterbrochener Leitungen am Stromwandler-Sekundärkreis durch HZCCxSPVC

Im gezeigten Beispiel führt die Einspeisung eine Last von 2,0 pu und beide Abgänge führen jeweils eine Last von 1,0 pu. Aufgrund der unterbrochenen Stromwandlerleitung in Leiter L3 interpretieren HIxPDIF und HZCCxSPVC den Strom als einen erhöhten Differenzstrom oder eine erhöhte Schieflast. HIxPDIF und HZCCxSPVC empfangen den Differenzstrom von etwa 1,0 pu. Aufgrund der höheren Stromeinstellung kann der Haupt-Differentialschutz HIxPDIF nicht auslösen.

Alle Stromwandler müssen das gleiche Verhältnis haben.

Über den Ausgang ALARM der Stromwandlerkreisüberwachung kann ein Hilfsgerät zugeschaltet werden, das die Stromleitungen des Stromwandlers kurzschließen kann, um den Sammelschienen-Differentialschutz zu deaktivieren. Eine solche Anordnung

verhindert nicht das unerwünschte Auslösen von HIxPDIF, wenn die Starteinstellung unter der Bemessungslast liegt. Wenn z. B. die Starteinstellung für HIxPDIF im gezeigten Beispiel auf 0,8 pu gesetzt ist, löst HIxPDIF noch vor HZCCxSPVC aus.

6.3.7 Signale

Tabelle 799: HZCCASPVC Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Leiter L1 Strom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 800: HZCCBSPVC Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_L2	SIGNAL	0	Leiter L2 Strom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 801: HZCCCSPVC Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_L3	SIGNAL	0	Leiter L3 Strom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 802: HZCCASPVC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
ALARM	BOOLEAN	Alarmausgang

Tabelle 803: HZCCBSPVC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
ALARM	BOOLEAN	Alarmausgang

Tabelle 804: HZCCCSPVC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
ALARM	BOOLEAN	Alarmausgang

6.3.8 Einstellungen

Tabelle 805: HZCCASPVC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Startwert	1,0...100,0	%Ir	0,1	10,0	Startwert, Prozent vom Bemessungs-strom
Alarmverzögerungszeit	100...300000	ms	10	3000	Alarmverzögerungszeit
Alarmausgangsmodus	1=Unverriegelt 3=Gesperrt			3=Gesperrt	Betriebsmodus für Alarmausgang aus-wählen

Tabelle 806: HZCCASPVC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Rückfallzeitverzögerung	0...60000	ms	10	20	Rückfallzeitverzögerung
Messmodus	2=DFT 3=Spitzenwert			2=DFT	Ausgewählter Messmodus

Tabelle 807: HZCCBSPVC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Startwert	1,0...100,0	%Ir	0,1	10,0	Startwert, Prozent vom Bemessungs-strom
Alarmverzögerungszeit	100...300000	ms	10	3000	Alarmverzögerungszeit
Alarmausgangsmodus	1=Unverriegelt 3=Gesperrt			3=Gesperrt	Betriebsmodus für Alarmausgang aus-wählen

Tabelle 808: HZCCBSPVC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Rückfallzeitverzögerung	0...60000	ms	10	20	Rückfallzeitverzögerung
Messmodus	2=DFT 3=Spitzenwert			2=DFT	Ausgewählter Messmodus

Tabelle 809: HZCCCSPVC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Startwert	1,0...100,0	%Ir	0,1	10,0	Startwert, Prozent vom Bemessungs-strom
Alarmverzögerungszeit	100...300000	ms	10	3000	Alarmverzögerungszeit
Alarmausgangsmodus	1=Unverriegelt 3=Gesperrt			3=Gesperrt	Betriebsmodus für Alarmausgang aus-wählen

Tabelle 810: HZCCCSPVC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Rückfallzeitverzögerung	0...60000	ms	10	20	Rückfallzeitverzögerung
Messmodus	2=DFT 3=Spitzenwert			2=DFT	Ausgewählter Messmodus

6.3.9 Überwachte Daten

Tabelle 811: HZCCASPVC Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
HZCCASPVC	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

Tabelle 812: HZCCBSPVC Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
HZCCBSPVC	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

Tabelle 813: HZCCCSPVC Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
HZCCCSPVC	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

6.3.10 Technische Daten

Tabelle 814: HZCCxSPVC Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_r ±2 Hz
	± 1,5 % des eingestellten Wertes oder ± 0,002 × I_r
Rückfallzeit	< 40 ms
Rückfallverhältnis	Üblicherweise 0,96
Verzögerungszeit	< 35 ms
Auslösegenauigkeit im unabhängigen Modus	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms

6.3.11 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 815: HZCCxSPVC Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
A	-
B	Name der Funktion von HZCCRDIF in HZCCASPVC, HZCCBSPVC, HZCCCSPVC geändert.

6.4 Überwachungsfunktion der Schutzkommunikation (PCSITPC)

6.4.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	Gerätenummer nach ANSI/IEEE C37.2
Überwachung der Schutzkommunikation	PCSITPC	PCS	PCS

6.4.2 Funktionsblock

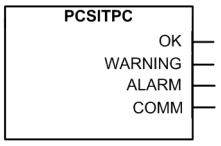


Abb. 473: Funktionsblock

6.4.3 Funktionen

Die Funktion PCSITPC zur Überwachung der Schutzkommunikation überwacht den Schutzkommunikationskanal. PCSITPC blockiert die Funktionen für den Leitungsdifferentialschutz, wenn eine Störung im Schutzkommunikationskanal erkannt wird. Die Funktionen LNPLDF und BSTGGIO, die von der ständigen Verfügbarkeit des Schutzkommunikationskanals abhängig sind, werden automatisch blockiert.

Der Schutzkommunikationskanal wird durch PCSITPC laufend überwacht. Die Funktion erkennt fehlende oder verzögerte Schutzdatentelegramme. Schutzdatentelegramme dienen zur Übertragung der digitalisierten Analogdaten sowie anderer schutzbezogener Daten. Fehlende oder verzögerte

Schutzdatentelegramme können die Ansprechgeschwindigkeit des Differentialschutzes gefährden.

Wenn im Schutzkommunikationskanal eine kurzfristige Störung erkannt wird, gibt die Funktion eine Warnmeldung aus, und die Leitungsdifferentialfunktionen werden automatisch intern blockiert. PCSITPC spricht bei Störungen der Schutzkommunikation schnell an. Die Blockierung erfolgt spätestens dann, wenn eine Unterbrechung der Kommunikation erkannt wird, die zwei Grundperioden des Netzes lang andauert. Bei Erkennung einer schweren und lange anhaltenden Störung oder einer völligen Unterbrechung des Schutzkommunikationskanals wird (nach einer Verzögerungszeit von fünf Sekunden) ein Alarm ausgelöst. Der bei der Überwachung der Schutzkommunikation ermittelte Qualitätsstatus wird laufend online zwischen der lokalen Instanz und der entfernten Instanz der PCSITPC-Funktion ausgetauscht. Dadurch wird sichergestellt, dass sowohl am lokalen als auch am entfernten Leitungsende die Schutzblockierung koordiniert erfolgt. Dies sorgt für eine zusätzliche Erhöhung der Sicherheit des Leitungsdifferentialschutzes, da die Geräte an beiden Leitungsenden während einer Störung der Schutzkommunikation gezwungenermaßen denselben Blockierstatus aufweisen, selbst wenn die Störung nur von dem Gerät an einem Ende der Leitung erkannt wird. Des Weiteren steht der Einstellparameter *Rückfallzeitverzögerung* zur Verfügung. Mit ihm wird festgelegt, welche Zeitspanne störungsfrei abgelaufen sein muss, bevor der Leitungsdifferentialschutz wieder aktiv werden kann, nachdem er aufgrund einer Kommunikationsstörung blockiert wurde.

6.4.4 Funktionsweise

Die Funktionsweise der Schutzkommunikation lässt sich anhand eines Moduldiagramms beschreiben. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

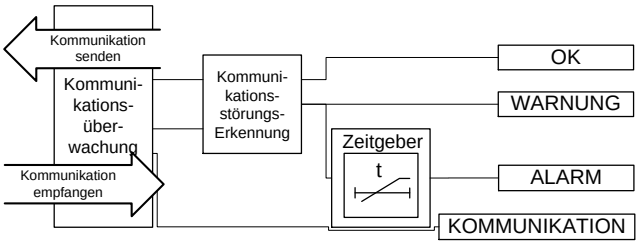


Abb. 474: Funktionsmoduldiagramm

Überwachung der Kommunikation

Die Schutzkommunikation wird überwacht, weil die Differentialberechnung von der Aktualisierung der Abtastwerte auf der Basis der neuen analogen Zeigermesswerte abhängt, die von der entfernten Station als Teil des Schutzdatentelegramms geliefert

werden. Das neue Schutzdatentelegramm aktualisiert außerdem den Status der von der entfernten Station gesendeten Binärsignale. Die Berechnung des Differentialstroms basiert auf einem Vergleich der Stromwerte, die von der entfernten Station bzw. von der lokalen Station gemessen werden. Daher ist es unbedingt erforderlich, dass die Telegramme zur Schutzkommunikation überwacht werden und die berechnete Abtastverzögerung zur Berechnung des Differentialstroms weiterverwendet werden kann. Wenn die Kommunikation in der Lage ist, den korrekten Empfang von Telegrammen vom anderen Leitungsende über das Kommunikationsmedium zu leisten, wird davon ausgegangen, dass die Kommunikation einwandfrei funktioniert, und der Ausgang COMM bleibt aktiv.

Erkennung von Kommunikationsstörungen

Die Funktion zur Erkennung von Kommunikationsstörungen misst und überwacht laufend die Abtastverzögerung der Schutzdatentelegramme. Die entsprechenden Werte sind auch in der Ansicht "Überwachte Daten" verfügbar. Die Funktion liefert drei Ausgangssignale, von denen – in Abhängigkeit vom Überwachungsstatus der Schutzkommunikation – immer nur eines aktiv ist: OK, WARNUNG oder ALARM. Der Status OK bedeutet, dass der Schutz einwandfrei funktioniert. Der Status WARNUNG bedeutet, dass der Schutz aufgrund einer erkannten Störung intern blockiert wurde. Der Status WARNUNG wechselt in den Status ALARM, wenn die Störung über einen längeren Zeitraum anhält. Die Überwachung der Schutzkommunikation kann sich gelegentlich im Status WAITING befinden. Dieser Status zeigt an, dass das Gerät darauf wartet, dass die Kommunikation von der Unterstation am anderen Ende gestartet bzw. erneut gestartet wird.

Zeitgeber

Nach der Aktivierung durch das Signal WARNUNG läuft der Zeitgeber über einen konstanten Zeitraum von fünf Sekunden. Wenn der Kommunikationsausfall nach diesem Zeitraum immer noch anhält, wird der Ausgang ALARM aktiviert.

6.4.5 Verwendung

Kommunikationsprinzip

In jedem Schutzdatentelegramm werden analoge Abtastwerte, Auslöse- und Anregesignale sowie benutzerprogrammierbare Signale übertragen. Der Austausch dieser Schutzdatentelegramme geschieht acht Mal pro Netzperiode (alle 2,5 ms, wenn F_n = 50 Hz).

Der Leitungsdifferentialschutz für Leitungen mit zwei Enden erfolgt mittels Master-Master-Kommunikation. Die Stromwerte werden von beiden Leitungsenden abgesendet, und die Schutzalgorithmen werden ebenfalls an beiden Leitungsenden ausgeführt. Die direkte Auslösemitnahme gewährleistet jedoch, dass immer beide Enden gleichzeitig auslösen.

Zeitsynchronisierung

Beim numerischen Leitungsdifferentialschutz muss eine zeitliche Koordination der Stromwerte von Schutzeinrichtungen erfolgen, die sich geographisch voneinander entfernt befinden, damit die Stromwerte von beiden Enden der geschützten Leitung miteinander verglichen werden können, ohne dass irrelevante Fehler in den Vergleich einfließen. Die zeitliche Koordinierung muss mit höchster Präzision erfolgen.

So führt z.B. eine Ungenauigkeit von 0,1 ms in einem 50-Hz-System zu einem maximalen Amplitudenfehler von ca. 3 Prozent. Eine Ungenauigkeit von 1 ms führt zu einem maximalen Amplitudenfehler von ca. 31 Prozent. Die entsprechenden Fehlergrößen in einem 60-Hz-System sind 4 bzw. 38 Prozent.

Im IED erfolgt die zeitliche Koordinierung mithilfe einer Echomethode. Die IEDs erzeugen untereinander ihre eigene Zeitreferenz, sodass sich die Systemuhren nicht zu synchronisieren brauchen.

Wie die Abbildung zeigt, wird bei der Zeitsynchronisierung die Übertragungsdauer einer Meldung von Station B zu Station A, T1→T2, und die Dauer bis zum Empfang einer Meldung der Station A durch die Station B, T4→T5, gemessen. Außerdem werden die Zeitverzögerung im IED an Station A von der Abtastung bis zum Senden, T3→T4, und die lokale Zeitverzögerung vom Empfang bis zur Abtastung durch das IED an Station B, T5→T6, für das IED an Station B gemessen und umgekehrt. Auf diese Weise wird der zeitliche Korrekturfaktor zwischen den lokalen Werten und den Remote-Werten bestimmt.

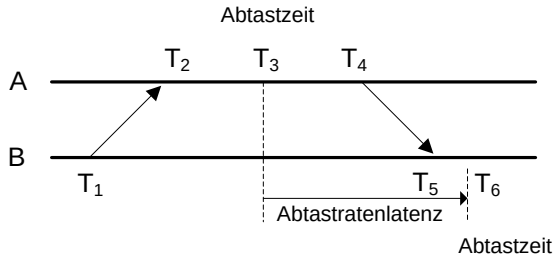


Abb. 475: Messung der Abtastverzögerung

$$P_d = \frac{(T_2 - T_1) + (T_5 - T_4)}{2}$$

(Gleichung 176)

$$S_d = P_d + (T_4 - T_3) + (T_6 - T_5)$$

(Gleichung 177)

Für jedes Telegramm wird an beiden Enden die Abtastverzögerung S_d berechnet. Der Algorithmus geht davon aus, dass die Verzögerung der Signalausbreitung in einer Richtung, $P_{d,}$ in beiden Richtungen gleich ist.

Die Echomethode ohne GPS kann in Fernmeldenetzen verwendet werden, sofern die Verzögerung symmetrisch ist, d.h. solange die Verzögerung beim Senden gleich ist wie beim Empfangen.

6.4.6 Signale

Tabelle 816: PCSITPC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
OK	BOOLEAN	Schutzkommunikation OK
WARNUNG	BOOLEAN	Schutzkommunikation Warnung
ALARM	BOOLEAN	Schutzkommunikation Alarm
COMM	BOOLEAN	Kommunikation erkannt, aktiv, wenn Daten empfangen werden.

6.4.7 Einstellungen

Tabelle 817: PCSITPC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Rückfallzeitverzögerung	100...300000	ms	10	1000	Rückfallzeitverzögerung von Alarm und Warnung in den Zustand OK
Alarmzähler	0...99999		1	0	Neuen Alarmzählerwert einstellen
Warnungszähler	0...99999		1	0	Neuen Warnungszählerwert einstellen

6.4.8 Überwachte Daten

Tabelle 818: PCSITPC Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
HEALTH	Enum	1=Ok 2=Warnung 3=Alarm -2=Warten		Gesundheit Kommunikationsverbindung
ALARM_CNT	INT32	0...99999		Anzahl der erkannten Alarme
WARN_CNT	INT32	0...99999		Anzahl der erkannten Warnungen
SMPL_LATENCY	FLOAT32	0,000...99,999	ms	Gemessene Probenlatenz
PROPAGTN_DLY	FLOAT32	0,000...99,999	ms	Gemessene Propagierungsverzögerung
RND_TRIP_DLY	FLOAT32	0,000...99,999	ms	Gemessene Kreisauslösungsverzögerung
T_ALARM_CNT	Zeitstempel			Zeit, wann der Alarmzähler zuletzt geändert wurde
T_WARN_CNT	Zeitstempel			Zeit, wann der Warnungszähler zuletzt geändert wurde

6.4.9 Verlauf der technischen Revisionen

Tabelle 819: PCSITPC Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Revision	Änderung
B	Änderungen und Ergänzungen der überwachten Daten
C	Interne Verbesserungen.
D	Interne Verbesserungen.
E	Name der Funktion von PCSRTCP in PCSITPC geändert.

6.5 Automatenfallüberwachung (Fuse Failure) (SEQSPVC)

6.5.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Automatenfallüberwachung (Fuse Failure)	SEQSPVC	FUSEF	60

6.5.2 Funktionsblock

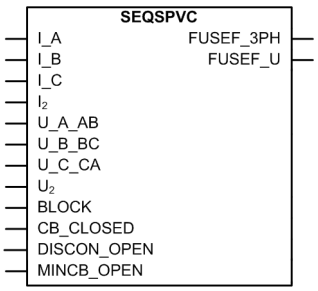


Abb. 476: Funktionsblock

6.5.3 Funktion

Mit der Automatenfallüberwachung (Fuse Failure) SEQSPVC werden bei einem Fehler in den Sekundärkreisen die Spannungsmessfunktionen zwischen dem Spannungswandler (oder Kombi-Sensor oder Spannungssensor) und dem Schutzgerät blockiert, um Fehlauslösungen der Spannungsschutzfunktionen zu verhindern.

SEQSPVC besitzt zwei Algorithmen, einen gegensystemstrombasierten Algorithmus und einen Deltastrom- und Deltaspannungsalgorithmus.

Für die Deltastrom- und Deltaspannungsmessungen kann ein Kriterium aktiviert werden, um dreipolige Automatenfälle zu erkennen, die normalerweise eher beim Schalten des Spannungswandlers während des Betriebs der Station auftreten.

6.5.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von SEQSPVC lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

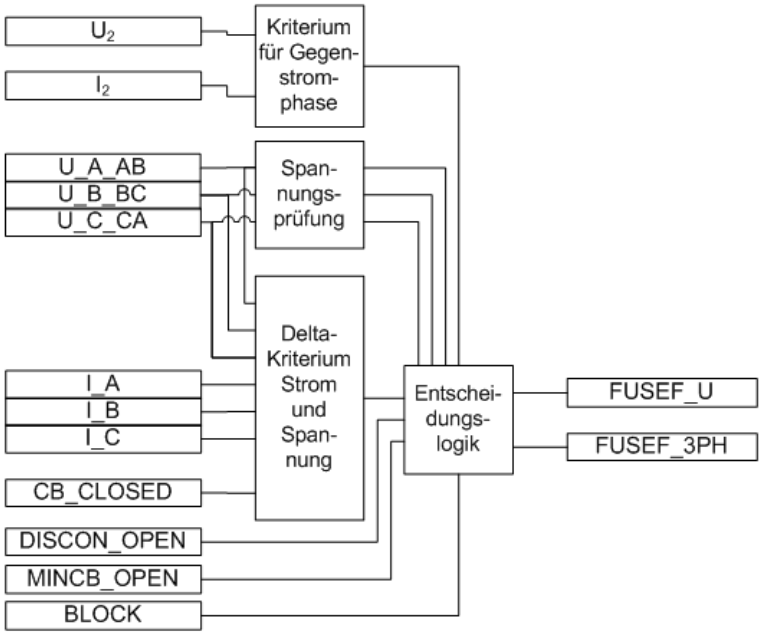


Abb. 477: Logikdiagramm

Gegensystem-Kriterium

Ein auf dem Gegensystem-Kriterium basierter Automatenfall wird erkannt, wenn die gemessene Spannung des Gegensystems den Wert *Gegensys Spgs.-niveau* übersteigt und der gemessene Strom des Gegensystems unter dem Wert *Gegensys Stromniveau* liegt. Der erkannte Automatenfall wird an das Entscheidungslogikmodul übermittelt.

Spannungsprüfung

Bei der Entscheidung, ob es sich beim Automatenfall um einen drei-, zwei- oder einpoligen Fehler handelt, wird die Stärke der Leiter-Erde-Spannung überprüft.

Das Modul vergleicht leiterspezifisch jeden Spannungseingang mit der Einstellung *Spgs.erkenn.schwelle*. Falls die Eingangsspannung unter dem eingestellten Wert liegt, wird der entsprechende Leiter an das Entscheidungslogikmodul übermittelt.

Strom- und Spannungsdelta-Kriterien

Die Deltafunktion kann aktiviert werden, indem der Parameter *Änderungsrate aktiviert* auf "Wahr" gesetzt wird. Nachdem die Funktion aktiviert wurde, wird sie parallel zum gegensystembasierten Algorithmus ausgeführt. Strom und Spannung werden in allen drei Leitern fortlaufend gemessen, um Folgendes zu berechnen:

- Spannungsveränderung dU/dt
- Stromveränderung dI/dt

Die berechneten Deltagrößen werden mit den entsprechenden Werten unter *Stromänderungsverhältnis* und *Spannungsänd.-rate* verglichen.

Die Deltastrom- und Deltaspannungs-Algorithmen erkennen dann einen Automatenfall, wenn sich getrennt in jedem Leiter die Spannungsamplitude ausreichend negativ verändert, jedoch nicht die Stromamplitude. Dies erfolgt, wenn der Leistungsschalter geschlossen ist. Informationen über die Position des Leistungsschalters liegen am Eingang `LS_GESCHLOSSEN` an.

Es gibt zwei Zustände, in denen die Strom- und Spannungsdelta-Funktion aktiviert wird.

- Aufgrund des geschlossenen Leistungsschalters (`LS_GESCHLOSSEN` = WAHR) liegt in jedem Leiter gleichzeitig der Betrag von dU/dt über dem Wert der Einstellung *Spannungsänd.-rate* und der Betrag von dI/dt liegt unter dem Wert der Einstellung *Stromänderungsverhältnis*.
- In jedem Leiter liegt gleichzeitig der Betrag von dU/dt über dem Wert des Parameters *Spannungsänd.-rate* und der Betrag von dl/dt liegt unter dem Wert des Parameters *Stromänderungsverhältnis*, da der Betrag des Leiterstroms im gleichen Leiter den Wert des Parameters *Min Ausl. Delta-Strom* übersteigt.

Für die erste Bedingung muss in jedem Leiter gleichzeitig das Deltakriterium erfüllt sein, da der Leistungsschalter geschlossen ist. Das Öffnen des Leistungsschalters an einem Ende und das Einschalten der Leitung am anderen Ende auf einen Fehler könnte zu einer fehlerhaften Funktion von SEQSPVC mit einem offenen Leistungsschalter führen. Wenn dies einen großen Nachteil darstellt, muss der Eingang `LS_GESCHLOSSEN` mit FALSCH verbunden werden. Auf diese Weise kann nur das zweite Kriterium die Deltafunktion aktivieren.

Für die zweite Bedingung muss in einem Leiter das Deltakriterium erfüllt sein und gleichzeitig im gleichen Leiter ein hoher Strom vorliegen. Mithilfe des gemessenen Leiterstroms wird die Gefahr einer fehlerhaften Erkennung eines Automatenfalls verringert. Wenn der Strom an der geschützten Leitung zu niedrig ist, führt ein Spannungsabfall im Netz (nicht durch den Automatenfall verursacht) nicht zu einer Änderung des Stroms und es kann ein fehlerhafter Automatenfall auftreten. Um dies zu verhindern, wird das Kriterium für den Mindestleiterstrom überprüft.

Die Erkennung von Automatenfällen ist solange aktiv, bis die Spannungen unter den Wert der Einstellung *Min Ausl. Delta-Spannung* fallen. Wenn eine Spannung in einem

Leiter unter den Wert der Einstellung *Min Ausl. Delta-Spannung* fällt, ist für diesen Leiter eine erneute Erkennung von Automatenfällen erst dann wieder möglich, wenn die Spannung über den Einstellungswert steigt.

Entscheidungslogik

Wenn Spannungen über Sternschaltung verbunden sind, sollten die Standardwerte der spannungsbezogenen Einstellungen mit 1/√3 skaliert werden, da die Standardeinstellungswerte für Dreieckschaltungen gelten.

Die Ausgänge FUSEF_U und FUSEF_3PH für die Erkennung von Automatenfällen werden gemäß den Erkennungskriterien oder über die externen Signale gesteuert.

Tabelle 820: Steuerung der Automatenfallausgänge

Kriterien für die Erkennung von Automatenfällen	Bedingungen und Funktionsantwort
Gegensystem-Kriterium	Wenn basierend auf dem Kriterium für Gegensysteme ein Automatenfall erkannt wird, wird der Ausgang FUSEF_U aktiviert.
	Wenn die Automatenfall-Erkennung über fünf Sekunden lang aktiv ist und gleichzeitig alle Leiter-Erde-Spannungswerte unter dem Wert der Einstellung *Spgs.erkenn.schwelle* liegen und die Einstellung *Akt.Spgs.erkenn.* auf "Wahr" gesetzt ist, aktiviert die Funktion das Ausgangssignal FUSE_3PH.
	Das Ausgangssignal FUSEF_U wird auch dann aktiviert, wenn die Leiter-Erde-Spannungen länger als 60 Sekunden über dem Wert der Einstellung *Spgs.erkenn.schwelle* liegen und gleichzeitig die Gegensystemspannung länger als 5 Sekunden über dem Wert der Einstellung *Gegensys Spgs.-niveau* liegt, alle Leiterströme unter dem Wert der Einstellung *Unterstromw. spg-lose Ltg. (Unterstromwert für spannungslose Leitung)* liegen und der Leistungsschalter geschlossen ist, d. h. LS_GESCHLOSSEN ist WAHR.
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Kriterien für die Erkennung von Automatenfällen	Bedingungen und Funktionsantwort
Kriterium für Strom- und Spannungsdelta-Funktion	Wenn das Strom- und Spannungsdeltakriterium einen Automatenfall erkennt, jedoch alle Spannungen unter dem Wert der Einstellung *Spgs.erkenn.schwelle* liegen, wird nur der Ausgang FUSEF_U aktiviert.
	Wenn die Automatenfall-Erkennung über fünf Sekunden lang aktiv ist und gleichzeitig alle Leiter-Erde-Spannungswerte unter dem Wert der Einstellung *Spgs.erkenn.schwelle* liegen und die Einstellung *Akt.Spgs.erkenn.* auf "Wahr" gesetzt ist, aktiviert die Funktion das Ausgangssignal FUSE_3PH.
Externe Automatenfall-Erkennung	Das Eingangssignal MINCB_OPEN ist über einen Binäreingang des Schutzgeräts mit dem Öffner-Hilfskontakt des Sicherungsautomaten, mit dem der Spannungswandler-Sekundärkreis geschützt wird, zu verbinden.Das Signal MINCB_OPEN setzt das Ausgangssignal FUSEF_U ab, um alle spannungsbezogenen Funktionen zu blockieren, wenn der Sicherungsautomat offen ist.
	Das Ausgangssignal DISCON_OPEN ist über einen Binäreingang des Schutzgeräts mit dem Öffner-Hilfskontakt des Leitungstrenners zu verbinden. Das Signal DISCON_OPEN setzt das Ausgangssignal FUSEF_U, um die spannungsbezogenen Funktionen zu blockieren, wenn der Leitungstrenner offen ist.

Es wird empfohlen, die Einstellung *Akt.Spgs.erkenn.* immer auf "Wahr" zu setzen. Dadurch wird sichergestellt, dass die Blockierschutzfunktion blockiert bleibt, bis die normalen Spannungsbedingungen wiederhergestellt sind, falls der Automatenfall 5 Sekunden lang aktiv war, d. h. die Automatenfall-Ausgänge werden deaktiviert, wenn die normalen Spannungsbedingungen wiederhergestellt werden.

Durch die Aktivierung des Eingangs BLOCK werden die Ausgänge FUSEF_U und FUSEF_3PH deaktiviert.

6.5.5 Anwendung

Einige Schutzfunktionen arbeiten auf Basis des im Schutzgerät gemessenen Spannungswertes. Diese Funktionen können fehlschlagen, wenn in den Messkreisen zwischen dem Spannungswandler (oder Kombi-Sensor oder Spannungssensor) und dem Schutzgerät ein Fehler vorliegt.

Ein Fehler im Spannungsmesskreis wird als Automatenfall bezeichnet. Dieser Begriff ist irreführend, da eine durchgebrannte Sicherung bzw. ein Automatenfall nur eine von vielen Ursachen für eine Stromkreisunterbrechung ist. Da falsch gemessene Spannungen zu einer fehlerhaften Betätigung einiger Schutzfunktionen führen

können, ist es wichtig, dass die Automatenfälle erkannt werden. Eine schnelle Erkennung von Automatenfällen ist eine der Möglichkeiten, um spannungsbasierte Funktionen vor deren Betätigung zu blockieren.

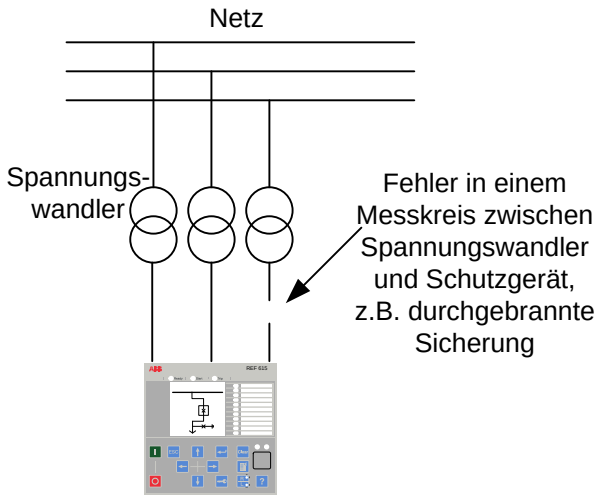


Abb. 478: Fehler in einem Kreis vom Spannungswandler zum Schutzgerät

Ursache für einen Automatenfall sind durchgebrannte Sicherungen, unterbrochene Leitungen oder unbeabsichtigte Funktionen an Unterstationen. Mit der Gegensystem-Funktion können verschiedene Arten von einpoligen oder zweipoligen Automatenfällen erkannt werden. Mindestens einer der drei Kreise von den Spannungswandlern muss jedoch intakt sein. Die unterstützende deltabasierte Funktion kann auch einen Automatenfall erkennen, der durch dreipolige Unterbrechungen verursacht wurde.

In der Gegensystem-Funktion erfolgt die Erkennung eines Automatenfalls, indem der berechnete Wert der Gegensystemspannung mit dem Gegensystemstrom verglichen wird. Die Entitäten werden aus den Daten für den gemessenen Strom und der gemessenen Spannung aus allen drei Leitern ermittelt. Aufgabe dieser Funktion ist es, bei Erkennung eines Automatenfalls spannungsabhängige Funktionen zu blockieren. Da innerhalb dieser Funktionen die Spannungsabhängigkeit variiert, besitzt SEQSPVC für diesen Zweck zwei Ausgänge.

6.5.6 Signale

Tabelle 821: SEQSPVC Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_2	SIGNAL	0	Gegensystemstrom
U_A_AB	SIGNAL	0	Spannung Leiter L1
U_B_BC	SIGNAL	0	Spannung Leiter L2
U_C_CA	SIGNAL	0	Spannung Leiter L3
U_2	SIGNAL	0	Gegensystemspannung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockierung der Funktion
LS_GESCHL	BOOLEAN	0=False	Aktiv wenn LS geschlossen
TRENNER_OFFEN	BOOLEAN	0=False	Aktiv wenn Trenner offen
AUTOMAT_OFFEN	BOOLEAN	0=False	Aktiv wenn Automat des geschützten Stromkreises offen

Tabelle 822: SEQSPVC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
FUSEF_3PH	BOOLEAN	3-poliger Start
FUSEF_U	BOOLEAN	Start der Funktion

6.5.7 Einstellungen

Tabelle 823: SEQSPVC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein

Tabelle 824: SEQSPVC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Gegensys Strom-Pegel	0,03...0,20	xIn	0,01	0,03	Schwellenwert für Gegensystemunterstrom
Gegensys Spannungspegel	0,03...0,20	xUn	0,01	0,10	Schwellenwert für Gegensystemunterspannung
Stromänderungsverhältnis	0,01...0,50	xIn	0,01	0,15	Schwellenwert für Stromänderungserkennung
Spannungsänderungsverhältnis	0,25...0,90	xUn	0,01	0,40	Schwellenwert für Spannungsänderungserkennung
Änderungsrate aktiviert	0=False 1=True			0=False	Auslösung der änderungsbasierten Fuktion aktivieren
Min Ausl. Delta-Spannung	0,01...1,00	xUn	0,01	0,50	Minimaler Auslösepegel der Leiterspannung für Deltaberechnung
Min Ausl. Delta-Strom	0,01...1,00	xIn	0,01	0,10	Minimaler Auslösepegel des Leiterstroms für Deltaberechnung
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt					

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Spgs.erkenn.schwelle	0,01...1,00	xUn	0,01	0,50	Schwellenwert für Haltespannung
Akt.Spgs.erkenn.	0=False 1=True			0=False	Haltespannungsfunktion aktivieren
Unterstromw. spg-lose Ltg.	0,05...1,00	xIn	0,01	0,05	Schwellenwert für Stromunterbrucher-kennung

6.5.8 Überwachte Daten

Tabelle 825: SEQSPVC Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
SEQSPVC	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

6.5.9 Technische Daten

Tabelle 826: SEQSPVC Technische Daten

Charakteristik		Wert	
Auslösezeit[1)]	Gegensystem-Funktion	U_{Fehler} = 1,1 × eingest. *Geg.-sys. Sp.-pegel*	< 33 ms
		U_{Fehler} = 5,0 × eingest. *Geg.-sys. Sp.-pegel*	< 18 ms
	Deltafunktion	ΔU = 1,1 × eingest. *Spannungswechselrate*	< 30 ms
		ΔU = 2,0 × eingest. *Spannungswechselrate*	< 24 ms

1) Inkl. Verzögerung des Signalausgangskontakts, f_n = 50 Hz, Fehlerspannung mit nominaler Frequenz, aus zufälligem Phasenwinkel injiziert, Ergebnisse durch statistische Verteilung von 1000 Messungen

6.5.10 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 827: SEQSPVC Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Interne Verbesserungen.
C	Interne Verbesserungen.
D	Name der Funktion von SEQRFUF in SEQSPVC geändert.

6.6 Betriebsstundenzähler für Maschinen und Geräte (MDSOPT)

6.6.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	Gerätenummer nach ANSI/IEEE C37.2
Betriebsstundenzähler für Maschinen und Geräte	MDSOPT	OPTS	OPTM

6.6.2 Funktionsblock

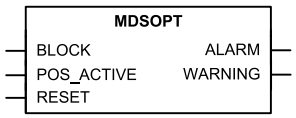


Abb. 479: Funktionsblock

6.6.3 Funktionen

Der Laufzeitzähler für Maschinen und Geräte MDSOPT berechnet die aufgelaufene Auslösezeit einer Maschine oder eines Geräts und liefert sie als Ausgabewert. Die Einheit für die aufgelaufene Zeit wird in Stunden dargestellt. Die Funktion erzeugt eine Warnmeldung und einen Alarm, wenn die aufgelaufene Auslösezeit die eingestellten Grenzen überschreitet. Sie verwendet einen Binäreingang, um die aktive Auslösebedingung anzuzeigen.

Die Gesamtbetriebsdauer ist einer der Parameter der Wartungsplanung für Anlagen wie etwa Motoren. Sie sagt etwas über die Nutzung und damit über den mechanischen Verschleiß der Maschine aus. Im Allgemeinen beziehen sich die Anlagenhersteller in ihrem Wartungsplan auf die Betriebsstundenzahl.

6.6.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit der Einstellung *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die jeweiligen Parameterwerte sind "On" und "Off".

Die Funktionsweise von MDSOPT lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

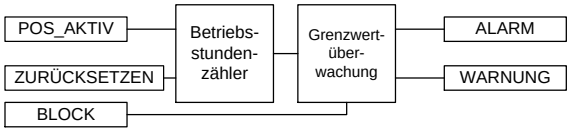


Abb. 480: Funktionsmoduldiagramm

Betriebsstundenzähler

Dieses Modul zählt die Betriebsstunden. Solange der Eingang POS_ACTIVE aktiv ist, wird die Betriebsdauer laufend weiter hochgezählt. Der Ausgang OPR_TIME liefert die Gesamtdauer der Aktivität von POS_ACTIVE. Der Wert von OPR_TIME wird in Stunden angegeben. Der Wert ist über die Ansicht "Überwachte Daten" verfügbar.

Die Wert der Ausgabe OPR_TIME steigt laufend an und wird in einem nicht flüchtigen Speicher abgelegt. Wenn POS_ACTIVE aktiviert wird, beginnt OPR_TIME die Zählung mit dem vorhergehenden Wert. Der Zähler von OPR_TIME ist bei einem Endwert von 299999 gesättigt, d.h., er kann nicht über diese Zahl hinaus erhöht werden. Durch die Aktivierung von RESET wird der Zähler auf den *Startwert* zurückgesetzt.

Grenzwertüberwachung

Dieses Modul vergleicht die Motorlaufzeit mit den unter *Warning value* und *Alarmwert* eingestellten Werten, um bei einem Überschreiten dieser Grenzwerte die Ausgänge WARNUNG bzw. ALARM zu aktivieren.

Die Aktivierung der Ausgänge WARNUNG und ALARM hängt von der Einstellung *Auslösezeitmodus* ab. Wenn der *Auslösezeitmodus* auf "Sofort" gesetzt ist, werden sowohl der Ausgang WARNUNG als auch der Ausgang ALARM unverzüglich aktiviert, sobald die entsprechenden Bedingungen erfüllt sind. Wenn der *Auslösezeitmodus* auf "Timed Warn" gesetzt ist, wird der Ausgang WARNUNG innerhalb der nächsten 24 Stunden aktiviert, und zwar zu der Uhrzeit, die unter *Auslösezeit Stunde* eingestellt wurde. Wenn der *Auslösezeitmodus* auf “Timed Warn Alm” gesetzt ist, werden die Ausgänge WARNUNG und ALARM zu der Uhrzeit aktiviert, die in *Auslösezeit Stunde* festgelegt ist.

Mit der Einstellung *Operating time hour* wird die gewünschte Uhrzeit nach der koordinierten Weltzeit (UTC) eingestellt. Die Einstellung muss gemäß dem Unterschied zur Ortszeit und zur lokal geltenden Sommerzeit angepasst werden.

Die Funktion enthält eine Blockierfunktion. Durch die Aktivierung des Eingangs BLOCK werden die Ausgänge WARNUNG und ALARM beide blockiert.

6.6.5 Verwendung

Die Betriebsdauer einer Maschine seit der ersten Inbetriebnahme gibt die Abnutzung der Maschine an. So hängen z.B. der mechanische Verschleiß und der Schmierbedarf des Motorwellenlagers von den Betriebsstunden ab.

Wenn ein Motor für lange Laufzeiten genutzt wird, benötigt er möglicherweise eine häufige Wartung, wohingegen bei einem nicht regelmäßig genutzten Motor Wartung und Instandhaltung in längeren Intervallen geplant werden. Die Gesamtbetriebsdauer eines Motors kann zusammen mit geeigneten Einstellungen für Warnmeldungen dazu verwendet werden, die zustandsabhängige Wartung des Motors zu veranlassen.

Wird die Betriebsdauer anschließend zurückgesetzt, kann der Betriebsstundenzähler dazu verwendet werden, die Motorlaufzeit bei jedem einzelnen Lauf des Motors zu überwachen.

Sowohl die langfristige Gesamtbetriebsdauer als auch die kurzfristige Betriebsdauer bei jedem Lauf liefern wertvolle Informationen über den Zustand von Maschinen und Geräten. Die Informationen können in Bezug zu anderen Prozessparametern gesetzt werden, um Diagnosen der Prozesse erstellen, in denen die Maschine bzw. das Gerät eingesetzt wird.

6.6.6 Signale

Tabelle 828: MDSOPT – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block Eingangsstatus
POS_AKTIV	BOOLEAN	0=False	Untergeordnete Maschinen in Betrieb
ZURÜCKSETZEN	BOOLEAN	0=False	Betriebsstundenzähler auf Anfangswert zurücksetzen

Tabelle 829: MDSOPT – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
ALARM	BOOLEAN	Betriebsstunden überschreiten den Alarmwert
WARNUNG	BOOLEAN	Betriebsstunden überschreiten den Warnwert

6.6.7 Einstellungen

Tabelle 830: MDSOPT Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Warnungswert	0...299999	h	1	8000	Warnwert für Auslösezeitüberwachung
Alarmwert	0...299999	h	1	10000	Alarmwert für Auslösezeitüberwachung

Tabelle 831: MDSOPT Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Startwert	0...299999	h	1	0	Startwert für Auslösezeitüberwachung
Alarmierungszeit	0...23	h	1	0	Tageszeit an der der Alarm oder die Warnung erscheinen soll
Auslösezeitmodus	1=Sofort 2=Warnung zeitgesteuert 3=Warnung und Alarm zeitgesteuert			1=Sofort	Auslösezeitmodus für Warnungen und Alarme

6.6.8 Überwachte Daten

Tabelle 832: MDSOPT – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
MDSOPT	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status
BETR_ZEIT	INT32	0...299999	h	Gesamte Betriebszeit in Stunden

6.6.9 Technische Daten

Tabelle 833: MDSOPT - Technische Daten

Beschreibung	Wert
Motorbetriebsstunden-Messgenauigkeit [1)]	±0.5%

1) der Ablesung, für ein einzelnes Gerät ohne Zeitsynchronisierung

6.6.10 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 834: MDSOPT Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Interne Verbesserungen.
C	Interne Verbesserungen.
D	Interne Verbesserungen.

Abschnitt 7 Zustandsüberwachungsfunktionen

7.1 Leistungsschalterzustandsüberwachung (SSCBR)

7.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Leistungschalterzustandsüberwachung	SSCBR	CBCM	CBCM

7.1.2 Funktionsblock

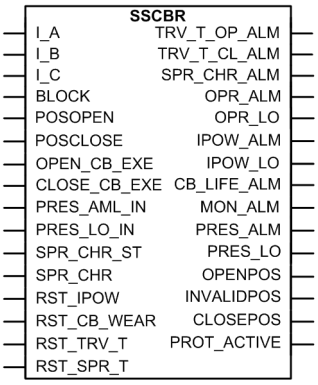


Abb. 481: Funktionsblock

7.1.3 Funktion

Die Funktion "Leistungsschalterzustandsüberwachung" (SSCBR) wird für die Überwachung von verschiedenen Parametern des Leistungsschalters genutzt. Der Leistungsschalter sollte gewartet werden, wenn die Anzahl der Auslösungen einen vordefinierten Wert erreicht hat. Die Energie wird aus den gemessenen Eingangsströmen als Summe der I^2t-Werte berechnet. Die Alarme werden erzeugt, wenn die berechneten Werte die Grenzwerteinstellungen überschreiten.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Falls gewünscht, können damit die Ausgänge der Funktion gesperrt werden.

7.1.4 Funktionsweise

Die Leistungsschalterzustandsüberwachung umfasst verschiedene Mess- und Überwachungsunterfunktionen. Die Funktionen können mit der Einstellung *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus". Die Auslösezähler werden zurückgesetzt, wenn *Auslösen* auf "Aus" gesetzt ist.

Die Funktionsweise von SSCBR lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

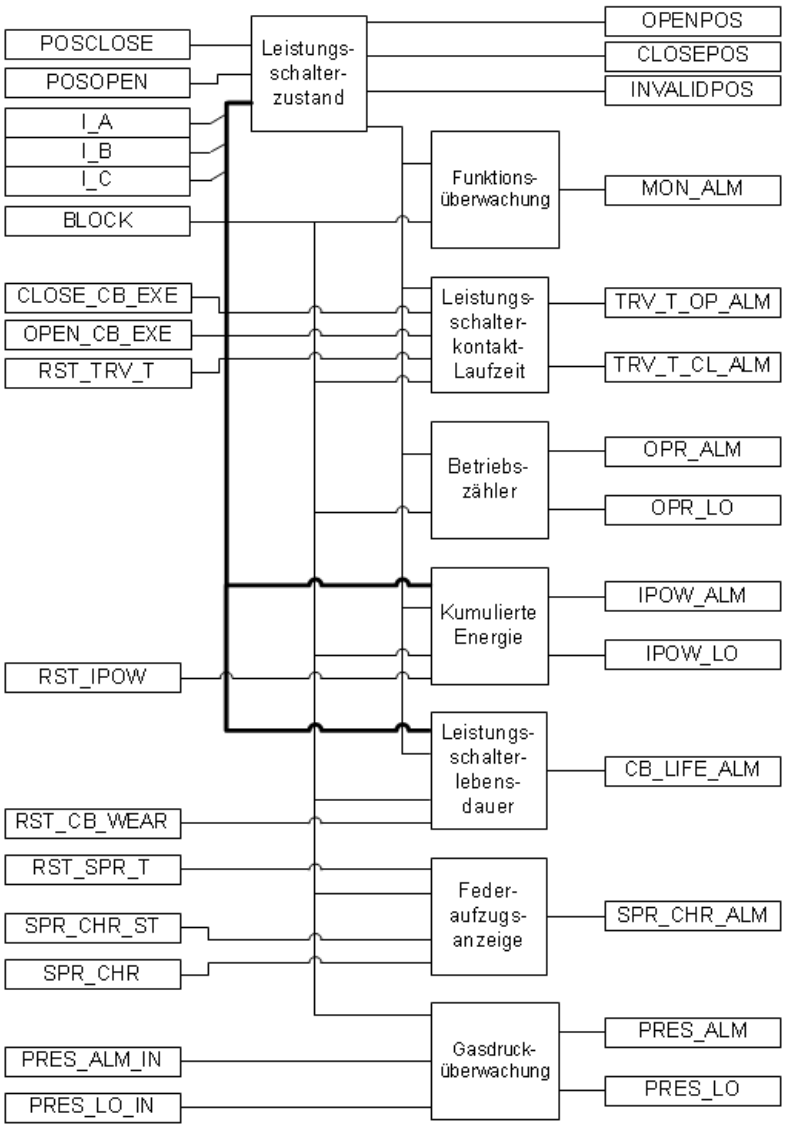


Abb. 482: Logikdiagramm

7.1.4.1 Leistungsschalterzustand

Die Unterfunktion "Leistungsschalterzustand" überwacht die Position des Leistungsschalters, d. h. ob sich der Schalter in einer offenen, geschlossenen oder einer unzulässigen Stellung befindet. Die Funktionsweise der Leistungsschalterzustandsüberwachung lässt sich mithilfe eines Moduldiagramms darstellen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

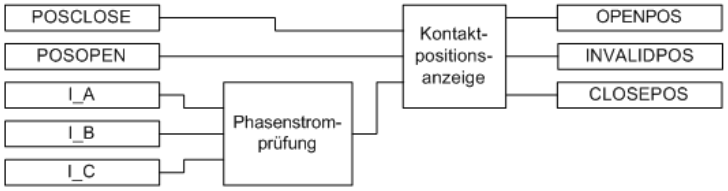


Abb. 483: Logikdiagramm für die Leistungsschalterzustandsüberwachung

Prüfung Leiterstrom

Dieses Modul vergleicht die drei Leiterströme mit der Einstellung *Acc stop current*. Wenn der Strom in einem Leiter den voreingestellten Wert überschreitet, wird eine Information über diesen Leiter an das Kontaktpositionsanzeigemodul übertragen.

Kontaktpositionsanzeige

Der Ausgang `OPENPOS` wird aktiviert, wenn der Hilfs-Eingangskontakt `POSCLOSE` auf FALSE und der Eingang `POSOPEN` auf TRUE gesetzt sind und alle Leiterströme unter dem Wert der Einstellung *Acc stop current* liegen.

Der Ausgang `CLOSEPOS` wird aktiviert, wenn der Hilfseingang `POSOPEN` auf FALSE und der Eingang `POSCLOSE` auf TRUE gesetzt sind.

Der Ausgang `INVALIDPOS` wird aktiviert, wenn beide Hilfskontakte den gleichen Wert haben, d. h. beide sind auf dem gleichen logischen Pegel, oder wenn der Hilfs-Eingangskontakt `POSCLOSE` auf FALSE und der Eingang `POSOPEN` auf TRUE gesetzt sind und einer der Leiterströme den Wert der Einstellung `Acc stop current` übersteigt.

Der Zustand des Schalters wird mit den binären Ausgängen `OPENPOS`, `INVALIDPOS` und `CLOSEPOS` für die offene, unzulässige bzw. geschlossene Stellung angezeigt.

7.1.4.2 Leistungsschalterfunktionsüberwachung

Aufgabe der Unterfunktion Leistungsschalterfunktionsüberwachung ist es anzuzeigen, ob der Leistungsschalter längere Zeit nicht mehr betätigt wurde.

Die Funktionsweise der Leistungsschalterfunktionsüberwachung lässt sich mithilfe des nachfolgenden Logikdiagramms darstellen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

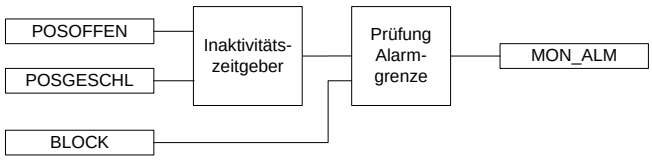


Abb. 484: Logikdiagramm für die Berechnung der inaktiven Tage und des Alarms für die Leistungsschalterfunktionsüberwachung

Inaktivitäts-Zeitgeber

Das Modul berechnet die Anzahl der Tage, an denen der Leistungsschalter inaktiv war, d. h. unverändert im geschlossenen oder offenen Zustand geblieben ist. Die Berechnung erfolgt durch die Überwachung der Hilfskontakte `POSOPEN` und `POSCLOSE`.

Die Anzahl der inaktiven Tage `INA_DAYS` ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" verfügbar. Zudem kann der Einstellwert *Ini inaktive Tage* verwendet werden, um einen Anfangswert für die Anzahl der inaktiven Tage einzugeben.

Prüfung Alarmgrenze

Wenn die Anzahl der inaktiven Tage den unter *Inaktiver Tagesalarm* voreingestellten Wert überschreitet, wird der Alarm `MON_ALM` ausgelöst. Die Zeit in Stunden, bei der der Alarm ausgelöst wird, kann über den Einstellwert *Inaktiver Stundenalarm* als UTC-Zeit eingegeben werden. Das Alarmsignal `MON_ALM` kann durch die Aktivierung des Binäreingangs `BLOCK` blockiert werden.

7.1.4.3 Schaltkontaktlaufzeit

Das Modul Schaltkontaktlaufzeit berechnet die Zeit, die der Leistungsschalter zum Öffnen und Schließen benötigt. Die Funktionsweise der Schaltkontaktlaufzeitmessung lässt sich mithilfe des nachfolgenden Logikdiagramms darstellen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

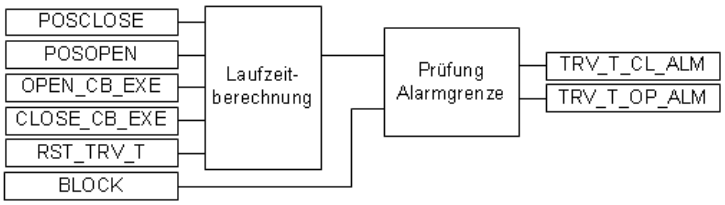


Abb. 485: Logikdiagramm für Schaltkontaktlaufzeit

Schaltzeitrechner

Die Schaltzeit kann mit zwei verschiedenen Methoden auf der Grundlage der Einstellung *Travel time Clc mode* berechnet werden.

Ist *Travel time Clc mode* auf "From Pos to Pos" gesetzt, wird die Kontaktlaufzeit des Schalters anhand der Zeit zwischen der Zustandsveränderung der Hilfskontakte berechnet. Die Schaltzeit beim Öffnen wird zwischen dem Öffnen des Hilfskontakts `POSCLOSE` und dem Schließen des Hilfskontakts `POSOPEN` gemessen. Zudem wird die Schaltzeit zwischen dem Öffnen des Hilfskontakts `POSOPEN` und dem Schließen des Hilfskontakts `POSCLOSE` gemessen.

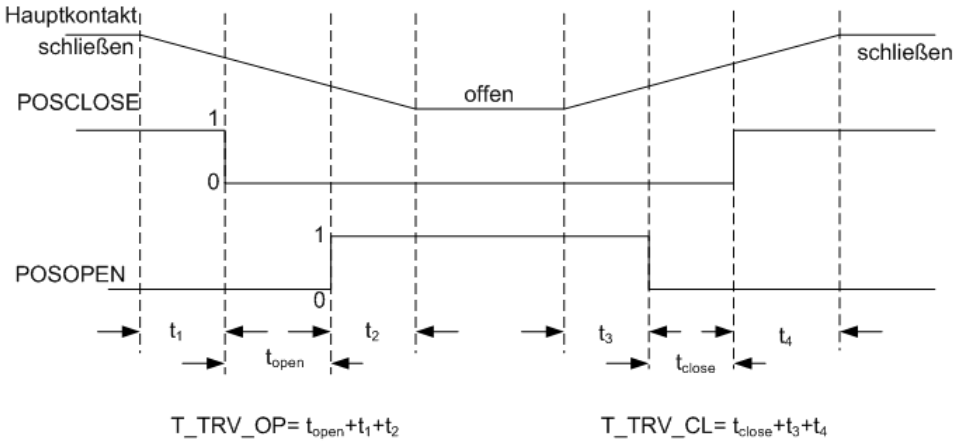


Abb. 486: Berechnung der Schaltzeit, wenn "Travel time Clc mode" auf "From Pos to Pos" gesetzt ist

Es besteht eine Zeitdifferenz t_1 zwischen dem Beginn der Hauptkontaktöffnung und dem Öffnen des Hilfskontakts `POSCLOSE`. Ebenso ist eine Zeitspanne t_2 zwischen dem Zeitpunkt, an dem der Hilfskontakt `POSOPEN` geöffnet wird, und dem Zeitpunkt, an dem der Hauptkontakt vollständig geöffnet ist, zu verzeichnen. Bei der Berechnung der tatsächlichen Öffnungszeit muss ein Korrekturfaktor $t_{open}10$ aufaddiert werden, um den Zeitraum t_1+t_2 zu berücksichtigen. Dieser Faktor wird hinzugefügt durch *AUS-Zeit Kor* ($=t_1+t_2$). Zur Berechnung der Schließzeit wird der mit der Einstellung *EIN-Zeit Kor* ($=t_3+t_4$) vorgegebene Wert auf die gemessene Schließzeit addiert.

Ist *Travel time Clc mode* auf "From Cmd to Pos" gesetzt, wird die Kontaktlaufzeit des Schalters anhand der Zeit zwischen dem Öffnen- oder Schließbefehl und der Zustandsveränderung der Hilfskontakte berechnet. Die Schaltzeit beim Öffnen wird zwischen der ansteigenden Flanke des Befehls OPEN_CB_EXE und des Hilfskontakts `POSOPEN` gemessen. Die Schaltzeit beim Schließen wird zwischen der ansteigenden Flanke des Befehls CLOSE_CB_EXEC und des Hilfskontakts POSCLOSE gemessen.

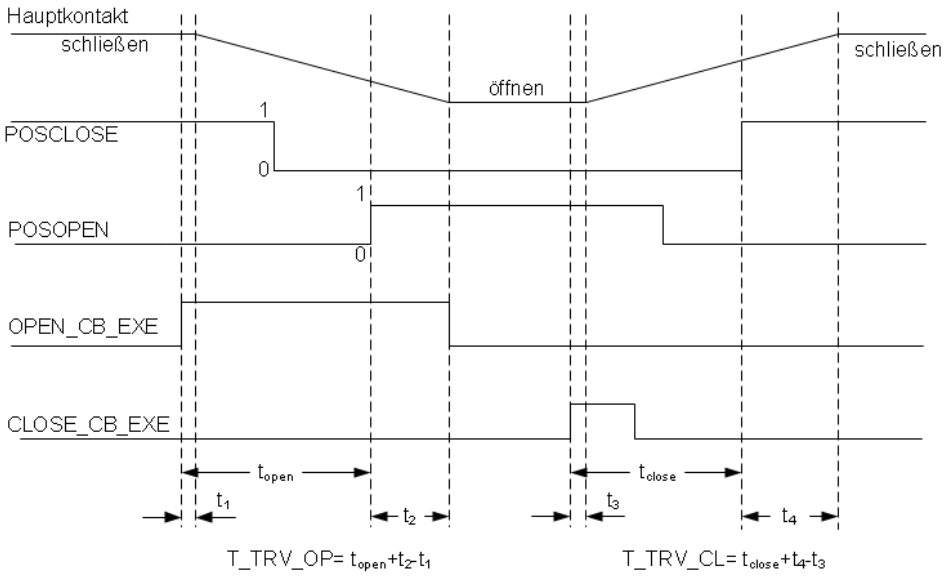


Abb. 487: Berechnung der Schaltzeit, wenn "Travel time Clc mode" auf "From Pos to Pos" gesetzt ist

Es besteht eine Zeitdifferenz t_1 zwischen dem Beginn des Öffnens des Hauptkontakts und dem Befehl OPEN_CB_EXE . Ebenso ist eine Zeitspanne t_2 zwischen dem Zeitpunkt, an dem der Hilfskontakt POSOPEN geöffnet wird, und dem Zeitpunkt, an dem der Hauptkontakt vollständig geöffnet ist, zu verzeichnen. Deshalb muss bei der Berechnung der tatsächlichen Öffnungszeit ein Korrekturfaktor $t_{open}10$ aufaddiert werden, um den Zeitraum t_1+t_2 zu berücksichtigen. Dieser Faktor wird hinzugefügt durch *AUS-Zeit Kor* ($=t_2+t_1$). Zur Berechnung der Schließzeit wird der mit der Einstellung *EIN-Zeit Kor* ($=t_4+t_3$) vorgegebene Wert auf die gemessene Schließzeit addiert.

Die letzte gemessene Öffnungsschaltzeit T_TRV_OP und Schließschaltzeit T_TRV_CL ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" in der LHMI oder in Tools über Kommunikationsverbindungen verfügbar.

Prüfung Alarmgrenze

Wenn die gemessene Öffnungsschaltzeit den für *AUS Alarmzeit* eingestellten Wert übersteigt, wird der Ausgang TRV_T_OP_ALM aktiviert. Entsprechend wird dann, wenn die gemessene Schließzeit den für *EIN Alarmzeit* eingestellten Wert übersteigt, der Ausgang TRV_T_CL_ALM aktiviert.

Zudem besteht die Möglichkeit, die Alarmsignale TRV_T_CL_ALM und TRV_T_OP_ALM durch Aktivierung des Eingangs BLOCK zu blockieren.

7.1.4.4 Betriebszähler

Die Unterfunktion Betriebszähler berechnet die Anzahl der Betriebszyklen des Leistungsschalters. Dabei sind in einem Betriebszyklus sowohl der Öffnungs- als auch der Schließvorgang enthalten. Der Wert des Betriebszählers wird nach jedem Öffnungsvorgang aktualisiert.

Die Arbeitsweise der Unterfunktion wird nachfolgend mithilfe des nachfolgenden Logikdiagramms beschrieben. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

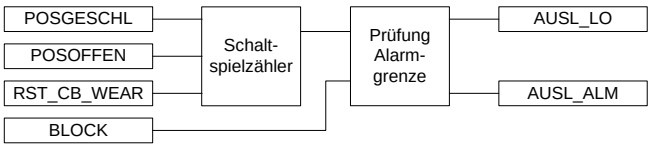


Abb. 488: Logikdiagramm für das Zählen der Leistungsschalter-Betriebszyklen

Betriebszähler

Der Betriebszähler zählt die Anzahl der Betätigungen basierend auf der Zustandsveränderung der Hilfskontakteingänge POSCLOSE und POSOPEN.

Die Anzahl der Betätigungen NO_OPR ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" in der LHMI oder in Tools über Kommunikationsverbindungen verfügbar. Der Wert eines alten Leistungsschalter-Betriebszählers kann weiterverwendet werden, indem man den Wert in den Einstellwert *Zähler Startwert* schreibt und den Parameter *LS-Kontaktbeanspruchung* im Rücksetzen-Menü der WHMI oder LHMI setzt.

Prüfung Alarmgrenze

Der Betriebsalarm AUS_ALM wird ausgelöst, wenn die Anzahl der Betätigungen den für *Alarm Op Anzahl* eingestellten Grenzwert übersteigt. Steigt die Anzahl der Betätigungen jedoch weiter an und übersteigt den für den Einstellwert *Lockout Op Anzahl* eingestellten Grenzwert, wird der Ausgang AUS_LO aktiviert.

Die binären Ausgänge AUS_LO und AUS_ALM werden deaktiviert, wenn der Eingang BLOCK aktiviert wird.

7.1.4.5 Summe aus I^yt

Das Modul "Summe aus I^yt" berechnet die akkumulierte Energie.

Die Arbeitsweise des Moduls lässt sich mithilfe des nachfolgenden Logikdiagramms darstellen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

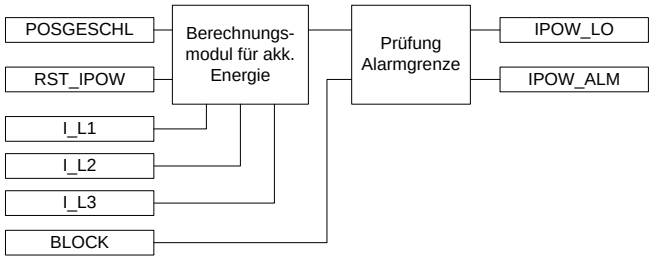


Abb. 489: Logikdiagramm für die Berechnung der akkumulierten Energie und Alarm

Berechnungsmodul für die akkumulierte Energie

Dieses Modul berechnet die akkumulierte Energie I^yt [(kA)^{y}s]. Der Faktor y wird durch die Einstellung *Stromexponent* festgelegt.

Die Berechnung wird durch den Abfall des Eingangs `POSCLOSE` gestartet. Sie wird beendet, wenn der RMS-Wert des Stroms den für *Acc stop current* eingestellten Wert unterschreitet.

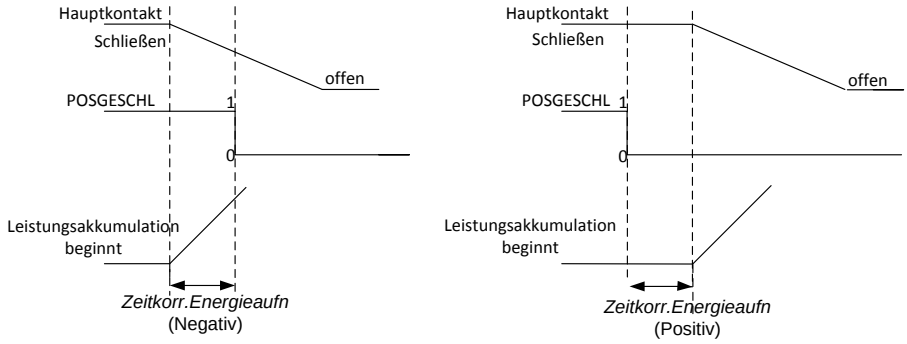


Abb. 490: Bedeutung der Einstellung Differenz Cor Zeit

Die Einstellung *Differenz Cor Zeit* wird anstellte des Hilfskontakts verwendet, um die Energie von dem Zeitpunkt an aufzusummieren, an dem der Hauptkontakt geöffnet wird. Wenn die Einstellung positiv ist, beginnt die Energieberechnung nach dem Öffnen des Hilfskontakts, wenn die Verzögerungszeit dem für die *Differenz Cor Zeit* eingestellten Wert entspricht. Wenn die Einstellung negativ ist, beginnt die Berechnung um den Betrag der Korrekturzeit vor dem Öffnen des Hilfskontakts.

Die akkumulierten Energiewerte `IPOW_A (_B, _C)` sind über den Menüpunkt "Überwachung" in der LHMI oder in Tools über Kommunikationsverbindungen verfügbar. Die Werte können zurückgesetzt werden, indem die Einstellung des Parameters *Lösche summierte Leistung* über das Rücksetzen-Menü der WHMI oder LHMI auf "Wahr" gesetzt wird.

Prüfung Alarmgrenze

Der Alarm IPOW_ALM wird aktiviert, wenn die akkumulierte Energie den für *Alm Acc currents Pwr* eingestellten Grenzwert übersteigt. Allerdings wird, wenn die Energie den für *LO Acc Strom Pwr* eingegebenen Grenzwert überschreitet, der Ausgang IPOW_LO aktiviert.

Die Ausgänge IPOW_ALM und IPOW_LO können durch die Aktivierung des binären Eingangs BLOCK blockiert werden.

7.1.4.6 Verbleibende Betriebslebensdauer des Leistungsschalters

Bei jeder Betätigung des Leistungsschalters verringert sich seine Betriebslebensdauer aufgrund von Abnutzung. Die Abnutzung des Schalters hängt vom Auslösestrom ab und die verbleibende Lebensdauer des Schalters kann anhand der vom Hersteller zur Verfügung gestellten Leistungsschalter-Auslösekurve bestimmt werden. Bei jedem Öffnen des Leistungsschalters wird die verbleibende Lebensdauer um mindestens eins verringert.

Die Funktionsweise der Unterfunktion zur Ermittlung der verbleibenden Lebensdauer des Leistungsschalters lässt sich mithilfe des nachfolgenden Logikdiagramms darstellen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

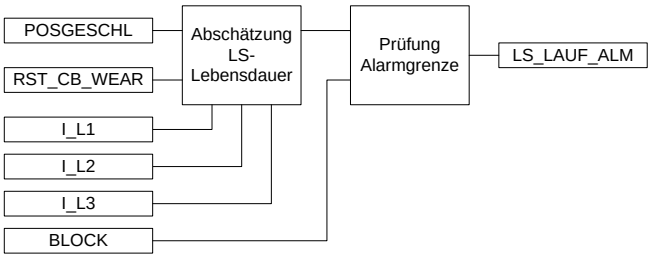


Abb. 491: Logikdiagramm für die Abschätzung der Lebensdauer des Leistungsschalters

Abschätzung der Leistungsschalterlebensdauer

Das Modul zur Abschätzung der Leistungsschalterlebensdauer berechnet die verbleibende Lebensdauer des Leistungsschalters. Wenn der Auslösestrom geringer ist als der für den Bemessungs-Betriebsstrom *Rated Auslösestrom* eingegebene Wert, verringert sich die Anzahl der verbleibenden Schalterbetätigungen um eins. Wenn der Auslösestrom den für den Bemessungs-Fehlerstrom *Rated Fehlerstrom* eingegebenen Wert übersteigt, beträgt die Anzahl der noch möglichen Betätigungen Null. Wenn der Auslösestrom zwischen diesen beiden Werten liegt, wird die verbleibende Lebensdauer auf Basis der vom Hersteller zur Verfügung gestellten Auslösekurve berechnet. Die Einstellwerte *Schaltspiele bei Bemessungsstrom* und *Schaltspiele bei Bemessungs-Fehlerstrom* geben die Anzahl der Betätigungen vor, die

der Schalter bei dem jeweiligen Bemessungs-Auslösestrom bzw. Bemessungs-Fehlerstrom ausführen kann.

Die verbleibende Lebensdauer wird für alle drei Leiter getrennt berechnet.Die entsprechenden Werte `CB_LIFE_A (_B,_C)` sind über den Menüpunkt "Überwachung" verfügbar. Die Werte können durch Setzen des Parameters *CB wear values* im Rücksetzen-Menü der WHMI oder LHMI gelöscht werden.

Beim Löschen von *CB wear values* wird auch der Betriebszähler zurückgesetzt.

Prüfung Alarmgrenze

Wenn die Lebensdauer eines Pols den eingestellten Grenzwert *Life Alarmgrenze* unterschreitet, wird der entsprechende Leistungsschalter-Lebensdaueralarm `LS_LIFE_ALM` aktiviert.

Das Alarmsignal `LS_LIFE_ALM` kann durch Aktivierung des binären Eingangs `BLOCK` deaktiviert werden. Der alte Wert des Leistungsschalter-Betriebszählers kann verwendet werden, indem man den Wert in den Parameter *Initial verbl LS Zeit* schreibt und den Wert über das Rücksetzen-Menü der WHMI oder LHMI aus zurücksetzt.

7.1.4.7 Leistungsschalter-Federaufzugsanzeige

Die Unterfunktion Leistungsschalter-Federaufzugsanzeige berechnet die Federaufzugszeit.

Die Arbeitsweise der Unterfunktion wird nachfolgend mithilfe des nachfolgenden Logikdiagramms beschrieben. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

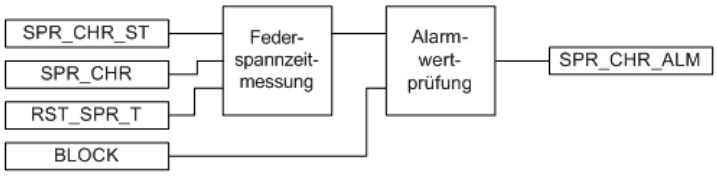


Abb. 492: Logikdiagramm für die Leistungsschalter-Federaufzugsanzeige und Alarm

Messung der Federaufzugszeit

Zwei binäre Eingänge `SPR_CHR_ST` und `SPR_CHR` zeigen an, dass der Aufzugsvorgang der Feder begonnen hat bzw. die Feder aufgezogen ist. Die Federspannzeit entspricht dem Zeitabstand zwischen diesen beiden Signalen.

Die Federaufzugszeit T_SPR_CHR ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" in der LHMI oder in Tools über Kommunikationsverbindungen verfügbar.

Prüfung Alarmgrenze

Wenn die zum Aufziehen der Feder benötigte Zeit den für *Federaufzugszeit* eingestellten Wert überschreitet, löst die Unterfunktion den Alarm SPR_CHR_ALM aus.

Das Alarmsignal SPR_CHR_ALM kann durch Aktivierung des binären Eingangs BLOCK blockiert werden.

7.1.4.8 Überwachung des Gasdrucks

Die Unterfunktion zur Überwachung des Gasdrucks überwacht den Gasdruck im Inneren der Lichtbogenkammer (nur bei SF6-Schaltern).

Die Arbeitsweise der Unterfunktion lässt sich mithilfe des nachfolgenden Logikdiagramms darstellen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

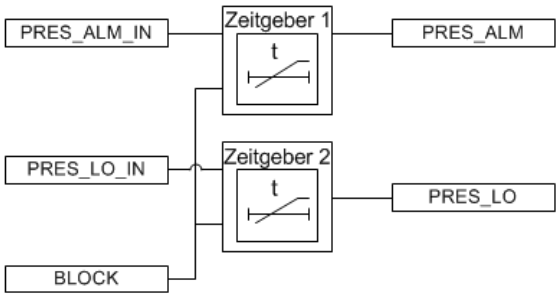


Abb. 493: Logikdiagramm für den Leistungsschalter-Gasdruckalarm

Der Gasdruck wird durch die binären Eingangssignale PRES_LO_IN und PRES_ALM_IN überwacht.

Zeitgeber 1

Wenn der binäre Eingang PRES_ALM_IN aktiviert ist, wird der Alarm PRES_ALM nach Ablauf einer über die Einstellung *Druckalarmzeit* festgelegten Zeitverzögerung aktiviert. Der Alarm PRES_ALM kann durch die Aktivierung des Eingangs BLOCK blockiert werden.

Zeitgeber 2

Wenn der Druck weiter abfällt und einen sehr niedrigen Stand erreicht, wird der binäre Eingang durch externe Beschaltung PRES_LO_IN auf logisch 1 gesetzt, wodurch der Sperralarm PRES_LO nach einer unter der Einstellung *Druck Alarmzeit* Pressure Alarm Time vorgegebenen Zeitverzögerung ausgelöst wird. Der Alarm PRES_LO kann durch die Aktivierung des Eingangs BLOCK blockiert werden.

7.1.5 Anwendung

SSCBR enthält verschiedene Mess- und Überwachungsunterfunktionen.

Leistungsschalterzustand

Die Unterfunktion "Leistungsschalterzustand" überwacht die Position des Leistungsschalters, d. h., ob sich der Schalter in einer offenen, geschlossenen oder einer Zwischenstellung befindet.

Leistungsschalterfunktionsüberwachung

Aufgabe der Unterfunktion Leistungsschalterfunktionsüberwachung ist es anzuzeigen, ob der Leistungsschalter längere Zeit nicht mehr betätigt wurde. Das Modul berechnet die Anzahl der Tage, an denen der Leistungsschalter inaktiv war, d. h. unverändert im geschlossenen oder offenen Zustand geblieben ist. Zudem besteht die Möglichkeit, einen Anfangswert für die Anzahl der inaktiven Tage einzugeben.

Schaltkontaktlaufzeit

Hohe Schaltzeiten deuten darauf hin, dass der Leistungsschaltermechanismus gewartet werden muss. Deshalb ist die Erkennung übermäßig hoher Schaltzeiten wichtig. Während des Öffnungszyklus beginnt das Öffnen des Hauptkontakts. Der Hilfskontakt A wird geöffnet, der Hilfskontakt B geschlossen und der Hauptkontakt erreicht die geöffnete Stellung. Während des Schließzyklus beginnt das Schließen des ersten Hauptkontakts. Der Hilfskontakt B wird geöffnet, der Hilfskontakt A geschlossen und der Hauptkontakt erreicht die geschlossene Stellung. Die Schaltzeiten werden auf Basis der Zustandsveränderungen der Hilfskontakte und eines aufaddierten Korrekturfaktors berechnet, um die Zeitdifferenz zwischen dem Stellungswechsel des Hauptkontakts und der Hilfskontakte zu berücksichtigen.

Betriebszähler

Das Intervall für die Durchführung routinemäßiger Wartungsarbeiten am Schalter, wie z. B. das Schmieren des Schaltmechanismus, richtet sich im Allgemeinen nach der Anzahl der Betätigungen. Die Eingabe eines geeigneten Grenzwertes zur Auslösung eines Alarms bei Überschreitung einer bestimmten Anzahl an Betriebszyklen hilft bei der präventiven Wartung. Bei Öl-Leistungsschaltern kann dieser Grenzwert auch verwendet werden, um anzuzeigen, wann die Entnahme einer Ölprobe zur Durchführung einer dielektrischen Prüfung erforderlich ist.

Eine Zustandsveränderung kann am binären Eingang des Hilfskontakts festgestellt werden. Es besteht die Möglichkeit, einen Anfangswert für den Zähler einzustellen, der zur Initialisierung dieser Funktion nach einer Betriebsphase oder bei überholten Primärschaltgeräten verwendet werden kann.

Summe aus I^yt

Aus der Summe aus I^yt ergibt sich die akkumulierte Energie ΣI^yt, wobei der Faktor y der sogenannte Stromexponent ist. Der Faktor y hängt von der Art des

Leistungsschalters ab. Für Öl-Leistungsschalter beträgt der Faktor y in der Regel 2. Bei Hochspannungsnetzen kann der Faktor y 1,4...1,5 betragen.

Verbleibende Betriebslebensdauer des Leistungsschalters

Bei jeder Betätigung des Leistungsschalters verringert sich seine Betriebslebensdauer aufgrund von Abnutzung. Die Abnutzung des Schalters hängt vom Auslösestrom ab und die verbleibende Lebensdauer des Schalters kann anhand der vom Hersteller zur Verfügung gestellten Leistungsschalter-Auslösekurve bestimmt werden.

Beispiel zur Abschätzung der verbleibenden Lebensdauer eines Leistungsschalters

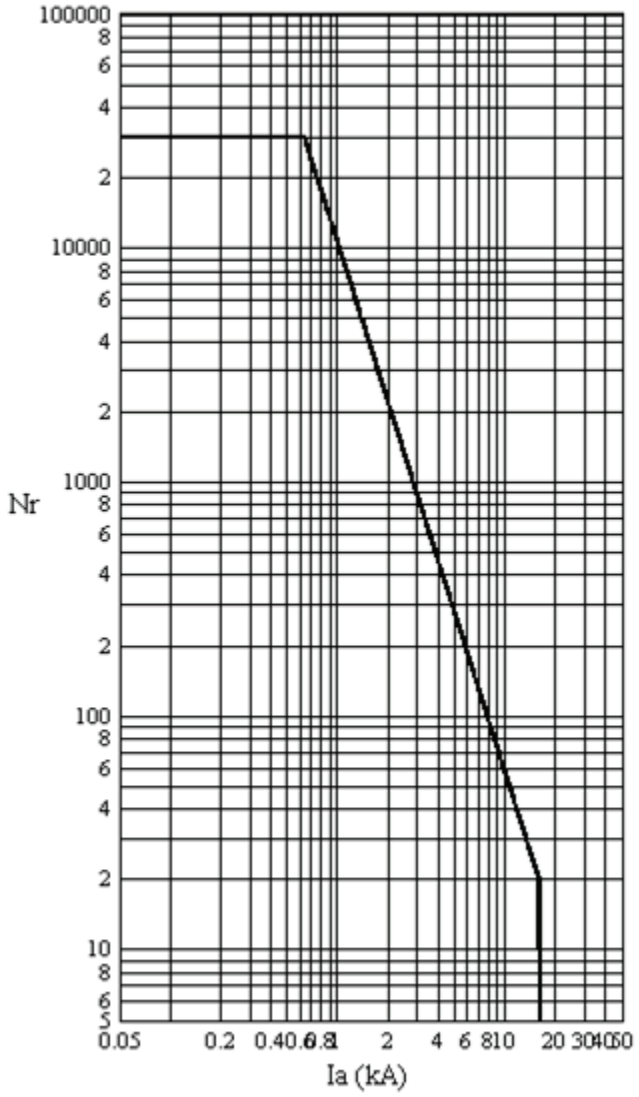


Abb. 494: Auslösekurven für einen typischen 12 kV, 630 A, 16 kA Vakuumschalter

Nr die Anzahl der erlaubten AUS-EIN-Zyklen (Schaltpiele) des Leistungsschalters

Ia der Strom zum Auslösezeitpunkt des Leistungsschalters

Berechnung des gerichteten Koeffizienten

Der gerichtete Koeffizient wird nach folgender Formel berechnet:

$$Directional\,Coef = \frac{\log\left(\frac{B}{A}\right)}{\log\left(\frac{I_f}{I_r}\right)} = -2.2609$$

(Gleichung 178)

I_r Bemessungs-Betriebsstrom = 630 A

I_f Bemessungs-Fehlerstrom = 16 kA

A Schaltspiele bei Bemessungsstrom = 30000

B Schaltspiele bei Bemessungs-Fehlerstrom = 20

Berechnung zur Abschätzung der verbleibenden Lebensdauer

Abbildung 494 zeigt, dass 30.000 Betätigungen bei einem Bemessungsauslösestrom von 630 A und 20 Betätigungen bei einem Bemessungsfehlerstrom von 16 kA möglich sind. Wenn also der Auslösestrom 10 kA beträgt, dann entspricht eine Betätigung bei 10 kA 30.000/60=500 Betätigungen bei Bemessungsstrom. Zudem wird davon ausgegangen, dass die verbleibende Lebensdauer des Leistungsschalters vor dieser Auslösung bei 15.000 Betätigungen liegt. Also beträgt die verbleibende Lebensdauer des Leistungsschalters nach einer Betätigung mit 10 kA 15.000-500=14.500 bei Bemessungs-Betriebsstrom.

$$Remaining\ \ life\ \ reduction = \left(\frac{I}{I_r}\right)^{-Directional\,Coef}$$

(Gleichung 179)

Federaufzugsanzeige

Bei normalem Betrieb des Leistungsschalters sollte die Leistungsschalterfeder innerhalb einer bestimmten Zeit aufgezogen sein. Deshalb weisen lange Federspannzeiten darauf hin, dass der Leistungsschalter gewartet werden muss. Der letzte Federspannzeitwert kann als Wartungswert verwendet werden.

Überwachung des Gasdrucks

Die Unterfunktion zur Überwachung des Gasdrucks überwacht den Gasdruck im Inneren der Lichtbogenkammer (SF6-Schalter). Wenn der Druck verglichen mit dem erforderlichen Wert zu gering wird, wird der Leistungsschalterbetrieb blockiert. Ein druckniveaubasierter binärer Eingang ist in der Funktion verfügbar, und basierend auf diesen Eingängen werden Alarme ausgelöst.

7.1.6 Signale

Tabelle 835: SSCBR – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block Eingangsstatus
POSOFFEN	BOOLEAN	0=False	Signal für LS-Stellung Offen
POSGESCHL	BOOLEAN	0=False	Rückmeldung der EIN-Stellung vom Gerät
OPEN_CB_EXE	BOOLEAN	0=False	Signal für den Ausschaltbefehl an Spule
CLOSE_CB_EXE	BOOLEAN	0=False	Signal für den Einschaltbefehl an Spule
DR_ALARM_IN	BOOLEAN	0=False	Binärer Eingang für Druckalarm
DR_LO_IN	BOOLEAN	0=False	Binärer Eingang für Druckalarm (WE-Sperre)
FED_SP_ST	BOOLEAN	0=False	Eingang für LS-Feder wird gespannt
FED_GESP	BOOLEAN	0=False	Eingang für LS-Feder gespannt
RST_IPOW	BOOLEAN	0=False	Setzt die akkumulierte Schaltleistung zurück
RST_CB_WEAR	BOOLEAN	0=False	Rücksetzeingang für LS Betriebsdaten
RST_TRV_T	BOOLEAN	0=False	Rücksetzeingang für LS-Laufzeiten
RST_SPR_T	BOOLEAN	0=False	Rücksetzeingang für LS-Federspannzeiten

Tabelle 836: SSCBR – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
TRV_T_OP_ALM	BOOLEAN	LS-Aus-Laufzeitüberschreitung
TRV_T_CL_ALM	BOOLEAN	LS-Ein-Laufzeitüberschreitung
FED_SP_ALM	BOOLEAN	Federspannzeit überschritten
AUSL_ALM	BOOLEAN	Anzahl der Schaltungen übersteigt Alarmgrenze
AUSL_LO	BOOLEAN	Anzahl der Schaltungen übersteigt Alarmgrenze (WE-Sperre)
IPOW_ALM	BOOLEAN	Akkumulierte Leistung (Iyt), überschreitet Alarmgrenze
IPOW_LO	BOOLEAN	Akkumulierte Leistung (Iyt), überschreitet Alarmgrenze (WE-Sperre)
LS_LAUF_ALM	BOOLEAN	restl. Lebensdauer des LS unterschreitet Alarmgrenze
MON_ALM	BOOLEAN	LS Alarm "nicht geschaltet für eine lange Zeit"
DR_ALM	BOOLEAN	Druck unter Alarmpegel
DR_LO	BOOLEAN	Druck unter Alarmpegel (WE-Sperre)
POSOFFEN	BOOLEAN	LS befindet sich in Stellung Offen
POSZWISCHEN	BOOLEAN	LS befindet sich in Zwischenstellung
POSGESCHL	BOOLEAN	LS befindet sich in Stellung Geschlossen

7.1.7 Einstellungen

Tabelle 837: SSCBR Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Stromgr.Energieaufn	5.00...500.00	AWE s	0.01	10.00	RMS Stromeinstellung, unter der die Berechnung der Schaltleistung aufhört
Max. Laufzeit Aus	0...200	ms	1	40	Alarmpegeleinstellung für die Dauer des Öffnens in ms
Max Laufzeit Ein	0...200	ms	1	40	Alarmpegeleinstellung für die Dauer des Schließens in ms
Federspannzeit	0...60000	ms	10	15000	Alarmeinstellung für Spannzeit der Feder des LS in ms
Alarm Schaltspiele	0...99999		1	200	Alarmgrenze für die Anzahl der Schaltspiele
WE-Sp. Schaltsp.	0...99999		1	300	Wiedereinschaltsperre-Grenze für die Anzahl Schaltspiele
Stromexp.Energieaufn	0.00...2.00		0.01	2.00	Stromexponent zur Berechnung der Energieaufnahme
Zeitkorr.Energieaufn	-10...10	ms	1	5	Korrekturfaktor für Zeitdifferenz bei Haupt- und Hilfskontakten der Laufzeit Aus
Energieaufn Alarm	0.00...20000.00		0.01	2500.00	Einstellung Alarmgrenzwert für die Energieaufnahme
WE-Sp. Energieaufn.	0.00...20000.00		0.01	2500.00	Wiedereinschaltsperren-Grenzwert für Energieaufnahme
Tendenzkoeff.	-3,00...-0,50		0.01	-1,50	Tendenzkoeffizient für LS-Lebensdauerberechnung
Startwert LS verbl Lebensz.	0...99999		1	5000	Startwert für verbleibende Lebenszeit des LS
Nennstromgrenze	100.00...5000.00	AWE s	0.01	1000.00	Nennstromgrenze für LS Aus
Nennfehlerstromgrenze	500.00...75000.00	AWE s	0.01	5000.00	Nennfehlerstromgrenze für LS Aus
Anz.Ausl.Nennstrom	1...99999		1	10000	Anzahl der möglichen Auslösungen bis zur oberen Nennstromgrenze
Anz.Ausl.Fehlerstrom	1...10000		1	1000	Anzahl der möglichen Auslösungen bis zum oberen Fehlerstromgrenze
Alarm Stillstand	0...9999		1	2000	Alarmgrenzwert für Stillstandzähler
Laufzeit Clc-Modus	1=Von Cmd zu Pos 2=Von Pos zu Pos			2=Von Pos zu Pos	Laufzeit Zeitberechnungs-Modusauswahl

Tabelle 838: SSCBR Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Zeitkorr Öffnen	-100...100	ms	1	10	Korrekturfaktor für die Dauer des Öffnens in ms
Zeitkorr Schließen	-100...100	ms	1	10	Korrekturfaktor für die Dauer des Schließens in ms
Startwert Schaltsp.	0...99999		1	0	Der Anfangswert des Schaltspielzählers
Ini Energieaufn.	0.00...20000.00		0.01	0.00	Anfangswert der Energieaufnahme (Iyt)
Alarm restl.Schaltsp	0...99999		1	500	Alarmgrenze für restliche verfügbare Schaltungen des LS
Verz.Zeit Druckalarm	0...60000	ms	1	10	Zeitverzögerung für das Ansprechen des Gasdruckalarms in ms
Zeitverz.WE-Sp.Druck	0...60000	ms	10	10	Zeitverzögerung für Gasdruck-Wiedereinschaltsperre in ms
Stillstand Startwert	0...9999		1	0	Startwert des Zählers für inaktive Tage
Verz.Zeit Stillstand	0...23	h	1	0	Verzögerungszeit für Alarm Stillstandzähler in Stunden

7.1.8 Überwachte Daten

Tabelle 839: SSCBR – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
T_TRV_OP	FLOAT32	0...60000	ms	Laufzeit beim Öffnen des LS
T_TRV_CL	FLOAT32	0...60000	ms	Laufzeit des LS während der Ausführung Schließen
T_SPR_CHR	FLOAT32	0.00...99.99	s	Die Spannzeit der LS-Feder
NO_OPR	INT32	0...99999		Anzahl der LS-Ausführungszyklen
INA_DAYS	INT32	0...9999		Anzahl der Tage, die der LS inaktiv ist
LS_LIFE_L1	INT32	-99999...99999		LS Verbleibender Lebenszyklus Leiter L1
LS_LIFE_L2	INT32	-99999...99999		LS Verbleibender Lebenszyklus Leiter L2
LS_LIFE_L3	INT32	-99999...99999		LS Verbleibender Lebenszyklus Leiter L3
IPOW_L1	FLOAT32	0.000...30000.000		Akkumulierte Leistung (Iyt), Leiter L1
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
IPOW_L2	FLOAT32	0.000...30000.000		Akkumulierte Leistung (Iyt), Leiter L2
IPOW_L3	FLOAT32	0.000...30000.000		Akkumulierte Leistung (Iyt), Leiter L3
SSCBR	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

7.1.9 Technische Daten

Tabelle 840: SSCBR Technische Daten

Charakteristik	Wert
Strommessgenauigkeit	±1,5 % oder ±0,002 × I_n (bei Strömen im Bereich von 0,1…10 × I_n) ±5,0% (bei Strömen im Bereich von 10…40 × I_n)
Verzögerungsgenauigkeit	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms
Schaltzeitmessung	+10 ms / -0 ms

7.1.10 Verlauf der technischen Revisionen

Tabelle 841: SSCBR Verlauf der technischen Revisionen

Technische Revision	Änderung
B	Möglichkeit hinzugefügt, Federaufzugszeit und Schaltzeiten des Leistungsschalters zurückzusetzen
C	Die Ausgänge DIFTRVTOPALM und DIFTRVTCLALM und die entsprechenden Einstellungsparameter *Open Dif alarm time* und *Close Dif alarm time* entfernt
D	Den Einstellungsparameter *Betriebszyklus* in *Initial CB Rmn life* umbenannt. IPOW_A (_B, _C) Bereich geändert.
E	Maximalerwert der Einstellung für die anfängliche verbleibende Betriebslebensdauer des Leistungsschalters (*Initial verbl. LS-Zeit*) von 9999 in 99999 geändert. Unterstützung für die Messung der Schaltzeit der Leistungsschalter vom Öffnen-/Schließbefehl und den Zustandsänderungen des Hilfskontakts hinzugefügt.
F	Bereich für *Alarm Op Anzahl* von 9999 auf 99999 erhöht. Bereich für *Lockout Op Anzahl* von 9999 auf 99999 erhöht. Bereich für *Zähler Startwert* von 9999 auf 99999 erhöht.

Abschnitt 8 Messfunktionen

8.1 Grundlegende Messungen

8.1.1 Funktionen

Die Funktion für die Strommessung CMMXU wird für die Überwachung und Messung der Leiterströme des Netzes verwendet.

Die Funktion für die Messung von dreiphasigen Spannungen VMMXU wird für die Überwachung und Messung der Leiter-Leiter-Spannungen des Netzes verwendet. In VMMXU stehen auch die Leiter-Erde-Spannungen zur Verfügung.

Die Funktion für Summenstrommessung RESCMMXU wird für die Überwachung und Messung des Summenstroms des Netzes verwendet.

Die Funktion für die Verlagerungsspannungsmessung RESVMMXU wird für die Überwachung und Messung der Verlagerungsspannung des Netzes verwendet.

Die Funktion für symmetrische Komponenten (Strom) CSMSQI wird für die Überwachung und Messung der Leiterfolgeströme verwendet.

Die Funktion für symmetrische Komponenten der Spannung VSMSQI wird für die Überwachung und Messung der Leiterfolgespannungen verwendet.

Die Funktion für Frequenzmessung FMMXU wird für die Überwachung und Messung der Netzfrequenz verwendet.

Die Funktion für die dreiphasige Leistungs- und Energieberechnung PEMMXU wird für die Überwachung und Messung der Wirkleistung (P), der Blindleistung (Q), der Scheinleistung (S), des Leistungsfaktors (PF) und für die Berechnung der summierten Energie getrennt als Vorwärts- und Rückwärts-Wirkleistung und Vorwärts- und Rückwärts-Blindleistung verwendet. PEMMXU berechnet diese Messgrößen mithilfe der Grundfrequenzzeiger, d. h. den DFT-Werten der gemessenen Leiterstrom- und Leiterspannungssignale.

Die Daten der gemessenen Messgrößen stehen dem Bediener sowohl lokal in der LHMI oder WHMI als auch extern über die Kommunikation mit der Netzleitstelle zur Verfügung.

Wenn die Messdaten in der LHMI oder WHMI in Klammern erscheinen, liegt ein Problem mit der Ausgabe der Daten vor.

8.1.2 Messfunktion

Die Funktionen können mit der Einstellung *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die jeweiligen Parameterwerte sind "On" und "Off".

Einige Messfunktionen lösen nach zwei alternativen Messmodi aus: "DFT" (Grundwert) und "RMS" (Effektivwert). Der Messmodus wird über die Einstellung *Messmodus X* ausgewählt. Abhängig von der jeweiligen Messfunktion kann der Messmodus nicht ausgewählt werden, wenn der Messmodus "DFT" ist.

Berechnung der Bedarfswerte

Die Bedarfswerte werden für jede Messfunktion und, sofern zutreffend, für jeden Leiter separat berechnet. Als Messmodi sind "Linear" und "Logarithmisch" verfügbar. Der Messmodus "Logarithmisch" ist nur für die Berechnung der Leiterstrom- und Summenstrom-Bedarfswerte wirksam. Der Modus für die Bedarfswertberechnung wird mit dem Einstellparameter **Configuration/ Measurements/A demand Av mode** ausgewählt. Das Zeitintervall für alle Bedarfswertberechnungen wird mit dem Einstellparameter **Configuration/ Measurements/Demand interval** ausgewählt.

Wenn z. B. die Einstellung *Demand interval* auf "15 minutes" eingestellt ist, werden die Bedarfswerte im Viertelstunden-Takt aktualisiert. Das Bedarfszeitintervall wird mit der Echtzeituhr des Geräts synchronisiert. Werden Bedarfszeitintervall oder Berechnungsmodus geändert, wird die Bedarfswertberechnung initialisiert. Beim allerersten Intervall der Bedarfswertberechnung werden die Werte solange als ungültig angegeben, bis die erste Aktualisierung verfügbar ist.

Beim Berechnungsmodus "Linear" wird das über das Bedarfszeitintervall gemessene Signal auf der Grundlage des gleitenden Mittelwertes berechnet. Ein neuer Bedarfswert wird einmal pro Minute abgefragt. Dieser gibt den Bedarf in Form des Analogsignals über das Bedarfszeitintervall vor dem Aktualisierungszeitpunkt an. Die tatsächlichen laufenden Bedarfswerte werden im Speicher abgelegt, bis der Wert am Ende des nächsten Zeitintervalls aktualisiert wird.

Beim Berechnungsmodus "Logarithmisch" erfolgt eine periodische Berechnung mit einer log10-Funktion über das Bedarfszeitintervall, um thermische Bedarfsmessgeräte zu replizieren. Der logarithmische Bedarf berechnet einen Snapshot des Analogsignals nach jeweils 1/15 des Bedarfszeitintervalls.

Jede Messfunktion hat ihre eigenen aufgezeichneten Datenwerte. Im Gerät befinden sich diese unter **Überwachung/Aufgezeichnete Daten/Messungen**. Im technischen Handbuch sind diese im Abschnitt für die überwachten Daten der jeweiligen Messfunktion aufgeführt. Diese Werte werden regelmäßig anhand der maximalen und minimalen Bedarfswerte aktualisiert. Für beide Werte werden die Zeitstempel angegeben.

Reset of Recorded data initialisiert einen aktuellen Bedarfswert anhand der minimalen und maximalen Bedarfswerte.

Wertausgabe

Mithilfe verschiedener Funktionen können die Messfunktionen neue Werte an die Netzleitstelle (SCADA-System) weiterleiten.

- Messwertunterdrückung
- Totzonenüberwachung
- Grenzwertüberwachung

In der Funktion für die Spannungsanzeige VMMXU werden für die Überwachungsfunktionen die Leiter-Leiter-Spannungen als Grundlage herangezogen. Die Leiter-Erde-Spannungswerte werden jedoch auch mit den Leiter-Leiter-Spannungen ausgegeben.

GOOSE ist ein ereignisbasierter Protokolldienst. Das analoge GOOSE-Messaging verwendet für die Aktualisierung der Messwerte die gleichen Ereignisgenerierungsfunktionen wie die vertikale SCADA-Kommunikation. Für Daten ohne Messwertunterdrückung, Totzonenüberwachung oder Grenzwertüberwachung wird ein Aktualisierungsintervall von 500 ms verwendet.

Nullpunktunterdrückung

Messwerte unter den Grenzwerten der Messwertunterdrückung werden auf Null gesetzt. Auf diese Weise kann die Störeinstreuung im Eingangssignal ignoriert werden. Die aktive Messwertunterdrückung setzt den eigentlichen Messwert und den Winkelwert des gemessenen Signals auf Null. In den dreiphasigen Messfunktionen oder den Messfunktionen für symmetrische Komponenten hat jeder Leiter bzw. jede symmetrische Komponente eine separate Funktion für die Messwertunterdrückung. Die Nullwerterkennung arbeitet so, dass sobald der gemessene Wert die Messwertunterdrückungsgrenze übersteigt oder darunter fällt, werden neue Werte ausgegeben.

Tabelle 842: Grenzwerte der Nullpunktunterdrückung

Funktion	Grenzwert der Nullpunktunterdrückung
Dreiphasige Strommessung (CMMXU)	1 % des Nennwerts (Ir)
Dreiphasige Spannungsmessung (VMMXU)	1 % des Nennwerts (Ur)
Summenstrommessung (RESCMMXU)	1 % des Nennwerts (Ir)
Verlagerungsspannungsmessung (RESVMMXU)	1 % des Nennwerts (Ur)
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Funktion	Grenzwert der Nullpunktunterdrückung
Symmetrische Komponenten (Strom) (CSMSQI)	1 % des Nennwerts (Ir)
Symmetrische Komponenten der Spannung (VSMSQI)	1 % des Nennwerts (Ur)
Dreiphasige Leistungs- und Energieberechnung (PEMMXU)	1,5% des Nennwerts (Sn)

Wenn die Funktion für Frequenzmessung FMMXU die Netzfrequenz in der Unterspannungssituation nicht messen kann, werden die gemessenen Werte auf den Bemessungswert gesetzt und auch die Qualitätsinformationen der Daten werden entsprechend gesetzt. Die Unterspannungsgrenze ist auf 10 Prozent des Bemessungswertes für die Frequenzmessung fest eingestellt.

Grenzwertüberwachung

Die Grenzwertüberwachung gibt an, ob der gemessene Wert `X_INST` die festgelegten Grenzwerte über- oder unterschreitet. Der gemessene Wert hat die entsprechende Bereichsinformation `X_RANGE` und weist einen Wert im Bereich von 0 bis 4 auf:

- 0: "normal"
- 1: "hoch"
- 2: "niedrig"
- 3: "hoch-hoch"
- 4: "niedrig-niedrig"

Ändert sich die Bereichsinformation, werden neue Werte ausgegeben.

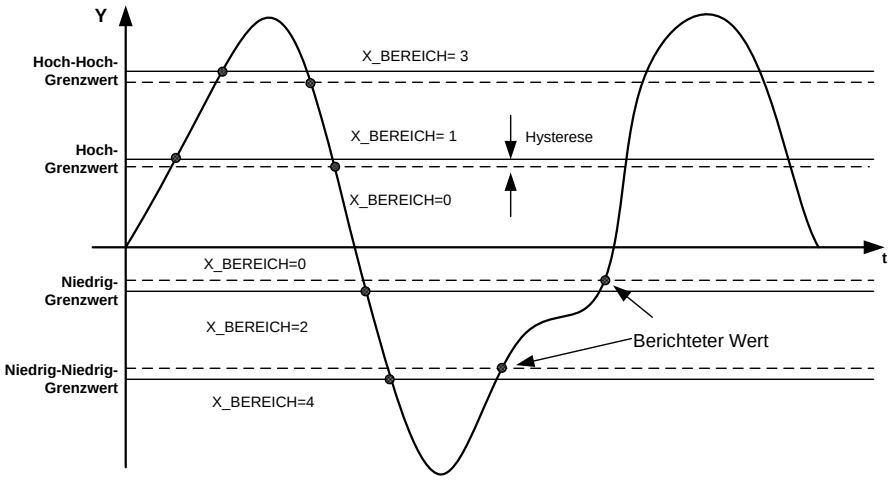


Abb. 495: Darstellung der Betriebsgrenzwerte

Die Bereichsinformation kann auch in boolesche Ausgangssignale für eine der Messfunktionen dekodiert werden, und die Anzahl der Leiter, die den Grenzwert über- oder unterschreiten müssen, bevor die Ausgänge aktiviert werden, kann mit der Einstellung *Num of phases* in der Funktion für die Strommessung CMMXU und in der Funktion für die Spannungsanzeige VMMXU eingestellt werden. Die booleschen Alarm- und Warnausgänge der Grenzwertüberwachung können blockiert werden.

Tabelle 843: Einstellungen für die Grenzwertüberwachung

Funktion	Einstellungen für die Grenzwertüberwachung	
Dreiphasige Strommessung (CMMXU)	Hoch-Grenzwert	*Hoher Grenzwert A*
	Niedrig-Grenzwert	*Niedriger Grenzwert A*
	Hoch-Hoch-Grenzwert	*2. oberer Grenzwert A*
	Niedrig-Niedrig-Grenzwert	*2. unterer Grenzwert A*
Dreiphasige Spannungsmessung (VMMXU)	Hoch-Grenzwert	*Hoher Grenzwert V*
	Niedrig-Grenzwert	*Niedriger Grenzwert V*
	Hoch-Hoch-Grenzwert	*2. oberer Grenzwert V*
	Niedrig-Niedrig-Grenzwert	*2. unterer Grenzwert V*
Summenstrommessung (RESCMMXU)	Hoch-Grenzwert	*Hoher Grenzwert A*
	Niedrig-Grenzwert	-
	Hoch-Hoch-Grenzwert	*2. oberer Grenzwert A*
	Niedrig-Niedrig-Grenzwert	-
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Funktion	Einstellungen für die Grenzwertüberwachung	
Frequenzmessung (FMMXU)	Hoch-Grenzwert	*Hoger Grenzwert Frequenz*
	Niedrig-Grenzwert	*Niedriger Grenzwert Frequenz*
	Hoch-Hoch-Grenzwert	*2. oberer Grenzwert Frequenz*
	Niedrig-Niedrig-Grenzwert	*2. unterer Grenzwert Frequenz*
Verlagerungsspannungsmessung (RESVMMXU)	Hoch-Grenzwert	*Hoher Grenzwert Verlagerungsspannung*
	Niedrig-Grenzwert	-
	Hoch-Hoch-Grenzwert	*2. oberer Grenzwert Verlagerungsspannung*
	Niedrig-Niedrig-Grenzwert	-
Symmetrische Komponenten (Strom) (CSMSQI)	Hoch-Grenzwert	*Hoher Grenzwert für Mit-, Gegen- und Nullsystemstrom*
	Niedrig-Grenzwert	*Niedriger Grenzwert für Mit-, Gegen- und Nullsystemstrom*
	Hoch-Hoch-Grenzwert	*2. oberer-Grenzwert für Mit-, Gegen- und Nullsystemstrom*
	Niedrig-Niedrig-Grenzwert	*2. unterer Grenzwert für Mit-, Gegen- und Nullsystemstrom*
Symmetrische Komponenten der Spannung (VSMSQI)	Hoch-Grenzwert	*Hoher Grenzwert für Mit-, Gegen- und Nullsystemspannung*
	Niedrig-Grenzwert	*Niedriger Grenzwert für Mit-, Gegen- und Nullsystemspannung*
	Hoch-Hoch-Grenzwert	*2. oberer-Grenzwert für Mit-, Gegen- und Nullsystemspannung*
	Niedrig-Niedrig-Grenzwert	*2. unterer Grenzwert für Mit-, Gegen- und Nullsystemspannung*
Dreiphasige Leistungs- und Energiemessung(PEMMXU)	Hoch-Grenzwert	-
	Niedrig-Grenzwert	-
	Hoch-Hoch-Grenzwert	-
	Niedrig-Niedrig-Grenzwert	-

Totzonenüberwachung

Die Totzonenüberwachung ermittelt die gemessenen Werte anhand integrierter Veränderungen über eine bestimmte Zeitdauer.

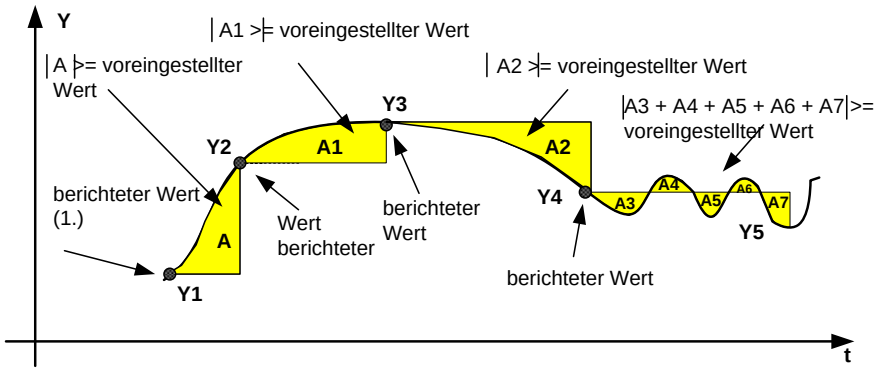


Abb. 496: Integral-Totzonenüberwachung

Der Totzonenwert der Integralberechnung wird über die Einstellung *X Totzone* konfiguriert. Der Wert stellt die prozentuale Differenz zwischen dem maximalen und minimalen Grenzwert in Einheiten von 0,001 Prozent x Sekundenwert dar.

Die Aufzeichnungsverzögerung des Integralalgorithmus in Sekunden wird mithilfe dieser Gleichung berechnet:

$$t(s) = \frac{(\max - \min) \times deadband\,/1000}{|\Delta Y| \times 100\%}$$

(Gleichung 180)

Beispiel für CMMXU:

A Totzone = 2500 (2,5 % des gesamten Messbereichs von 40)

`I_INST_L1` = `I_DB_L1` = 0,30

Wenn sich `I_INST_L1` in 0,40 ändert, beträgt die Aufzeichnungsverzögerung:

$$t(s) = \frac{(40-0) \times 2500/1000}{|0.40-0.30| \times 100\%} = 10s$$

Tabelle 844: Parameter für die Totzonenberechnung

Funktion	Einstellungen	Maximum/Minimum (= Bereich)
Dreiphasige Strommessung (CMMXU)	*A Totzone*	*40/0 (=40 xIn)*
Dreiphasige Spannungsmes-sung (VMMXU)	*V Totzone*	*4 / 0 (= 4xUn)*
Summenstrommessung (RESCMMXU)	*A Totband res*	*40/0 (=40 xIn)*
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Funktion	Einstellungen	Maximum/Minimum (= Bereich)
Verlagerungsspannungsmessung (RESVMMXU)	*V Totband res*	*4 / 0 (= 4xUn)*
Frequenzmessung (FMMXU)	*F Totzone*	*75/35 (=40 Hz)*[1)]
Symmetrische Komponenten (Strom) (CSMSQI)	*Ps Seq A Totzone*, *Ng Seq A Totband*, *Zro A Totband*	*40/0 (=40 xIn)*
Symmetrische Komponenten der Spannung (VSMSQI)	*Ps Seq V Totband*, *Ng Seq V Totband*, *Zro V Totband*	*4 / 0 (= 4xUn)*
Dreiphasige Leistungs- und Energiemessung(PEMMXU)	-	

1) Der angegebene Wert bezieht sich auf REF615, RET615 und REM615 in einem 50-Hz-Netz. Der Wert für ein 60-Hz-Netz ist 90/36 (=54 Hz). Für REG615 sind die Werte 75/10 (=65 Hz) in einem 50-Hz-Netz und 90/12 (=78 Hz) in einem 60-Hz-Netz.

In der Funktion für die dreiphasige Leistungs- und Energieberechnung PEMMXU erfolgt die Totzonenüberwachung getrennt für die Scheinleistung S, mit dem voreingestellten Wert von 10 Prozent von Sn, und für den Leistungsfaktor PF, mit fest voreingestellten Werten von 0,10. . Die Werte P, Q, S und PF für die Leistungsmessung werden gleichzeitig übermittelt, wenn einer der S- oder PF-Werte den voreingestellten Grenzwert übersteigt.

Leistungs- und Energieberechnung

Die dreiphasige Leistung wird anhand der Leiter-Erde-Spannungen und Leiter-Erde-Ströme berechnet. Mit der Leistungsmessfunktion können komplexe Leistungsgrößen mithilfe der Grundfrequenzzeiger (DFT) berechnet werden.

$$\overline{S} = (\overline{U}_A \cdot \overline{I}^*_A + \overline{U}_B \cdot \overline{I}^*_B + \overline{U}_C \cdot \overline{I}^*_C)$$

(Gleichung 181)

Wenn die komplexe Scheinleistung berechnet wurde, werden die Werte P, Q, S und PF anhand der folgenden Gleichungen berechnet:

$$P = \mathrm{Re}(\overline{S})$$

(Gleichung 182)

$$Q = \mathrm{Im}(\overline{S})$$

(Gleichung 183)

$$S = \left|\overline{S}\right| = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

(Gleichung 184)

$$Cos\varphi = \frac{P}{S}$$

(Gleichung 185)

Abhängig davon, welcher Einheitenmultiplikator in *Power unit Mult* ausgewählt wurde, werden die berechneten Leistungswerte in kVA/kW/kVAr oder in MVA/MW/MVAr angegeben.

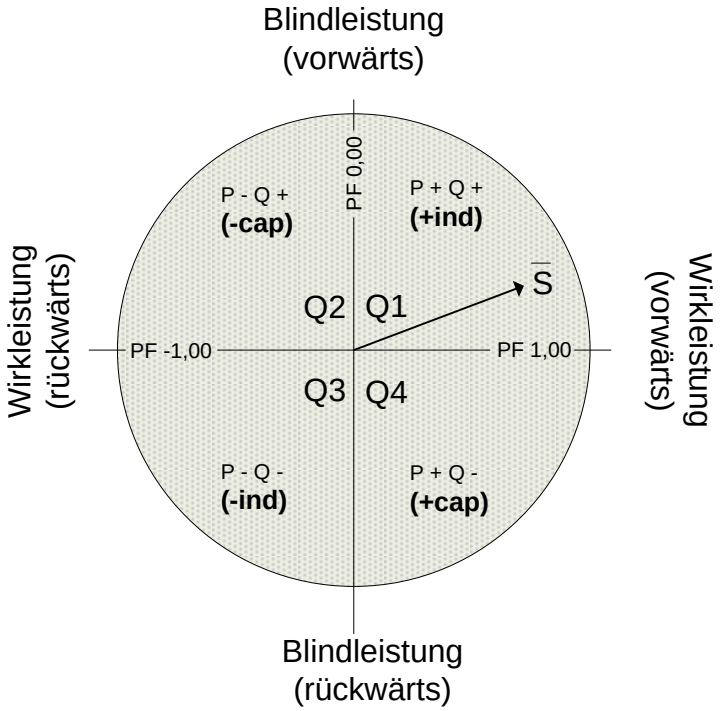


Abb. 497: Komplexe Leistungs- und Energiequadranten

Tabelle 845: Leistungsquadranten

Quadrant	Strom	P	Q	PF	Energie
Q1	Verzögerung	+	+	0…+1,00	+ind
Q2	Verzögerung	-	+	0…-1,00	-cap
Q3	Voreilen	-	-	0…-1,00	-ind
Q4	Voreilen	+	-	0…+1,00	+cap

Die Richtung der Wirkleistung P (vorwärts oder rückwärts) kann mit *Active power Dir* gewählt werden. Entsprechend kann die Richtung der Blindleistung Q mit *Reactive power Dir* gewählt werden. Dies hat Auswirkungen auf die Richtungen der summierten Leistung.

Die summierte Leistung wird separat als Vorwärts-Wirkleistung (EA_FWD_ACM), Vorwärts-Blindleistung (EA_RV_ACM), Rückwärts-Wirkleistung (ER_FWD_ACM) und Rückwärts-Blindleistung (ER_RV_ACM) berechnet. Abhängig vom Wert des Einheitsfaktor, der über *Energy unit Mult* gewählt wird, werden die berechneten

Leistungswerte in Einheiten von kWh/kVArh bzw. in Einheiten von MWh/MVArh dargestellt.

Erreicht der Zähler seinen festgelegten Maximalwert, wird der Zählerwert zurückgesetzt und beginnt wieder bei Null. Wird der Wert der Einstellung *Energy unit Mult* geändert, werden die kumulierten Energiewerte auf die Anfangswerte zurückgesetzt, d. h. `EA_FWD_ACM` auf *Vorwärts Wh Initial*, `EA_RV_ACM` auf *Reverse Wh Initial*, `ER_FWD_ACM` auf *Vorwärts VArh Initial* und `ER_RV_ACM` auf *Reverse VArh Initial*. Außerdem ist das Zurücksetzen der kumulierten Energie auf die Anfangswerte auch über einen Parameter oder über den Eingang `RSTACM` möglich.

Symmetrische Komponenten

Die symmetrischen Komponenten werden anhand der Leiterströme und Leiterspannungen berechnet. Weitere Informationen zur Berechnung der symmetrischen Komponenten enthält der Abschnitt Messwertberechnung im vorliegenden Handbuch.

8.1.3 Anwendungsbereiche der Messfunktionen

Die Messfunktionen werden für Leistungsmessungen, Überwachungsaufgaben und Meldungen an die LHMI (ein Überwachungstool im PCM600) oder auf Stationsebene, z. B. via IEC 61850, verwendet. Die Möglichkeit der kontinuierlichen Überwachung der Messwerte für Wirkleistung, Blindleistung, Ströme, Spannungen, Leistungsfaktoren usw. ist für die effiziente Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie von größter Bedeutung. Sie bietet dem Bediener einen schnellen und komfortablen Überblick über den aktuellen Status des Netzes. Außerdem kann mit ihr während der Tests und der Inbetriebnahme der Schutz- und Steuerungsgeräte die korrekte Funktion und Verbindung der Messwandler, d. h. Stromwandler und Spannungswandler, überprüft werden. Die korrekte Funktion der Analogmesskette des Schutzgeräts kann während des normalen Betriebs überprüft werden, indem periodisch der Messwert des Schutzgeräts mit den anderen unabhängigen Messeinrichtungen verglichen wird.

Beim Messen des Nullsignals können Störeinstreuungen im Eingangssignal kleine Messwerte verursachen. Mithilfe der Nullpunktunterdrückung kann die Störeinstreuung im Eingangssignal ignoriert und somit in der Anzeige unterdrückt werden. Die Nullpunktunterdrückung ist für die gemessenen Analogsignale und für die Winkelwerte bestimmt.

Mithilfe der Lastwerte können bei der Langzeitüberwachung des Eingangssignals plötzlich auftretende Veränderungen in den gemessenen Analogsignalen vernachlässigt werden. Die Lastwerte sind lineare Durchschnittswerte des gemessenen Signals innerhalb eines einstellbaren Lastintervalls. Die Lastwerte werden für die gemessenen dreiphasigen Analogstromsignale berechnet.

Die Grenzwertüberwachung gibt an, ob das gemessene Signal die festgelegten Grenzwerte übersteigt oder unterschreitet. Abhängig vom gemessenen Signaltyp

können für die Grenzwertüberwachung bis zu zwei obere und zwei untere Grenzwerte festgelegt werden.

Die Totzonenüberwachung gibt einen neuen Messwert aus, wenn das Eingangssignal den Totzonenzustand verlassen hat. Die Totzonenüberwachung kann für die Ausgabe von Werten zwischen dem Messpunkt und der Leitstelle verwendet werden. Wenn die Totzonenüberwachung korrekt funktioniert, können mit ihrer Hilfe die Messwerte bei geringstmöglicher Datenkommunikation häufig genug ausgegeben werden.

8.1.4 Strommessung (CMMXU)

8.1.4.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Strommessung	CMMXU	3I	3I

8.1.4.2 Funktionsblock

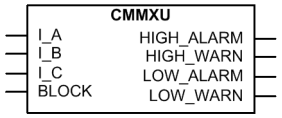


Abb. 498: Funktionsblock

8.1.4.3 Signale

Tabelle 846: CMMXU – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blocksignal für alle Binärausgänge

Tabelle 847: CMMXU – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
OBERGR_ALARM	BOOLEAN	Obergrenze Alarm
OBERGR_WARN	BOOLEAN	Obergrenze Warnung
UNTERGR_WARN	BOOLEAN	Untergrenze Warnung
UNTERGR_ALARM	BOOLEAN	Untergrenze Alarm

8.1.4.4 Einstellungen

Tabelle 848: CMMXU Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Phasenanzahl	1=1 aus 3 2=2 aus 3 3=3 aus 3			1=1 aus 3	Leiteranzahl bei Grenz der Überwachung benötigt
Obere Alarmgrenze I	0.00...40.00	xIn	1	1.40	Überstrom Alarmgrenze
Obere Warngrenze I	0.00...40.00	xIn	1	1.20	Überstrom Warngrenze
Untere Warngrenze I	0.00...40.00	xIn	1	0.00	Unterstrom Warngrenze
Untere Alarmgrenze I	0.00...40.00	xIn	1	0.00	Unterstrom Alarmgrenze
Wert für Unempfindlichkeitsbereich I	100...100000		1	2500	Konfig-wert f. d. Unempfindlichkeitsbereich der Integralberechnung (Prozentualer Wert bezogen auf die Differenz zwischen Min und Max als 0,001 % s).

Tabelle 849: CMMXU Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Messmodus	1=RMS 2=DFT			2=DFT	Auswahl der benutzten Messmethode

8.1.4.5 Überwachte Daten

Tabelle 850: CMMXU – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
IL1-A (A)	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Gemessene Stromamplitude Leiter L1
IL2-B (A)	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Gemessene Stromamplitude Leiter L2
IL3-C (A)	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Gemessene Stromamplitude Leiter L3
Max. Langz-Mittelw. IL1	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Max. Mittelwert Leiter 1
Max. Langz-Mittelw. IL2	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Max. Mittelwert Leiter 2
Max. Langz-Mittelw. IL3	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Max. Mittelwert Leiter 3
Min demand IL1	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Minimale Anforderung für Leiter L1
Min demand IL2	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Minimale Anforderung für Leiter L2
Min demand IL3	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Minimale Anforderung für Leiter L3
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
Max Zeit Mittelw. IL1	Zeitstempel			Zeit für maximalen Mittelwert Leiter 1
Max Zeit Mittelw. IL2	Zeitstempel			Zeit für maximalen Mittelwert Leiter 2
Max Zeit Mittelw. IL3	Zeitstempel			Zeit für maximalen Mittelwert Leiter 3
Time min demand IL1	Zeitstempel			Zeit der minimalen Anforderung Leiter L1
Time min demand IL2	Zeitstempel			Zeit der minimalen Anforderung Leiter L2
Time min demand IL3	Zeitstempel			Zeit der minimalen Anforderung Leiter L3
BLOCK	BOOLEAN	0=False 1=True		Blockiersignal für alle binären Ausgänge
HIGH_ALARM	BOOLEAN	0=False 1=True		Alarm hoch
HIGH_WARN	BOOLEAN	0=False 1=True		Warnung hoch
LOW_WARN	BOOLEAN	0=False 1=True		Warnung niedrig
LOW_ALARM	BOOLEAN	0=False 1=True		Alarm niedrig
I_INST_L1-A	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	IL1 Amplitude, Betrag des Momentanwertes
I_WINKEL_L1	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	IL1 Stromwinkel
I_DB_L1-A	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	IL1 Amplitude, Betrag des übermittelten Wertes
I_DMD_A	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Mittelwert vom IL1 Strom
I_BEREICH_L1-A	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-niedrig		IL1 Amplitudenbereich
I_INST_L2-B	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	IL2 Amplitude, Betrag des Momentanwertes
I_WINKEL_L2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	IL2 Stromwinkel
I_DB_L2-B	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	IL2 Amplitude, Betrag des übermittelten Wertes
I_DMD_B	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Mittelwert vom IL2 Strom
I_BEREICH_L2-B	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-niedrig		IL2 Amplitudenbereich
I_INST_L3-C	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	IL3 Amplitude, Betrag des Momentanwertes
I_WINKEL_L3	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	IL3 Stromwinkel
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
I_DB_L3-C	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	IL3 Amplitude, Betrag des übermittelten Wertes
I_DMD_C	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Mittelwert vom IL3 Strom
I_BEREICH_L3-C	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-niedrig		IL3 Amplitudenbereich

8.1.4.6 Technische Daten

Tabelle 851: CMMXU Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz
	±0,5 % oder ±0,002 × I_n (bei Strömen im Bereich von 0,01…4,00 × I_n)
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wobei n = 2, 3, 4, 5,… RMS: Keine Unterdrückung

8.1.4.7 Verlauf der technischen Revisionen

Tabelle 852: CMMXU Verlauf der technischen Revisionen

Technische Revision	Änderung
B	Menüänderungen
C	Leiterstrom-Winkelwerte dem Menüpunkt "Überwachte Daten" hinzugefügt. Minimaler Laststrom und Zeit den aufgezeichneten Daten hinzugefügt. Modus für logarithmische Lastberechnung hinzugefügt und Einstellung für Bedarfsintervall in das Menü "Messwerte" als allgemeine Einstellung für alle Lastberechnungen verschoben.
D	Interne Verbesserungen.
E	Interne Verbesserungen.

8.1.5 Spannungsanzeige (VMMXU)

8.1.5.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	Gerätenummer nach ANSI/IEEE C37.2
Messung von dreiphasige Spannungsanzeige	VMMXU	3U	3V

8.1.5.2 Funktionsblock

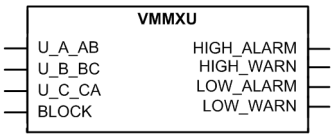


Abb. 499: Funktionsblock

8.1.5.3 Signale

Tabelle 853: VMMXU – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
U_A_AB	SIGNAL	0	Phase zu Erdspannung A oder Phase zu Phasenspannung AB
U_B_BC	SIGNAL	0	Phase zu Erdspannung B oder Phase zu Phasenspannung BC
U_C_CA	SIGNAL	0	Phase zu Erdspannung C oder Phase zu Phasenspannung CA
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blocksignal für alle Binärausgänge

Tabelle 854: VMMXU – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
OBERGR_ALARM	BOOLEAN	Obergrenze Alarm
OBERGR_WARN	BOOLEAN	Obergrenze Warnung
UNTERGR_WARN	BOOLEAN	Untergrenze Warnung
UNTERGR_ALARM	BOOLEAN	Untergrenze Alarm

8.1.5.4 Einstellungen

Tabelle 855: VMMXU Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Phasenanzahl	1=1 aus 3 2=2 aus 3 3=3 aus 3			1=1 aus 3	Leiteranzahl bei Grenz der Überwachung benötigt
Obere Alarmgrenze U	0.00...4.00	xUn	1	1.40	Überspannung Alarmgrenze
Obere Warngrenze U	0.00...4.00	xUn	1	1.20	Überspannung Warngrenze
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt					

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Untere Warngrenze U	0.00...4.00	xUn	1	0.00	Unterspannung Warngrenze
Untere Alarmgrenze U	0.00...4.00	xUn	1	0.00	Unterspannung Alarmgrenze
Wert für Umempfindlichkeitsbereich U	100...100000		1	10000	Konfig-wert f. d. Unempfindlichkeitsbereich der Integralberechnung (Prozentualer Wert bezogen auf die Differenz zwischen Min und Max als 0,001 % s).

Tabelle 856: VMMXU Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Messmodus	1=RMS 2=DFT			2=DFT	Auswahl der benutzten Messmethode

8.1.5.5 Überwachte Daten

Tabelle 857: VMMXU – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
U12 (kV)	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Gemessene Leiter-Leiter Spannungsamplitude Leiter AB
U23 (kV)	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Gemessene Leiter-Leiter-Spannungsamplitude Leiter BC
U31 (kV)	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Gemessene Leiter-Leiter-Spannungsamplitude Leiter CA
BLOCK	BOOLEAN	0=False 1=True		Blockiersignal für alle binären Ausgänge
HIGH_ALARM	BOOLEAN	0=False 1=True		Alarm hoch
HIGH_WARN	BOOLEAN	0=False 1=True		Warnung hoch
LOW_WARN	BOOLEAN	0=False 1=True		Warnung niedrig
LOW_ALARM	BOOLEAN	0=False 1=True		Alarm niedrig
U12_INST-AB	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	U12 Amplitude, Betrag des Momentanwertes
U_ANGL_AB	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	U12 Winkel
U12_DB-AB	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	U12 Amplitude, Betrag des übermittelten Wertes
U_DMD_L12-L2	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Anforderungswert der U12 Spannung
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
U12_BEREICH-AB	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-niedrig		U12 Amplitudenbereich
U23_INST-BC	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	U23 Amplitude, Betrag des Momentanwertes
U_ANGL_BC	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	U23 Winkel
U23_DB-BC	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	U23 Amplitude, Betrag des übermittelten Wertes
U_DMD_L2-L3	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Anforderungswert der U23 Spannung
U23_BEREICH-BC	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-niedrig		U23 Amplitudenbereich
U31_INST-CA	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	U31 Amplitude, Betrag des Momentanwertes
U_ANGL_CA	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	U31 Winkel
U31_DB-CA	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	U31 Amplitude, Betrag des übermittelten Wertes
U_DMD_L3-L1	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Anforderungswert der U31 Spannung
U31_BEREICH-CA	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-niedrig		U31 Amplitudenbereich
U1_INST-A	FLOAT32	0.00...5.00	xUn	U1 Amplitude, Betrag des Momentanwertes
U_WINKEL_L1	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	UL1 Winkel
U_DMD_L1	FLOAT32	0.00...5.00	xUn	Anforderungswert der UL1 Spannung
U2_INST-B	FLOAT32	0.00...5.00	xUn	U2 Amplitude, Betrag des Momentanwertes
U_WINKEL_L2	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	UL2 Winkel
U_DMD_L2	FLOAT32	0.00...5.00	xUn	Anforderungswert der UL2 Spannung
U3_INST-C	FLOAT32	0.00...5.00	xUn	U3 Amplitude, Betrag des Momentanwertes
U_WINKEL_L3	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	UL3 Winkel
U_DMD_L3	FLOAT32	0.00...5.00	xUn	Anforderungswert der UL3 Spannung

8.1.5.6 Technische Daten

Tabelle 858: Technische Daten VMMXU

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Je nach Frequenz der gemessenen Spannung: f_n ±2 Hz Bei Spannungen im Bereich 0,01…1,15 × U_n
	±0,5 % oder ±0,002 × U_n
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wobei n = 2, 3, 4, 5,… RMS: Keine Unterdrückung

8.1.5.7 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 859: VMMXU Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Leiter- und Leiter-Leiter-Spannungswinkelwerte und Bedarfswerte dem Menüpunkt "Überwachte Daten" hinzugefügt.
C	Interne Verbesserungen.
D	Interne Verbesserungen.

8.1.6 Summenstrommessung (RESCMMXU)

8.1.6.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Summenstrommessung	RESCMMXU	Io	Ir

8.1.6.2 Funktionsblock

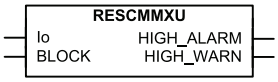


Abb. 500: Funktionsblock

8.1.6.3 Signale

Tabelle 860: RESCMMXU – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
Io	SIGNAL	0	Fehlerstrom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blocksignal für alle Binärausgänge

Tabelle 861: RESCMMXU – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
OBERGR_ALARM	BOOLEAN	Obergrenze Alarm
OBERGR_WARN	BOOLEAN	Obergrenze Warnung

8.1.6.4 Einstellungen

Tabelle 862: RESCMMXU Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Obere Alarmgr. I0	0.00...40.00	xIn	1	0.20	Überstrom Alarmgrenze
Obere Warngr. I0	0.00...40.00	xIn	1	0.05	Überstrom Warngrenze
Wert für Unempfindlichkeitsbereich I0	100...100000		1	2500	Konfig-wert f. d. Unempfindlichkeitsbereich der Integralberechnung (Prozentualer Wert bezogen auf die Differenz zwischen Min und Max als 0,001 % s).

Tabelle 863: RESCMMXU Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Messmodus	1=RMS 2=DFT			2=DFT	Auswahl der benutzten Messmethode

8.1.6.5 Überwachte Daten

Tabelle 864: RESCMMXU – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
I0 (A)	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Gemessener Summenstrom
BLOCK	BOOLEAN	0=False 1=True		Blockiersignal für alle binären Ausgänge
HIGH_ALARM	BOOLEAN	0=False 1=True		Alarm hoch
HIGH_WARN	BOOLEAN	0=False 1=True		Warnung hoch
I0_INST	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Summenstromamplitude, Betrag des Momentanwertes
I_WINKEL_RES	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Summenstromwinkel
I0_DB	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Summenstromamplitude, Betrag des übermittelten Wertes
I_DMD_RES	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Anforderungswert des Summenstroms
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
I0_BEREICH	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-niedrig		Summenstromamplitudenbereich
Max demand Io	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Maximale Anforderung für Summenstrom
Min demand Io	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Minimale Anforderung für Summenstrom
Time max demand Io	Zeitstempel			Zeit der maximalen Anforderung Summenstrom
Time min demand Io	Zeitstempel			Zeit der minimalen Anforderung Summenstrom

8.1.6.6 Technische Daten

Tabelle 865: RESCMMXU Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei der Frequenz f = f_r
	± 0,5 % oder ± 0,002 × I_r (bei Strömen im Bereich von 0,01…4,00 × I_r)
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei f = n × f_r, wobei n = 2, 3, 4, 5,… RMS: Keine Unterdrückung

8.1.6.7 Verlauf der technischen Revisionen

Tabelle 866: RESCMMXU Verlauf der technischen Revisionen

Technische Revision	Änderung
B	-
C	Summenstromwinkel und Bedarfswert dem Menüpunkt "Überwachte Daten" hinzugefügt. Aufgezeichnete Daten für minimale und maximale Werte mit Zeitstempel hinzugefügt.
D	Überwachte Daten, Bereich für minimalen Bedarf bis maximalen Wert (RESCMSTA2.MinAmps.maxVal.f) auf 40,00 korrigiert.
E	Interne Verbesserungen.

8.1.7 Verlagerunsspannungsmessung (RESVMMXU)

8.1.7.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Verlagerungsspannungsmessung	RESVMMXU	Uo	Vn

8.1.7.2 Funktionsblock

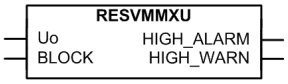


Abb. 501: Funktionsblock

8.1.7.3 Signale

Tabelle 867: RESVMMXU – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
Uo	SIGNAL	0	Restspannung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blocksignal für alle Binärausgänge

Tabelle 868: RESVMMXU – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
OBERGR_ALARM	BOOLEAN	Obergrenze Alarm
OBERGR_WARN	BOOLEAN	Obergrenze Warnung

8.1.7.4 Einstellungen

Tabelle 869: RESVMMXU Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Obere Alarmgr.U0	0.00...4.00	xUn	1	0.20	Überspannung Alarmgrenze
Obere Warngr.U0	0.00...4.00	xUn	1	0.05	Überspannung Warngrenze
Wert für Umempfindlichkeitsbereich U0	100...100000		1	10000	Konfig-wert f. d. Unempfindlichkeitsbereich der Integralberechnung (Prozentualer Wert bezogen auf die Differenz zwischen Min und Max als 0,001 % s).

Tabelle 870: RESVMMXU Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Messmodus	1=RMS 2=DFT			2=DFT	Auswahl der benutzten Messmethode

8.1.7.5 Überwachte Daten

Tabelle 871: RESVMMXU – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
U0 (kV)	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Gemessene Verlagerungsspannung
BLOCK	BOOLEAN	0=False 1=True		Blockiersignal für alle binären Ausgänge
HIGH_ALARM	BOOLEAN	0=False 1=True		Alarm hoch
HIGH_WARN	BOOLEAN	0=False 1=True		Warnung hoch
U0_INST	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Verlagerungsspannungsamplitude, Betrag des Momentanwertes
U_WINKEL_RES	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Verlagerungsspannungswinkel
U0_DB	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Verlagerungsspannungsamplitude, Betrag des übermittelten Wertes
U_DMD_RES	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Anforderungswert der Verlagerungsspannung
U0_BEREICH	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-niedrig		Verlagerungsspannungsamplitudenbereich

8.1.7.6 Technische Daten

Tabelle 872: RESVMMXU Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f/f_n = ±2 Hz
	±0,5 % oder ±0,002 × U_n
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wobei n = 2, 3, 4, 5,… RMS: Keine Unterdrückung

8.1.7.7 Verlauf der technischen Revisionen

Tabelle 873: RESVMMXU Verlauf der technischen Revisionen

Technische Revision	Änderung
B	-
C	Verlagerungsspannungswinkel und Bedarfswert dem Menüpunkt "Überwachte Daten" hinzugefügt.
D	Interne Verbesserungen.
E	Interne Verbesserungen.

8.1.8 Frequenzmessung (FMMXU)

8.1.8.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Frequenzmessung	FMMXU	f	f

8.1.8.2 Funktionsblock

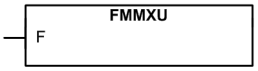


Abb. 502: Funktionsblock

8.1.8.3 Funktion

Der Frequenzmessbereich reicht von 35 bis 75 Hz. Die Frequenzen, die außerhalb des Messbereichs gemessen werden, werden als Werte, die außerhalb des Bereichs liegen, betrachtet und die minimalen und maximalen Werte werden dann in Klammern angezeigt.

Wenn die *Frequenzanpassung* aktiviert ist, wird der Messbereich in 50-Hz-Netzen auf 10 bis 75 Hz und in 60-Hz-Netzen auf 12 bis 90 Hz erweitert. Die Frequenzen, die außerhalb des Bereichs zwischen 35 und 75 Hz gemessen werden, erscheinen in Klammern.

Wenn die Frequenzen nicht gemessen werden können, z. B. aufgrund einer zu niedrigen Spannungsamplitude, kann mit dem Einstellparameter *Def frequency Sel* der Standardwert für die Frequenzmessung ausgewählt werden. Im "Nominal"-Modus ist die Frequenz auf 50 Hz (oder 60 Hz) und im "Zero"-Modus auf Null eingestellt und wird in Klammern angezeigt.

8.1.8.4 Signale

Tabelle 874: FMMXU – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
F	SIGNAL	—	Gemessene Systemfrequenz

8.1.8.5 Einstellungen

Tabelle 875: FMMXU Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Obere Alarmgrenze Fr.	35.00...75.00	Hz	1	60.00	Frequenzüberschreitung Alarmgrenze
Obere Warngrenze Fr.	35.00...75.00	Hz	1	55.00	Frequenzüberschreitung Warngrenze
Untere Warngrenze Fr.	35.00...75.00	Hz	1	45.00	Frequenzunterschreitung Warngrenze
Untere Alarmgrenze Fr.	35.00...75.00	Hz	1	40.00	Frequenzunterschreitung Alarmgrenze
Umempfindlichkeitsbereich Fr.	100...100000		1	1000	Konfig-wert f. d. Umempfindlichkeitsbereich der Integralberechnung (Prozentualer Wert bezogen auf die Differenz zwischen Min und Max als 0,001 % s).

Tabelle 876: FMMXU Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Def frequency Sel	1=Nominal 2=Null			1=Nominal	Auswahl Standardfrequenz

8.1.8.6 Überwachte Daten

Tabelle 877: FMMXU – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
f (Hz)	FLOAT32	35.00...75.00	Hz	Gemessene Frequenz
F_INST	FLOAT32	35.00...75.00	Hz	Momentanfrequenz
FREQ	FLOAT32	35.00...75.00	Hz	Frequenz, übermittelter Wert
FREQ_BEREICH	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-niedrig		Frequenzbereich

8.1.8.7 Technische Daten

Tabelle 878: FMMXU Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	±5 mHz (im Messbereich 35 - 75 Hz)

8.1.8.8 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 879: FMMXU Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Neue Einstellung *Def frequency Sel* hinzugefügt. Frequenzmessbereich von 35 Hz auf 10 Hz abgesenkt.

8.1.9 Symmetrische Komponenten (Strom) (CSMSQI)

8.1.9.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Symmetrische Komponenten (Strom)	CSMSQI	I1, I2, I0	I1, I2, I0

8.1.9.2 Funktionsblock

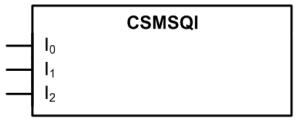


Abb. 503: Funktionsblock

8.1.9.3 Signale

Tabelle 880: CSMSQI – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_0	SIGNAL	0	Nullsystemstrom
I_1	SIGNAL	0	Mitsystemstrom
I_2	SIGNAL	0	Gegensystemstrom

8.1.9.4 Einstellungen

Tabelle 881: CSMSQI Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Mits.oberste Grenze I	0.00...40.00	xIn	1	1.40	Überstromalarmgrenze für das Mitsystem
Mits. obere Grenze I	0.00...40.00	xIn	1	1.20	Überstromwarngrenze für das Mitsystem
Mits.untere Grenze I	0.00...40.00	xIn	1	0.00	Unterstromwarngrenze für das Mitsystem
Mits.unterste Grenze I	0.00...40.00	xIn	1	0.00	Unterstromalarmgrenze für das Mitsystem
Mits. Umempfindlichkeitsbereich I	100...100000		1	2500	Mitsys-Str-Konfig-wert f. d. Unempfindlichkeitsb. der Integralberechnung (Prozentualer Wert bezogen auf die Differenz zwischen Min und Max als 0,001 % s).
Gegens. oberste Grenze I	0.00...40.00	xIn	1	0.20	Überstromalarmgrenze für das Gegensystem
Gegens.obere Grenze. I	0.00...40.00	xIn	1	0.05	Überstromwarngrenze für das Gegensystem
Gegens.untere Grenze I	0.00...40.00	xIn	1	0.00	Unterstromwarngrenze für das Gegensystem
Gegens.unterste Grenze I	0.00...40.00	xIn	1	0.00	Unterstromalarmgrenze für das Gegensystem
Gegens. Umempfindlichkeitsbereich I	100...100000		1	2500	Gegensys-Str-Konfig-wert f. d. Unempfindlichkeitsb. der Integralberechnung (Prozentualer Wert bezogen auf die Differenz zwischen Min und Max als 0,001 % s).
Nulls. oberste Grenze I	0.00...40.00	xIn	1	0.20	Überstromalarmgrenze für das Nullsystem
Nulls.obere Grenze I	0.00...40.00	xIn	1	0.05	Überstromwarngrenze für das Nullsystem
Nulls.untere Grenze I	0.00...40.00	xIn	1	0.00	Unterstromwarngrenze für das Nullsystem
Nulls.unterste Grenze I	0.00...40.00	xIn	1	0.00	Überstromalarmgrenze für das Nullsystem
Nulls. Umempfindlichkeitsbereich I	100...100000		1	2500	Nullsys-Str-Konfig-wert f. d. Unempfindlichkeitsb. der Integralberechnung (Prozentualer Wert bezogen auf die Differenz zwischen Min und Max als 0,001 % s).

8.1.9.5 Überwachte Daten

Tabelle 882: CSMSQI – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
NgSeq-A	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Gemessener Strom Gegensystem
PsSeq-A	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Gemessener Strom Mitsystem
ZroSeq-A	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Gemessener Strom Nullsystem
I2_INST	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Gegensystem Stromamplitude, Momentanwert
I2_WINKEL	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Stromwinkel des Gegensystems
I2_DB	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Gegensystem Stromamplitude, übermittelter Wert
I2_BEREICH	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-niedrig		Gegensystem Stromamplitudenbereich
I1_INST	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Mitsystem Stromamplitude, Momentanwert
I1_WINKEL	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Mitsystem Stromwinkel
I1_DB	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Mitsystem Stromamplitude, übermittelter Wert
I1_BEREICH	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-niedrig		Mitsystem Stromamplitudenbereich
I0_INST	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Nullsystem Stromamplitude, Momentanwert
I0_WINKEL	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Stromwinkel des Nullsystems
I0_DB	FLOAT32	0.00...40.00	xIn	Nullsystem Stromamplitude, übermittelter Wert
I0_BEREICH	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-niedrig		Nullsystem Stromamplitudenbereich

8.1.9.6 Technische Daten

Tabelle 883: CSMSQI Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f/f_n = ±2 Hz
	±1,0 % oder ±0,002 × I_n bei Strömen im Bereich von 0,01...4,00 × I_n
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wobei n = 2, 3, 4, 5,…

8.1.9.7 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 884: CSMSQI Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderung	Änderung
A	-
B	Winkelwerte für symmetrische Komponenten dem Menüpunkt "Überwachte Daten" hinzugefügt.
C	Interne Verbesserungen.

8.1.10 Symmetrische Komponenten der Spannung (VSMSQI)

8.1.10.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Symmetrische Komponenten der Spannung	VSMSQI	U1, U2, U0	V1, V2, V0

8.1.10.2 Funktionsblock

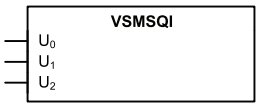


Abb. 504: Funktionsblock

8.1.10.3 Signale

Tabelle 885: VSMSQI – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
U_0	SIGNAL	0	Nullsystem-Spannung
U_1	SIGNAL	0	Mitsystemspannung
U_2	SIGNAL	0	Gegensystemspannung

8.1.10.4 Einstellungen

Tabelle 886: VSMSQI Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Mits.oberste Grenze U	0.00...4.00	xUn	1	1.40	Überspannungsalarmgrenze für das Mitsystem
Mits. obere Grenze U	0.00...4.00	xUn	1	1.20	Überspannungswarngrenze für das Mitsystem
Mits. untere Grenze U	0.00...4.00	xUn	1	0.00	Unterspannungswarngrenze für das Mitsystem
Mits.unterste Grenze U	0.00...4.00	xUn	1	0.00	Unterspannungsalarmgrenze für das Mitsystem
Mits. Umempfindlichkeitsbereich U	100...100000		1	10000	Mitsys-Spg-Konfig-wert f. d. Umempfindlichkeitsb. der Integralberechnung (Prozent. Wert bezogen auf die Diff. zwischen Min und Max als 0,001 % s).
Gegens. oberste Grenze U	0.00...4.00	xUn	1	0.20	Überspannungsalarmgrenze für das Gegensystem
Gegens.obere Grenze U	0.00...4.00	xUn	1	0.05	Überspannungswarngrenze für das Gegensystem
Gegens.untere Grenze U	0.00...4.00	xUn	1	0.00	Unterspannungswarngrenze für das Gegensystem
Gegens.unterste Grenze U	0.00...4.00	xUn	1	0.00	Unterspannungsalarmgrenze für das Gegensystem
Gegens. Umempfindlichkeitsbereich U	100...100000		1	10000	Gegensys-Spg-Konfig-wert f. d. Umempfindlichkeitsb. der Integralberechnung (Prozent. Wert bezogen auf die Diff. zwischen Min und Max als 0,001 % s).
Nulls. oberste Grenze U	0.00...4.00	xUn	1	0.20	Überspannungsalarmgrenze für das Nullsystem
Nulls.obere Grenze U	0.00...4.00	xUn	1	0.05	Überspannungswarngrenze für das Nullsystem
Nulls.untere Grenze U	0.00...4.00	xUn	1	0.00	Unterspannungswarngrenze für das Nullsystem
Nulls.unterste Grenze U	0.00...4.00	xUn	1	0.00	Überspannungsalarmgrenze für das Nullsystem
Nulls. Umempfindlichkeitsbereich U	100...100000		1	10000	Nullsys-Spg-Konfig-wert f. d. Umempfindlichkeitsb. der Integralberechnung (Prozent. Wert bezogen auf die Diff. zwischen Min und Max als 0,001 % s).

8.1.10.5 Überwachte Daten

Tabelle 887: VSMSQI – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
NgSeq-kV	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Gemessene Spannung Gegensystem
PsSeq-kV	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Gemessene Spannung Mitsystem
ZroSeq-kV	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Gemessene Spannung Nullsystem
U2_INST	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Gegensystem Spannungsamplitude, Momentanwert
U2_WINKEL	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Spannungswinkel des Gegensystems
U2_DB	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Gegensystem Spannungsamplitude, übermittelter Wert
U2_BEREICH	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-niedrig		Gegensystem Spannungsamplitudenbereich
U1_INST	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Mitsystem Spannungsamplitude, Momentanwert
U1_WINKEL	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Mitsystem Spannungswinkel
U1_DB	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Mitsystem Spannungsamplitude, übermittelter Wert
U1_BEREICH	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-niedrig		Mitsystem Spannungsamplitudenbereich
U0_INST	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Nullsystem Spannungsamplitude, Momentanwert
U0_WINKEL	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Spannungswinkel des Nullsystems
U0_DB	FLOAT32	0.00...4.00	xUn	Nullsystem Spannungsamplitude, übermittelter Wert
U0_BEREICH	Enum	0=Normal 1=Hoch 2=Niedrig 3=Hoch-hoch 4=Niedrig-niedrig		Nullsystem Spannungsamplitudenbereich

8.1.10.6 Technische Daten

Tabelle 888: VSMSQI Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung, f_n ±2 Hz Bei Spannungen im Bereich 0,01…1,15 × U_n
	±1,0 % oder ±0,002 × U_n
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wobei n = 2, 3, 4, 5,…

8.1.11 Dreiphasige Leistungs- und Energieberechnung (PEMMXU)

8.1.11.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	Gerätenummer nach ANSI/IEEE C37.2
Dreiphasige Leistungs- und Energiemessung	PEMMXU	P, E	P, E

8.1.11.2 Funktionsblock

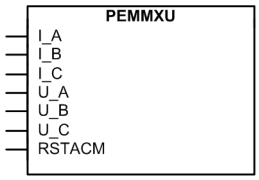


Abb. 505: Funktionsblock

8.1.11.3 Signale

Tabelle 889: PEMMXU – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
U_L1	SIGNAL	0	Spannung Leiter L1
U_L2	SIGNAL	0	Spannung Leiter L2
U_L3	SIGNAL	0	Spannung Leiter L3
RSTACM	BOOLEAN	0=False	Energieaufnahmezählung zurücksetzen

8.1.11.4 Einstellungen

Tabelle 890: PEMMXU Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Multipl. der Leistungseinheit	3=Kilo 6=Mega			3=Kilo	Multiplikator für die Darstellung der Leistungswerte
Energieeinheit Multi	3=Kilo 6=Mega			3=Kilo	Multiplikator für die Darstellung der Energiewerte
Wirkleistung (ger.)	1=Vorwärts 2=Rückwärts			1=Vorwärts	Richtung des Wirkleistungsflusses: Vorwärts, Rückwärts
Blindleistung (ger.)	1=Vorwärts 2=Rückwärts			1=Vorwärts	Richtung des Blindleistungsflusses: Vorwärts, Rückwärts

Tabelle 891: PEMMXU Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Vorwärts Wh Initial	0...999999999		1	0	Vorgegebener Startwert der Wirkleistung (vorwärts)
Rückwärts Wh Initial	0...999999999		1	0	Vorgegebener Startwert der Wirkleistung (rückwärts)
Vorwärts VArh Initial	0...999999999		1	0	Vorgegebener Startwert der Blindleistung (vorwärts)
Rückwärts VArh Initial	0...999999999		1	0	Vorgegebener Startwert der Blindleistung (rückwärts)

8.1.11.5 Überwachte Daten

Tabelle 892: PEMMXU – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
S_MOM	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVA	Scheinleistung, Amplitude des Momentanwertes
P_MOM	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kW	Wirkleistung, Amplitude des Momentanwertes
Q_MOM	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVAr	Blindleistung, Amplitude des Momentanwertes
LF	FLOAT32	-1,00...1,00		Leistungsfaktor, Amplitude des Momentanwertes
RSTACM	BOOLEAN	0=False 1=True		Rücksetzung der kumulierten Energieablesung
S (kVA)	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVA	Gesamtscheinleistung
S_GES	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVA	Scheinleistung, Amplitude des übermittelten Wertes
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
S_DMD	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVA	Anforderungswert der Scheinleistung
P (kW)	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kW	Gesamtwirkleistung
P_GES	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kW	Wirkleistung, Amplitude des übermittelten Wertes
P_DMD	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kW	Anforderungswert der Wirkleistung
Q (kVAr)	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVAr	Gesamtblindleistung
Q_GES	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVAr	Blindleistung, Amplitude des übermittelten Wertes
Q_DMD	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVAr	Anforderungswert der Blindleistung
LF_INST	FLOAT32	-1,00...1,00		Leistungsfaktor, Magnitude des Momentanwertes
LF_DB	FLOAT32	-1,00...1,00		Leistungsfaktor, Amplitude des übermittelten Wertes
PF_DMD	FLOAT32	-1,00...1,00		Anforderungswert des Leistungsfaktors
WL_VOR_AUFN	INT64	0...999999999	kWh	Akkumulierter Wirkenergiewert in Rückwärtsrichtung
BL_RÜCK_AUFN	INT64	0...999999999	kVArh	Akkumulierter Blindenergiewert in Rückwärtsrichtung
WL_VOR_AUFN	INT64	0...999999999	kWh	Akkumulierter Wirkenergiewert in Vorwärtsrichtung
BL_VOR_AUFN	INT64	0...999999999	kVArh	Akkumulierter Blindenergiewert in Vorwärtsrichtung
Max demand S	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVA	Maximaler Anforderungswert der Scheinleistung
Min demand S	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVA	Minimaler Anforderungswert der Scheinleistung
Max demand P	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kW	Maximaler Anforderungswert der Wirkleistung
Min demand P	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kW	Minimaler Anforderungswert der Wirkleistung
Max demand Q	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVAr	Maximaler Anforderungswert der Blindleistung
Min demand Q	FLOAT32	-999999,9...999999,9	kVAr	Minimaler Anforderungswert der Blindleistung
Time max dmd S	Zeitstempel			Zeit der maximalen Anforderung
Time min dmd S	Zeitstempel			Zeit der minimalen Anforderung

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
Time max dmd P	Zeitstempel			Zeit der maximalen Anforderung
Time min dmd P	Zeitstempel			Zeit der minimalen Anforderung
Time max dmd Q	Zeitstempel			Zeit der maximalen Anforderung
Time min dmd Q	Zeitstempel			Zeit der minimalen Anforderung

8.1.11.6 Technische Daten

Tabelle 893: Technische Daten PEMMXU

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Bei allen drei Strömen im Bereich 0,10…1,20 × I_n Bei allen drei Spannungen im Bereich 0,50…1,15 × U_n Bei der Frequenz f_n ±1 Hz
	±1,5% für Scheinleistung S ±1,5% für Wirkleistung P und Wirkarbeit[1)] ±1,5% für Blindleistung Q und Blindarbeit[2)] ±0,015 für Leistungsfaktor
Oberschwingungsunterdrückung	DFT: -50 dB bei f = n × f_n, wobei n = 2, 3, 4, 5,…

1) |PF| >0,5, entspricht |cosφ| >0,5
2) |PF| <0,86, entspricht |sinφ| >0,5

8.1.11.7 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 894: PEMMXU Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Bedarfswerte dem Menüpunkt "Überwachte Daten" hinzugefügt. Aufgezeichnete Daten zum Speichern der minimalen und maximalen Bedarfswerte mit Zeitstempel hinzugefügt.
C	Interne Verbesserungen.
D	Interne Verbesserungen.

8.2 Störschreiber (RDRE)

8.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Störschreiber	RDRE	DR	DFR

8.2.2 Funktionen

Das Gerät ist mit einem Störschreiber mit bis zu 12 analogen und 64 binären Signalkanälen ausgestattet. Die Analogkanäle können so eingestellt werden, dass entweder die Kurvenform oder der Trend von Strom und Spannungen gemessen werden.

Die Analogkanäle können so eingestellt werden, dass die Aufnahmefunktion auslöst, wenn der Messwert unter oder über die eingestellten Werte fällt bzw. steigt. Die Binärsignalkanäle können so eingestellt werden, dass die Aufnahme bei aufsteigender oder fallender Flanke des Binärsignals oder in beiden Fällen beginnt.

Die Binärkanäle werden standardmäßig auf die Aufzeichnung von externen oder internen Gerätesignalen eingestellt, z. B. die Start- oder Auslösesignale der Gerätestufen oder externe Blockier- oder Steuersignale. Binäre Gerätesignale wie Schutzanrege- und Auslösesignale oder ein externes Gerätesteuersignal über den Binäreingang können als Auslöser der Aufnahme eingestellt werden. Die aufgenommenen Informationen werden im nichtflüchtigen Speicher abgelegt und können für spätere Fehleranalysen hochgeladen werden.

8.2.2.1 Aufgezeichnete analoge Eingangssignale

Der Benutzer kann den einzelnen Analogkanälen des Störschreibers beliebige Analogsignale des Schutzgeräts zuordnen, indem der Parameter *Channel selection* auf den entsprechenden Analogkanal eingestellt wird. Außerdem kann der Benutzer jeden Analogkanal des Störschreibers aktivieren und deaktivieren, indem der Parameter *Operation* des entsprechenden Analogkanals auf "ein" oder "aus" gesetzt wird.

Die Aufzeichnung enthält alle Analogkanäle des Störschreibers, die aktiviert sind und denen ein zulässiger Signaltyp zugeordnet ist.

8.2.2.2 Auslösungsvarianten

Die Aufzeichnung kann über eine oder mehrere der folgenden Varianten ausgelöst werden:

- Auslösung gemäß der Zustandsänderung an einem oder mehrerer Binärkanäle des Störschreibers. Der Benutzer kann über den Parameter *Level trigger mode* des entsprechenden Binärkanals die Empfindlichkeit einstellen.
- Auslösung bei Grenzwertüberschreitung an den Analogkanälen des Störschreibers (oberer und unterer Grenzwert)
- Manuelle Auslösung über den Parameter *Trig recording* (LHMI oder Kommunikation)
- Periodische Auslösung.

Unabhängig von der Auslösungsart werden bei jeder Aufzeichnung die Ereignisse "Recording started" und "Recording made" generiert. Das Ereignis "Recording made"

zeigt an, dass die Aufzeichnung im nichtflüchtigen Speicher abgelegt wurde. Außerdem besitzt jeder Analogkanal und Binärkanal des Störschreibers seinen eigenen Parameter *Channel triggered*. Für die manuelle Auslösung steht der Parameter *Manual triggering* und für die periodische Auslösung der Parameter *Periodic triggering* zur Verfügung.

Auslösung über die Binärkanäle

Die Eingangssignale der Binärkanäle des Störschreibers können sich aus beliebigen Digitalsignalen zusammensetzen, die dynamisch zugeordnet werden. Ein veränderter Status eines überwachten Signals löst den Schreiber gemäß der Konfiguration und Einstellungen aus. Die Auslösung an der ansteigenden Flanke eines digitalen Eingangssignals bedeutet, dass die Aufzeichnung beginnt, wenn das Eingangssignal aktiviert ist. Dementsprechend bedeutet die Auslösung auf die abfallende Flanke, dass die Aufzeichnung nach der Auslösung startet, wenn das aktive Eingangssignal zurückgesetzt wird. Die Auslösung kann auch über beide Flanken erfolgen. Sofern gewünscht kann für das überwachte Signal die Auslösung deaktiviert werden. Die Auslösungseinstellung kann über den Parameter *Level trigger mode* des entsprechenden Binärkanals für jeden Binärkanal des Störschreibers individuell eingestellt werden.

Auslösung über die Analogkanäle

Für die Auslösung bei Überschreitung von Grenzwerten kann der Auslösepegel festgelegt werden. Die Grenzwerte können mit den Parametern *High trigger level* und *Low trigger level* des entsprechenden Analogkanals festgelegt werden. Für einen Analogkanal kann gleichzeitig die Auslösung bei Überschreitung des oberen Grenzwertes und auch die Auslösung bei Überschreitung des unteren Grenzwertes aktiviert werden. Wenn die Dauer der Überschreitung des Grenzwertes die Filterzeit von ca. 50 ms übersteigt, löst der Schreiber aus. Wenn der untere Grenzwert unterschritten wird und der Messwert während der Filterzeit unter ca. 0,05 fällt, wird dieser Zustand als Auslösung des Leistungsschalters betrachtet, wodurch der Schreiber nicht auslöst. Dies ist besonders bei Unterspannungssituationen hilfreich. Die Filterzeit von ca. 50 ms ist für alle Auslösungen der Analogkanäle des Störschreibers gleich. Für die Auslösung wird der berechnete Spitzenwert verwendet. Sowohl die Auslösung der Analogkanäle bei Überschreitung des oberen oder unteren Grenzwertes kann deaktiviert werden, indem der entsprechende Auslösepegelparameter auf Null gesetzt wird.

Manuelle Auslösung

Der Schreiber kann über die LHMI oder über die Kommunikation manuell ausgelöst werden, indem der Parameter *Trig recording* auf TRUE gesetzt wird.

Periodische Auslösung

Bei der periodischen Auslösung führt der Schreiber automatisch in bestimmten Zeitintervallen eine Aufzeichnung durch. Der Benutzer kann das Intervall über den Parameter *Periodic trig time* anpassen. Wenn sich der Wert des Parameters ändert, wird die neue Einstellung bei der nächsten periodischen Auslösung wirksam. Bei Einstellung des Parameters auf Null wird die Auslösealternative deaktiviert und die

Einstellung wird sofort übernommen. Wenn eine neue Einstellung ungleich Null sofort übernommen werden soll, muss der Benutzer zuerst den Parameter *Periodic trig time* auf Null setzen und danach den neuen Wert einstellen. Der Benutzer kann mit den überwachten Daten von `Time to trigger`, die rückwärts zählen, die noch verbleibende Zeit bis zur nächsten Auslösung überwachen.

8.2.2.3 Länge der Aufzeichnungen

Der Benutzer kann mit dem Parameter *Record length* die Länge einer Aufzeichnung festlegen. Die Länge wird als die Anzahl der Grundzyklen angegeben.

Unter Berücksichtigung des verfügbaren Speichers und der Anzahl der verwendeten Analogkanäle berechnet der Störschreiber automatisch, wieviel Aufzeichnungen der freie Aufzeichnungsspeicher noch aufnehmen kann. Der Benutzer kann diese Informationen über die überwachten Daten von `Rem. amount of rec` anzeigen. Der für den Schreiber fest reservierte Speicher kann zwei Aufzeichnungen mit einer Länge von zehn Sekunden aufnehmen. Die Aufzeichnungen enthalten Daten aller Analog- und Binärkanäle des Störschreibers mit einer Abtastrate von 32 Messpunkten pro Grundzyklus.

Der Benutzer kann über die überwachten Daten von `Number of recordings` die derzeit im Speicher abgelegte Anzahl an Aufzeichnungen anzeigen. Der derzeit belegte Speicher kann über die überwachten Daten von `Rec. memory used` angezeigt werden. Die Anzeige erfolgt als Prozentwert.

Es sind max. 100 Aufzeichnungen möglich.

8.2.2.4 Abtastfrequenzen

Die Abtastfrequenz der Analogkanäle des Störschreibers ist von der eingestellten Nennfrequenz abhängig. Ein Grundzyklus enthält immer die mit dem Parameter *Storage rate* festgelegte Anzahl an Messpunkten. Da der Zustand der Binärkanäle einmal pro Aufgabenausführung des Störschreibers erfasst wird, beträgt die Abtastfrequenz der Binärkanäle 400 bei einer Nennfrequenz von 50 Hz und 480 bei einer Nennfrequenz von 60 Hz.

Tabelle 895: Abtastfrequenzen des Störschreibers Analogkanäle

Storage rate (Messpunkte pro Grundzyklus)	Aufzeichnungslänge	Die Abtastfrequenz der Analogkanäle bei einer Nennfrequenz von 50 Hz	Die Abtastfrequenz der Binärkanäle bei einer Nennfrequenz von 50 Hz	Die Abtastfrequenz der Analogkanäle bei einer Nennfrequenz von 60 Hz	Die Abtastfrequenz der Binärkanäle bei einer Nennfrequenz von 60 Hz
32	1* Aufzeichnungslänge	1600 Hz	400 Hz	1920 Hz	480 Hz
16	2* Aufzeichnungslänge	800 Hz	400 Hz	960 Hz	480 Hz
8	4* Aufzeichnungslänge	400 Hz	400 Hz	480 Hz	480 Hz

8.2.2.5 Hochladen von Aufzeichnungen

Das Schutzgerät speichert COMTRADE-Dateien im Ordner `C:\COMTRADE\` . Die Dateien können mit dem PCM-Tool oder einem anderen geeigneten Computerprogramm, das auf den Ordner `C:\COMTRADE\` zugreifen kann, hochgeladen werden.

Eine vollständige Störaufzeichnung umfasst zwei COMTRADE-Dateiformate: die Konfigurationsdatei und die Datendatei. Der Dateiname ist für beide Dateiformate gleich. Die Konfigurationsdatei hat die Dateierweiterung .CFG und die Datendatei die Dateierweiterung .DAT.

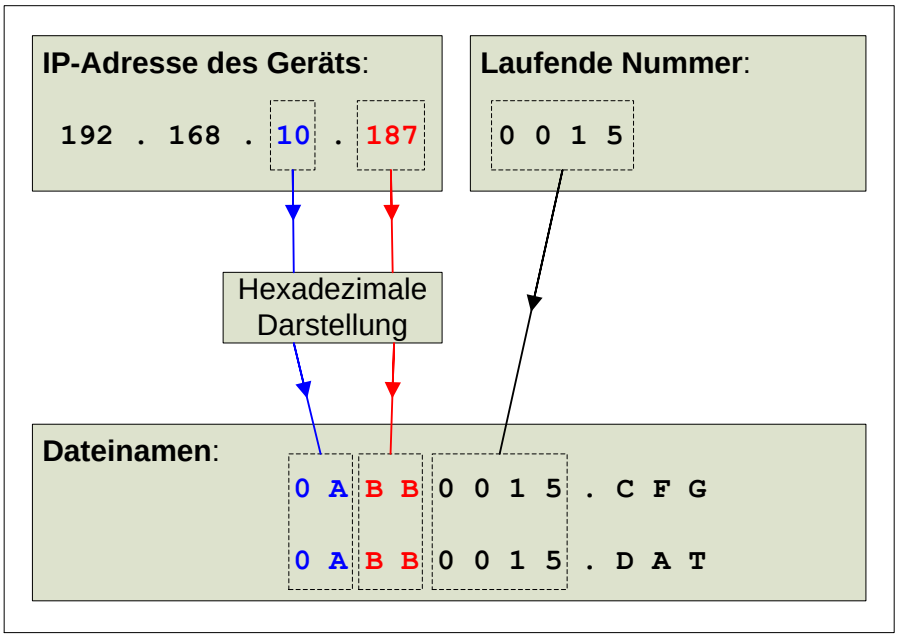


Abb. 506: Dateinamen des Störschreibers

Die Namen der COMTRADE-Dateien setzen sich aus 8 Zeichen und einer 3 Zeichen umfassenden Dateierweiterung zusammen. Der Dateiname enthält die letzten beiden Oktetts der IP-Adresse des Schutzgeräts und eine laufende Nummer von 1 bis 9.999. Für die Oktetts der IP-Adresse wird eine hexadezimale Darstellung verwendet. Die entsprechende Dateierweiterung wird am Ende des Dateinamens angefügt.

8.2.2.6 Löschen von Aufzeichnungen

Es gibt mehrere Möglichkeiten, um Störaufzeichnungen zu löschen. Die Aufzeichnungen können einzeln oder alle gleichzeitig gelöscht werden.

Einzelne Störaufzeichnungen können mit PCM600 oder einem anderen geeigneten Computerprogramm, das am Schutzgerät auf den Ordner `C:\COMTRADE\` zugreifen kann, gelöscht werden. Die Störaufzeichnung wird erst dann aus dem Speicher des Schutzgeräts entfernt, wenn die entsprechenden COMTRADE-Dateien .CFG und .DAT gelöscht wurden. Abhängig von der verwendeten Software muss der Benutzer ggf. beide Dateiformate separat löschen.

Das gleichzeitige Löschen aller Störaufzeichnungen erfolgt entweder mit PCM600 oder mit einem geeigneten Computerprogramm oder in der LHMI im Menü **Clear/ Disturbance records**. Durch das gleichzeitige Löschen aller Störaufzeichnungen wird auch die laufende Vor-Trigger-Aufzeichnung gelöscht.

8.2.2.7 Speichermodus

Die Erfassung der Daten kann am Störschreiber in zwei Modi erfolgen: Kurvenform- und Trendmodus. Der Benutzer kann den Speichermodus mit dem Parameter *Storage mode* des entsprechenden Analog- oder Binärkanals, dem Parameter *Stor. mode manual* für die manuelle Auslösung und dem Parameter *Stor. mode periodic* für die periodische Auslösung individuell für jede Auslösungsquelle einstellen.

Im Kurvenformmodus werden die Messpunkte gemäß den Parametern *Storage rate* und *Pre-trg length* erfasst.

Im Trendmodus wird für jeden aktivierten Analogkanal einmal pro Grundzyklus ein Wert aufgezeichnet. Bei den aufgezeichnetenn Werte handelt es sich um Effektivwerte, die auf Spitzenwerte skaliert sind. Die Binärkanäle des Störschreibers werden im Trendmodus ebenfalls einmal pro Grundzyklus aufgezeichnet.

Im Trendmodus werden nur Nach-Triggerdaten erfasst.

Der Trendmodus ermöglicht Aufzeichnungszeiten von 32 * *Aufzeichnungslänge*.

8.2.2.8 Vor-Trigger- und Nach-Triggerdaten

Die Kurvenformen der Analogkanäle des Störschreibers und die Zustände der Binärkanäle des Störschreibers werden im Historienspeicher des Schreibers

fortlaufend aufgezeichnet. Der Benutzer kann mit dem Parameter *Pre-trg length* prozentual die Zeitdauer der Daten vor der Auslösung, die sogenannte Vor-Triggerzeit, festlegen. Die Zeitdauer der Daten nach der Auslösung, die sogenannte Nach-Triggerzeit, ist die Differenz zwischen der Aufzeichnungslänge und der Vor-Triggerzeit. Durch Ändern der Vor-Triggerzeit werden die Historiendaten und die aktuell erfasste Aufzeichnung zurückgesetzt.

8.2.2.9 Betriebsmodi

Der Störschreiber hat zwei Betriebsmodi: Sättigungs- und Überschreibmodus. Der Benutzer kann mit dem Parameter *Betriebsmodus* den Betriebsmodus des Störschreibers ändern.

Sättigungsmodus

Im Sättigungsmodus können die erfassten Aufzeichnungen nicht durch neue Aufzeichnungen überschrieben werden. Die Erfassung der Daten wird angehalten, wenn der Aufzeichnungsspeicher voll ist, d.h. wenn die maximale Anzahl an Aufzeichnungen erreicht ist. In diesem Fall wird das Ereignis über die Zustandsänderung (TRUE) des Parameters *Memory full* gesendet. Wenn wieder freier Speicher verfügbar ist, wird ein weiteres Ereignis über die Zustandsänderung (FALSE) des Parameters *Memory full* gesendet.

Überschreibmodus

Wenn der Betriebsmodus "Überschreiben" gewählt ist und der Aufzeichnungsspeicher voll ist, wird die älteste Aufzeichnung durch die Vor-Triggerdaten für die nächste Aufzeichnung überschrieben. Bei jedem Überschreiben einer Aufzeichnung wird das Ereignis über die Zustandsänderung des Parameters *Overwrite of rec.* gesendet. Der Überschreibmodus wird empfohlen, wenn es wichtig ist, die aktuellsten Aufzeichnungen im Speicher verfügbar zu haben. Der Sättigungsmodus ist zu bevorzugen, wenn die älteren Aufzeichnungen wichtiger sind.

Neue Auslösungen werden sowohl im Sättigungs- als auch im Überschreibmodus solange blockiert, bis die vorherige Aufzeichnung abgeschlossen ist. Auf der anderen Seite kann eine neue Auslösung akzeptiert werden, bevor alle Vor-Triggermesspunkte für die neue Aufzeichnung erfasst sind. In einem solchen Fall ist die Aufzeichnung viel kürzer, da Vor-Triggermesspunkte fehlen.

8.2.2.10 Ausschlussmodus

Der Ausschlussmodus ist aktiviert, wenn der für den Parameter *Exclusion time* festgelegte Wert größer Null ist. Während des Ausschlussmodus werden neue Auslösungen ignoriert, wenn die Auslösungsgründe die gleichen sind wie in der vorherigen Aufzeichnung. Der Parameter *Exclusion time* legt fest, wie lange der Ausschluss der Auslösungen des gleichen Typs nach einer Auslösung dauern soll. Der Ausschlussmodus wird nur auf die Auslösung der Analog- und Binärkanäle angewendet, nicht auf die periodischen und manuellen Auslösungen.

Wenn der Parameter *Exclusion time* auf Null gesetzt ist, wird der Ausschlussmodus deaktiviert und für die nachfolgenden Aufzeichnungen sind für die Auslösungsarten keine Einschränkungen zu beachten.

Die Einstellung für die Ausschlusszeit gilt global für alle Eingänge, es gibt jedoch für jeden Analog- und Binärkanal des Störschreibers einen individuellen Zähler, der die verbleibende Ausschlusszeit angibt. Der Benutzer kann mit dem Parameter *Exclusion time rem* (nur auf dem Kommunikationsweg sichtbar, IEC 61850-Daten ExclTmRmn) des entsprechenden Analog- und Binärkanals die verbleibende Ausschlusszeit überwachen. Der Parameter *Exclusion time rem* zählt rückwärts.

8.2.3 Konfiguration

Der Störschreiber kann mit PCM600 oder einem anderen Tool, das die Norm IEC 61850 unterstützt, konfiguriert werden.

Der Störschreiber kann mit dem Parameter *Funktion* im Menü **Konfiguration/ Störschreiber/Allgemein** aktiviert und deaktiviert werden.

Jedem Analogkanal des Störschreibers kann ein Analogsignal des Schutzgeräts zugeordnet werden. Die Zuordnung erfolgt über den Parameter *Channel selection* des entsprechenden Analogkanals. Der Name des Analogkanals kann vom Benutzer definiert werden. Er kann durch Eingabe des neuen Namens im Parameter *Channel id text* des entsprechenden Analogkanals geändert werden.

Jedes externe oder interne Digitalsignal des Schutzgeräts, das dynamisch zugeordnet werden kann, kann mit den Binärkanälen des Störschreibers verbunden werden. Dies können z. B. die Start- und Auslösesignale der Schutzfunktionsblöcke oder die externen Binäreingänge des Schutzgeräts sein. Die Verbindung erfolgt durch dynamische Zuordnung des Binärkanals des Störschreibers z. B. über das SMT des PCM600. Es können mehrere Digitalsignale mit einem Binärkanal des Störschreibers verbunden werden. In diesem Fall können die Signale mit logischen Funktionen, wie z. B. AND und OR, kombiniert werden. Um den Namen des Binärkanals zu konfigurieren und zu ändern, kann der neue Name im Parameter *Channel id text* des entsprechenden Binärkanals eingegeben werden.

Beachten Sie, dass der Parameter *Channel id text* in den COMTRADE-Konfigurationsdateien als Kanalkennung verwendet wird.

Die Aufzeichnung enthält immer alle Binärkanäle des Störschreibers. Wenn einer der Binärkanäle deaktiviert ist, lautet der aufgezeichnete Zustand des Kanals durchgehend FALSE und die Zustandsänderungen des entsprechenden Kanals werden nicht aufgezeichnet. Der entsprechende Kanalname für deaktivierte Binärkanäle lautet in der COMTRADE-Konfigurationsdatei "Unused BI".

Um einen Analog- oder Binärkanal des Störschreibers zu aktivieren oder zu deaktivieren kann der Parameter *Operation* des entsprechenden Analog- oder Binärkanals auf "ein" oder "aus" gesetzt werden.

Die Zustände bei manueller Auslösung und periodischer Auslösung werden nicht aufgezeichnet, erzeugen jedoch eine Zustandsänderung für die Statusparameter *Periodic triggering* und *Manual triggering*, die wiederum Ereignisse generieren.

Mit dem Ausgang `TRIGGERED` können die Anzeige-LEDs des Schutzgeräts gesteuert werden. Der Ausgang `TRIGGERED` gibt aufgrund der Auslösung des Störschreibers den Wert TRUE aus, bis alle Daten für die entsprechende Aufzeichnung aufgezeichnet sind.

Die IP-Adresse des Schutzgeräts und der Inhalt des Parameters *Bay name* sind zum Zwecke der Identifizierung in der COMTRADE-Konfigurationsdatei enthalten.

8.2.4 Verwendung

Der Störschreiber wird für die Analysen nach einem Fehler und zur Überprüfung der korrekten Funktion der Schutzgeräte und der Leistungsschalter verwendet. Er kann sowohl analoge als auch binäre Signaldaten aufzeichnen. Die Analogeingänge werden als Momentanwerte aufgezeichnet und in primäre Spitzenwerteinheiten umgewandelt, wenn das Schutzgerät die Aufzeichnungen in das COMTRADE-Format umwandelt.

COMTRADE ist das gängige Standardformat für das Speichern von Störaufzeichnungen.

Die Binärkanäle werden einmal pro Aufgabenausführung des Störschreibers erfasst. Das Intervall der Aufgabenausführung für den Störschreiber ist das gleiche wie für die Schutzfunktionen. Während der COMTRADE-Umwandlung werden die digitalen Statuswerte wiederholt, so dass die Abtastfrequenzen der Analog- und Binärkanäle übereinstimmen. Dies ist für den COMTRADE-Standard erforderlich.

Der Störschreiber entspricht der Version 1999 des COMTRADE-Standards und verwendet das binäre Datendateiformat.

8.2.5 Einstellungen

Tabelle 896: RDRE Allgemeine Einstellungen

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus		1	1=Ein	Störschreiber ein / aus
Aufzeichnungslänge	10...500	Grundzyklen	1	50	Größe der Aufzeichnung in Grundzyklen
Vorlaufzeit	0...100	%	1	50	Länge der Aufzeichnung vor der Auslösung
Ausführungsmodus	1=Sättigung 2=Überschreiben		1	1	Ausführungsmodus des Schreibers
Sperrzeit	0...1 000 000	ms	1	0	Die Zeit, in der Auslösungen desselben Typs ignoriert werden.
Speicherrate	32, 16, 8	Messpunkte pro Grundzyklus		32	Speicherrate der Kurvenformaufzeichnungen
Period. Auslösezeit	0...604 800	s	10	0	Haltezeit zwischen periodischen Auslösungen
Period. Speicherung	0=Kurvenform 1=Trend / Zyklus		1	0	Speichermodus für periodische Auslösung
Manuelle Speicherung	0=Kurvenform 1=Trend / Zyklus		1	0	Speichermodus für manuelle Auslösung

Tabelle 897: RDRE Allgemeine Kanaleinstellungen

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=ein 5=aus		1	1=ein	Analogkanal ist aktiviert oder deaktiviert
Kanalauswahl	0=Deaktiviert 1=Io 2=IL1 3=IL2 4=IL3 5=IoB 6=IL1B 7=IL2B 8=IL3B 9=Uo 10=U1 11=U2 12=U3 13=UoB 14=U1B 15=U2B 16=U3B 17=SI0 18=SI1A[1)] 19=SI2[1)] 20=SU0 21=SU1[1)] 22=SU2[1)] 23=SI0B 24=SI1B[1)] 25=SI2B[1)] 26=SUoB 27=SU1B[1)] 28=SU2B[1)] 29=U12 30=U23 31=U31 32=UL1 33=UL2 34=UL3 35=U12B 36=U23B 37=U31B 38=UL1B 39=UL2B 40=UL3B		0	0=Deaktiviert	Signal auswählen, das von diesem Kanal aufgezeichnet werden soll. Gültige Werte für diesen Parameter sind von der Produktvariante abhängig. Jede Produktvariante enthält nur die Werte, die für die jeweilige Variante gültig sind.
Kanalbeschreibung	0 bis 64 Zeichen, alphanumerisch			DR Analogkanal X	Kennzeichnungstext für den Analogkanal im COMTRADE-Format

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Oberer Auslösepegel	0.00...60.00	pu	0.01	10.00	Hoher Auslösepegel für den Analogkanal
Unterer Auslösepegel	0.00...2.00	pu	0.01	0.00	Niedriger Auslösepegel für den Analogkanal
Speichermodus	0=Kurvenform 1=Trend / Zyklus		1	0	Speichermodus für den Analogkanal

1) Aufzeichenbare Werte sind nur im Trendmodus verfügbar. Im Kurvenformmodus sind Messpunkte für diesen Signaltyp konstant null. Diese Signaltypen können aber verwendet werden, um den Schreiber bei Grenzwertverletzungen des entsprechenden Analogkanals auszulösen.

Tabelle 898: RDRE Allgemeine binäre Kanaleinstellungen

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus		1	5=Aus	Binärkanal ist aktiviert oder deaktiviert
Auslösepegelmodus	1=Pos. oder steigend 2=Neg. oder fallend 3=Beide 4=Keine Pegelauslös.		1	1=Steigend	Auslösepegelmodus für den Binärkanal
Speichermodus	0=Kurvenform 1=Trend / Zyklus		1	0	Speichermodus für den Binärkanal
Kanalbeschreibung	0 bis 64 Zeichen, alphanumerisch			DR Binärkanal X	Kennzeichnungstext für den Analogkanal im COMTRADE-Format

Tabelle 899: RDRE Steuerungsdaten

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Störschrieb starten	0=Abbruch 1=Auslösung				Sörungsaufzeichnung auslösen
Aufzeichnungen löschen	0=Abbruch 1=Löschen				Alle Aufzeichnungen im Speicher löschen

8.2.6 Überwachte Daten

Tabelle 900: RDRE Überwachte Daten

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anzahl Störschriebe	0...100				Anzahl der Aufzeichnungen im Speicher
Verbl. Anz. Schriebe	0...100				Anzahl von Störschrieben die bei gleicher Einstellung noch gespeichert werden können
Aufz.-Speicher verwendet	0...100	%			Speichermodus für den Binärkanal
Restzeit bis Ausl.	0...604 800	s			Restzeit zur nächsten periodischen Auslösung

8.2.7 Verlauf der technischen Revisionen

Tabelle 901: RDRE - Verlauf der technischen Revisionen

Technische Revision	Änderung
B	ChNum geändert in EChNum (RADR). RADR9...12 hinzugefügt (Analogkanal 9 -12). RBDR33...64 hinzugefügt (Binärkanal 33 - 64).
C	Neue Kanäle dem Parameter *Channel selection* hinzugefügt. Auswahlnamen für *Trig Recording* und *Clear Recordings updated*.
D	Symbole in der Einstellung *Channel selection* aktualisiert
E	Neue Kanäle IL1C, IL2C und IL3C dem Parameter *Channel selection* hinzugefügt.
F	Interne Verbesserungen.
G	Interne Verbesserungen.

8.3 Anzeige der Stufenschalterposition (TPOSYLTC)

8.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Anzeige der Stufenschalterposition	TPOSYLTC	TPOSM	84M

8.3.2 Funktionsblock

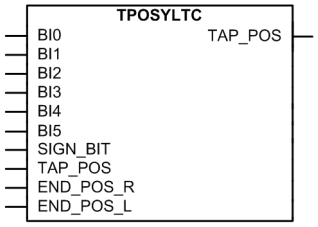


Abb. 507: Funktionsblock

8.3.3 Funktion

Die Funktion TPOSYLTC für die Anzeige der Stufenschalterposition wird für die Überwachung der Stufenschalterstellung verwendet. Die Binäreingänge können für die Umwandlung einer binär codierten Stufenschalterstellung in eine Stufenschalterpositionsanzeige verwendet werden. Die X130 (RTD) Karte ist optional erhältlich und stellt die zu verwendenden RTD-Messfühlerdaten und die vielseitigen Analogeingänge bereit, womit die Überwachung der Stufenschalterposition über mA ermöglicht wird.

Für die 7-Bit-Binäreingänge stehen drei benutzerdefinierbare Umwandlungsmodi zur Verfügung, wobei MSB als SIGN-Bit verwendet wird: boolesche Eingangsdaten im reinen Binärcode in Ausgangsdaten als Ganzzahlen mit Vorzeichen, Eingangsdaten als binär codierte Dezimalzahlen in Ausgangsdaten als Ganzzahlen mit Vorzeichen und binär im GRAY-Code wiedergegebene Eingangsdaten in Ausgangsdaten als Ganzzahlen mit Vorzeichen.

8.3.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus". Wenn die Funktion deaktiviert ist, ändern sich die Informationen über die Stufenschalterposition entsprechend. Steht die Information über die Stufenschalterposition nicht zur Verfügung, sollte diese Funktion über die Einstellung *Funktion* deaktiviert werden.

Die Funktion der Stufenschalterpositions-Anzeigefunktion kann im nachfolgenden Logikdiagramm erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

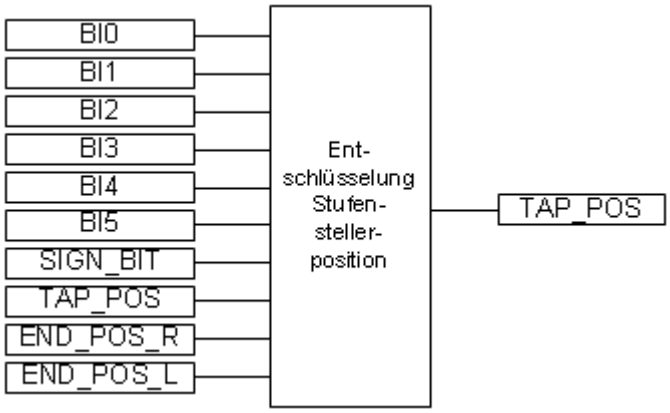


Abb. 508: Logikdiagramm

Decodierer für Stufenschalterposition

Wenn eine Drahtverbindung zum Eingangsanschluss TAP_POS besteht, wird die zugehörige Stufenschalterposition vom Eingang mA oder RTD dekodiert. Wenn keine Drahtverbindung zum Anschluss TAP_POS besteht, wird erwartet, dass die Binäreingänge für die Information zur Stufenschalterposition verwendet werden. Der Wert und die Gültigkeit der Stufenschalterposition werden intern an andere Funktionen weiter gegeben. Der Wert ist über den Menüpunkt "Überwachte Daten" oder als Ausgangssignal TAP_POS verfügbar.

Die Funktion besitzt drei alternative, benutzerdefinierbare Betriebsmodi: "NAT2INT", "BCD2INT" und "GRAY2INT". Der Betriebsmodus wird über die Einstellung *Betriebsmodus* ausgewählt. Mit jedem Betriebsmodus können maximal 6-Bit-codierte Eingangsdaten in 8-Bit-Ausgangsdaten in Ganzzahlen mit Vorzeichen umgewandelt werden. Bei Eingangsdaten mit weniger als sechs Bit (z. B. 19 Stellen mit fünf Bit, wenn die BCD-Codierung verwendet wird) können die restlichen Bits auf FALSE (0) gesetzt werden.

Der Betriebsmodus "NAT2INT" wird gewählt, wenn mithilfe der reinen Binärcodierung die Position des Wandlerstufenschalters angezeigt werden soll. Prinzipiell wird bei der reinen Binärcodierung die Summe der auf TRUE (1) gesetzten Bits berechnet. Das LSB hat den Faktor 1. Jedes nachfolgende Bit hat den vorherigen Faktor multipliziert mit 2. Dies wird auch als Dualcodierung bezeichnet.

Der Betriebsmodus "BCD2INT" wird gewählt, wenn mithilfe der binär verschlüsselten Dezimalcodierung die Position des Wandlerstufenschalters angezeigt werden soll. Prinzipiell wird bei der binär verschlüsselten Dezimalcodierung die Summe der auf TRUE (1) gesetzten Bits berechnet. Die vier Halbbytes (BI3...BI0) besitzen einen typischen Faktor für die reine Binärcodierung. Die Summe der Werte darf nicht größer 9 sein. Wenn die Summe der Halbbytes größer 9 ist, wird das Ausgangssignal für die Überprüfung der Stufenschalterposition als FALSE betrachtet.

Der Betriebsmodus "GRAY2INT" wird gewählt, wenn mithilfe der binär wiedergegebenen GRAY-Codierung die Position des Wandlerstufenschalters angezeigt werden soll. Prinzipiell funktioniert die Gray-Codierung so, dass nur ein Bit den Wert durch aufeinanderfolgende Positionen ändert. Diese Funktion basiert auf dem gängigen binär wiedergegebenen Gray-Code, der von einigen Stufenschaltern verwendet wird. Ändert sich das Bit, das direkt neben dem äußerst rechten Bit platziert ist, so ergibt dies ein neues Muster.

Bei negativen Werten kann der zusätzliche separate Eingang SIGN_BIT verwendet werden. Bei positiven Werten wird der Eingang auf FALSE (0) gesetzt. Wenn SIGN_BIT auf TRUE (1) gesetzt wird und die Zahl negativ wird, sind die restlichen Bits mit denen der codierten positiven Zahl identisch.

In allen zulässigen Fällen wird die Überprüfung der Stufenschalterposition als gut eingestellt. Bei unzulässigen Kombinationen in den binären Eingangsdaten wird die Qualität als schlecht eingestellt. Wenn z.B. der Modus "BCD2INT" ausgewählt wird und die Binärkombination der Eingangsdaten "0001101" ist, liegt eine Ungültigkeit vor. Wenn bei negativen Werten SIGN_BIT auf TRUE (1) gesetzt ist und die Binärkombination der Eingangsdaten "1011011" ist, liegt eine Ungültigkeit vor.

Wenn der Stufenschalter über Hilfskontakte für die Anzeige der Extrempositionen des Stufenschalters verfügt, kann deren Status mit den Eingängen END_POS_R und END_POS_L verbunden werden. Der Status END_POS_R (Endposition höher oder höchste zulässige Stufenschalterposition erreicht) bezeichnet die Extremposition, die zur höchsten Stufennummer im Stufenschalter führt. Der Status END_POS_L (Endposition niedriger oder niedrigste zulässige Stufenschalterposition erreicht) bezeichnet die Extremposition, die zur niedrigsten Stufennummer im Stufenschalter führt. Der Ausgang TAP_POS dient der Übertragung der validierten Stufenschalterposition für die Funktionen, die diese Information benötigen, wie z. B. OLATCC und TRxPTDF. Dies umfasst sowohl die tatsächliche Positionsangabe als auch den Status der erreichten Endpositionen, sofern die Eingänge END_POS_R und END_POS_L verbunden sind.

Tabelle 902: Zulässigkeitstabelle für die Decodierungsmodi

Eingänge							TAP_POS Ausgänge		
SIGN_BIT	BI5	BI4	BI3	BI2	BI1	BI0	NAT2INT	BCD2INT	GRAY2INT
...		...		...		...	...	...	...
1	0	0	0	0	1	1	-3	-3	-2
1	0	0	0	0	1	0	-2	-2	-3
1	0	0	0	0	0	1	-1	-1	-1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
0	0	0	0	0	1	0	2	2	3
0	0	0	0	0	1	1	3	3	2
0	0	0	0	1	0	0	4	4	7

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Eingänge							TAP_POS Ausgänge		
0	0	0	0	1	0	1	5	5	6
0	0	0	0	1	1	0	6	6	4
0	0	0	0	1	1	1	7	7	5
0	0	0	1	0	0	0	8	8	15
0	0	0	1	0	0	1	9	9	14
0	0	0	1	0	1	0	10	9	12
0	0	0	1	0	1	1	11	9	13
0	0	0	1	1	0	0	12	9	8
0	0	0	1	1	0	1	13	9	9
0	0	0	1	1	1	0	14	9	11
0	0	0	1	1	1	1	15	9	10
0	0	1	0	0	0	0	16	10	31
0	0	1	0	0	0	1	17	11	30
0	0	1	0	0	1	0	18	12	28
0	0	1	0	0	1	1	19	13	29
0	0	1	0	1	0	0	20	14	24
0	0	1	0	1	0	1	21	15	25
0	0	1	0	1	1	0	22	16	27
0	0	1	0	1	1	1	23	17	26
0	0	1	1	0	0	0	24	18	16
0	0	1	1	0	0	1	25	19	17
0	0	1	1	0	1	0	26	19	19
0	0	1	1	0	1	1	27	19	18
0	0	1	1	1	0	0	28	19	23
0	0	1	1	1	0	1	29	19	22
0	0	1	1	1	1	0	30	19	20
0	0	1	1	1	1	1	31	19	21
0	1	0	0	0	0	0	32	20	63
0	1	0	0	0	0	1	33	21	62
0	1	0	0	0	1	0	34	22	60
0	1	0	0	0	1	1	35	23	61
0	1	0	0	1	0	0	36	24	56
...		...		...		...	...	...	...

8.3.5 Anwendung

TPOSYLTC stellt anderen Funktionen Informationen über die Stufenschalterposition als Ganzzahlen mit Vorzeichen zur Verfügung, die dann an den Eingang für den Stufenschalter weitergeleitet werden können.

Die Positionsinformation für den Stufenschalter kann mithilfe verschiedener Verfahren kodiert werden, zum Beispiel mit Differentialschutzalgorithmen. In dieser Funktion werden die binären Eingangsdaten im Wandleranschluss als Eingangsdaten für die Funktion verwendet. Das Codierungsverfahren kann durch Einstellen des Modusparameters ausgewählt werden. Als Codierungsverfahren stehen BCD, GRAY und die reine Binärcodierung zur Verfügung. Da die Anzahl der Binäreingänge auf sieben beschränkt ist, sind die Codierungsfunktionen auf sieben Bit begrenzt, einschließlich dem Vorzeichen-Bit, so dass die restlichen sechs Bits für die Codierungsfunktionen zur Verfügung stehen. Bei den Codierungsverfahren BCD, GRAY und bei der reinen Binärcodierung sind die Positionsgrenzwerte für die Stufenschalterpositionen ±39, ±63 und ±63.

In diesem Beispiel ist die Angabe der Stufenschalterposition als mA-Signal vom zugehörigen Messumformer verdrahtet. Die Positionsanzeige ist mit Eingang 1 (AI_VAL1) der Karte X130 (RTD) verbunden. Der Betriebsbereich des Stufenschalters von der minimalen bis zur maximalen Stufe wird zusammen mit einem entsprechenden mA-Signal für die Stufenstellung in XRGGIO130 festgelegt. Da die Werte der XRGGIO130-Ausgänge Gleitkommazahlen sind, müssen die Gleitkommazahlen in Ganzzahlen umgewandelt werden (T_F32_INT8), bevor die Information über die Stufenschalterposition an TPOSYLTC weitergeleitet werden können. Wenn eine Drahtverbindung zum Anschluss TAP_POS besteht, liegt die validierte Stufenschalterstellung am Ausgang TAP_POS an, der mit anderen Funktionen, wie z. B. OLATCC1, verbunden ist. Wenn keine Drahtverbindung zum Anschluss TAP_POS besteht, wird erwartet, dass die Binäreingänge für die Information zur Stufenschalterstellung verwendet werden.

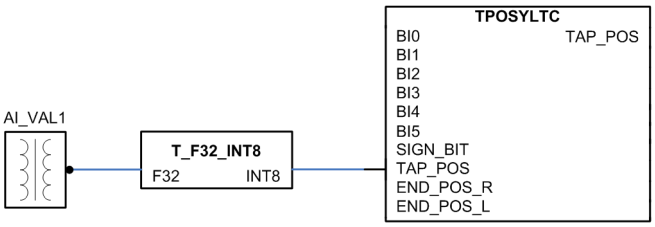


Abb. 509: Beispiel für RTD-/analoge Eingangskonfiguration

8.3.6 Signale

Tabelle 903: TPOSYLTC Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
BI0	BOOLEAN	0=False	Binäreingang 1
BI1	BOOLEAN	0=False	Binäreingang 2
BI2	BOOLEAN	0=False	Binäreingang 3
BI3	BOOLEAN	0=False	Binäreingang 4
BI4	BOOLEAN	0=False	Binäreingang 5
BI5	BOOLEAN	0=False	Binäreingang 6
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Name	Typ	Standard	Beschreibung
SIGN_BIT	BOOLEAN	0=False	Binäreingang Vorzeichenbit
END_POS_R	BOOLEAN	0=False	Endposition höher oder höchste zulässige Stufenschalter-Position erreicht
END_POS_L	BOOLEAN	0=False	Endposition tiefer oder niedrigste zulässige Stufenschalter-Position erreicht
TAP_POS	INT8	0	Anzeige der Stufenschalter-Position

Tabelle 904: TPOSYLTC Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
TAP_POS	INT8	Anzeige der Stufenschalter-Position

8.3.7 Einstellungen

Tabelle 905: TPOSYLTC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Betriebsmodus	1=NAT2INT 2=BCD2INT 3=GRAY2INT			2=BCD2INT	Auswahl des Betriebsmodus

8.3.8 Überwachte Daten

Tabelle 906: TPOSYLTC Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
BI0	BOOLEAN	0=False 1=True		Binäreingang 1
BI1	BOOLEAN	0=False 1=True		Binäreingang 2
BI2	BOOLEAN	0=False 1=True		Binäreingang 3
BI3	BOOLEAN	0=False 1=True		Binäreingang 4
BI4	BOOLEAN	0=False 1=True		Binäreingang 5
BI5	BOOLEAN	0=False 1=True		Binäreingang 6
SIGN_BIT	BOOLEAN	0=False 1=True		Binäreingang Vorzeichenbit
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
END_POS_R	BOOLEAN	0=False 1=True		Endposition höher oder höchste zulässige Stufenschalter-Position erreicht
END_POS_L	BOOLEAN	0=False 1=True		Endposition tiefer oder niedrigste zulässige Stufenschalter-Position erreicht
TAP_POS	INT8	-63...63		Anzeige der Stufenschalter-Position

8.3.9 Technische Daten

Tabelle 907: TPOSYLTC Technische Daten

Beschreibung	Wert
Antwortzeit für Binäreingänge	Üblicherweise 100 ms

8.3.10 Technical revision history

Tabelle 908: TPOSYLTC Technical revision history

Technical revision	Change
B	Added new input `TAP_POS`
C	Internal improvement
D	Added new inputs `END_TPOS_R` and `END_TPOS_L` Added a new output `TAP_POS`

Abschnitt 9 Steuerfunktionen

9.1 Steuerung des Leistungsschalters mit Verriegelungsfunktionalität (CBXCBR), Trennersteuerung (DCXSWI) und Erdungsschaltersteuerung (ESXSWI)

9.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	Gerätenummer nach ANSI/IEEE C37.2
Steuerung des Leistungsschalters mit Verriegelungsfunktionalität	CBXCBR	I<->O CB	I<->O CB
Trennersteuerung	DCXSWI	I<->O DCC	I<->O DCC
Erdungsschaltersteuerung	ESXSWI	I<->O ESC	I<->O ESC

9.1.2 Funktionsblock

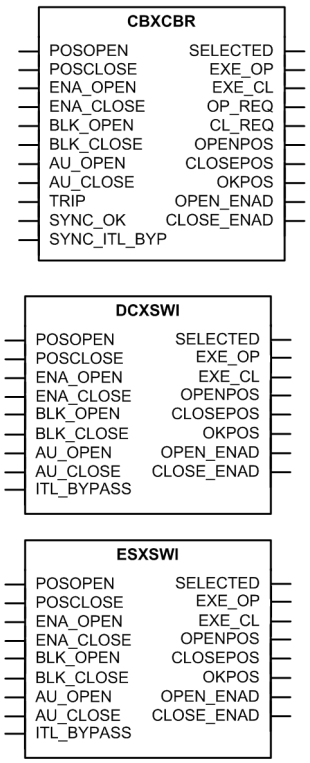


Abb. 510: Funktionsblock

9.1.3 Funktionen

CBXCBR, DCXSWI und ESXSWI sind für Leistungsschalter, Trennschalter und Erdungsschaltersteuerungen sowie für Statusinformationen gedacht. Diese Funktionen führen Befehle aus und werten Blockierbedingungen sowie unterschiedliche Zeitüberwachungsbedingungen aus. Die Funktionen führen einen Ausführungsbefehl nur dann aus, wenn alle Bedingungen darauf hinweisen, dass der Schaltbetrieb zulässig ist. Im Fall einer fehlerhaften Bedingung, zeigt die Funktion einen entsprechenden Ursachenwert an. Die Funktionen wurden entsprechend dem Standard IEC 61850-7-4 mit den logischen Knoten CILO, CSWI und XSWI/XCBR entworfen.

Die Steuerfunktion für Leistungsschalter, Trennschalter und Erdungsschalter verfügt über einen Zähler für die Schließ- und Öffnungszyklen. Der Zählerwert kann vom Betriebsstand oder über die LHMI fernausgelesen und -geschrieben werden.

9.1.4 Funktionsweise

Statusanzeige und Gültigkeitsprüfung

Der Objektzustand wird von zwei digitalen Eingängen definiert, POSAUS und POSEIN, die auch als Ausgänge, AUSPOS und EINPOS, gemeinsam mit OKPOS gemäß Tabelle 909 verfügbar sind. Die Entprellung und kurzzeitige Störungen in einem Eingang werden über Filter entfernt. Die Filterungszeit am Binäreingang kann über den Funktionsblock für jeden digitalen Eingang separat eingestellt werden. Die Gültigkeit der digitalen Eingänge, die auf den Objektzustand hinweist, wird als Zusatzinformation bei der Protokollierung von Anzeigen und Ereignissen eingesetzt. Die Meldung der fehlerhaften oder Zwischenposition des Geräts erfolgt nach der Einstellung *Event delay*, unter der Annahme, dass der Leistungsschalter sich weiterhin in einem entsprechenden Zustand befindet.

Tabelle 909: Statusanzeige

Eingang		Status	Ausgang		
POSAUS	**POSEIN**	**POSITION (Überwachte Daten)**	**OKPOS**	**AUSPOS**	**EINPOS**
1=True	0=False	1=Aus	1=True	1=True	0=False
0=False	1=True	2=Ein	1=True	0=False	1=True
1=True	1=True	3=Fehlerhaft/ Undefiniert (11)	0=False	0=False	0=False
0=False	0=False	0=Zwischen-stellung (00)	0=False	0=False	0=False

Aktivierung und Blockierung

CBXCBR, DCXSWI und ESXSWI verfügen über eine Aktivierungs- und Blockierfunktion für die Sperrung und Kontrolle der Parallelschaltbedingung.

Leistungsschaltersteuerung CBXCBR

Normalerweise wird das Schließen des LS aktiviert (d.h. das Signal CLOSE_ENAD ist TRUE), indem beide Eingänge ENA_CLOSE und SYNC_OK aktiviert werden. Typischerweise stammt ENA_CLOSE von der Sperrung und SYNC_OK von der Synchronitäts- und Einschaltprüfung. Der Eingang SYNC_ITL_BYP kann zum Umgehen dieser Steuerung verwendet werden. Der Eingang SYNC_ITL_BYP kann verwendet werden, um CLOSE_ENAD zu aktivieren und dabei die Eingangszustände ENA_CLOSE und SYNC_OK zu verwerfen. Der Eingang EIN_BLK blockiert dennoch immer den Ausgang CLOSE_ENAD.

Die Logik zum Öffnen des LS (OPEN_ENAD) gleicht der Logik zum Schließen des LS, mit der Ausnahme, dass SYNC_OK ausschließlich beim Schließen verwendet wird. Der Eingang SYNC_ITL_BYP wird sowohl in der Logik CLOSE_ENAD als auch in OPEN_ENAD eingesetzt.

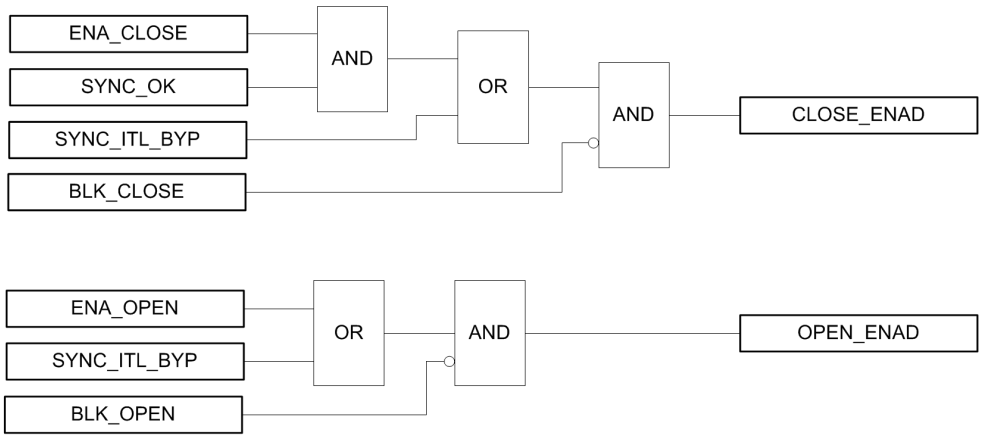


Abb. 511: Aktivier- und Blockierlogik für die Signale CLOSE_ENAD und OPEN_ENAD

Trennschaltersteuerung DCXSWI und Erdungsschaltersteuerung ESXSWI

Normalerweise wird das Schließen von Schaltern aktiviert (d.h. das Signal CLOSE_ENAD ist TRUE), indem der Eingang ENA_CLOSE aktiviert wird. Der Eingang ITL_BYPASS kann zum Umgehen dieser Steuerung verwendet werden. Der Eingang ITL_BYPASS kann verwendet werden, um CLOSE_ENAD zu aktivieren und dabei den Eingangszustand ENA_CLOSE zu verwerfen. Der Eingang EIN_BLK blockiert dennoch immer den Ausgang CLOSE_ENAD.

Die Logik zum Öffnen des LS (OPEN_ENAD) gleicht der zum Schließen des LS. Der Eingang ITL_BYPASS wird sowohl in der Logik CLOSE_ENAD als auch in OPEN_ENAD eingesetzt.

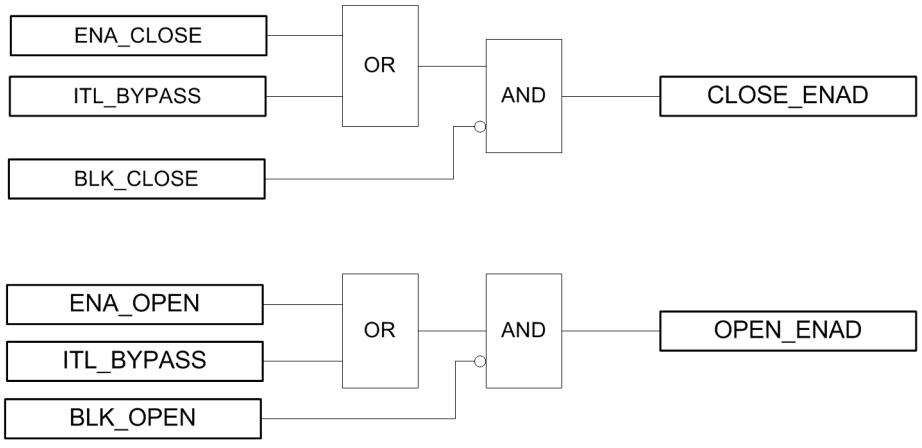


Abb. 512: Aktivier- und Blockierlogik für die Signale CLOSE_ENAD und OPEN_ENAD

Öffnen und Schließen

Das Öffnen und Schließen steht über die Kommunikation, Binäreingänge oder LHMI-Befehle zur Verfügung. Als Voraussetzung für Steuerbefehle stehen einige Aktivierungs- und Blockierfunktionen sowohl für den Öffnungs- als auch Schließbefehl (Signale CLOSE_ENAD und OPEN_ENAD). Wenn der Steuerbefehl bei einer Blockierung ausgeführt wird oder wenn die Aktivierung des entsprechenden Befehls nicht gültig ist, dann erzeugen CBXCBR, DCXSWI und ESXSWI eine Fehlermeldung.

Wenn ein Schließbefehl über die Kommunikation, per LHMI oder über die Aktivierung des Ausgangs AU_CLOSE gegeben wird, dann wird er (der Ausgang EXE_CL) nur ausgeführt, wenn CLOSE_ENAD auf TRUE gesetzt ist.

Wenn die Funktion SECRSYN im Modus “Command” verwendet wird, dann kann der Ausgang CL_REQ in CBXCBR eingesetzt werden. Zunächst ist der Eingang SYNC_OK FALSE. Wenn der Schließbefehl gegeben wird, aktiviert dieser den Ausgang CL_REQ, der nun zu SECRSYN geroutet werden sollte. Der Schließbefehl wird nur dann verarbeitet, wenn SYNC_OK von SECRSYN empfangen wird.

Beim Einsatz von SECRSYN im Modus “Command”, sollte die Einstellung *Operation timeout* von CBXCBR größer sein als die Einstellung *Maximum Syn time* von SECRSYN.

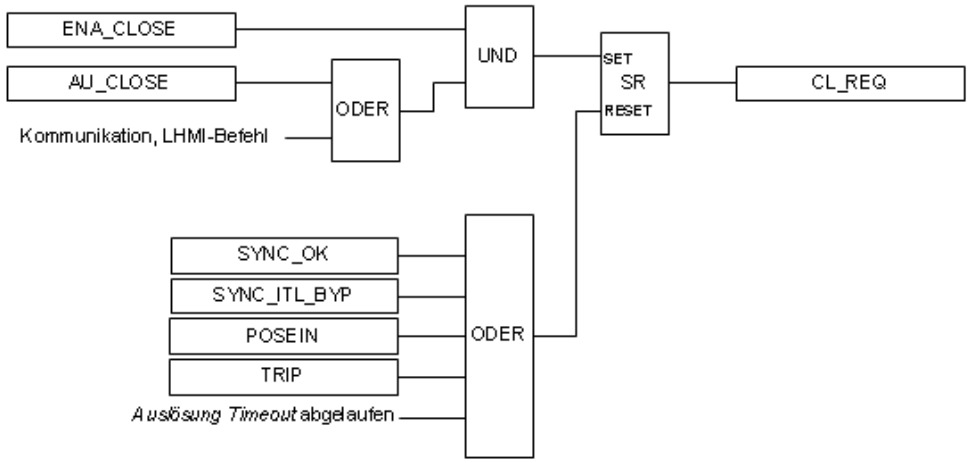


Abb. 513: Bedingung für die Aktivierung der Schließanforderung (CL_REQ) für CBXCBR

Wenn der Öffnungsbefehl über die Kommunikation, per LHMI oder durch Aktivierung des Eingangs AU_OPEN gegeben wird, dann wird er nur dann weiter verarbeitet, wenn OPEN_ENAD TRUE ist. Der Ausgang OP_REQ steht ebenfalls zur Verfügung.

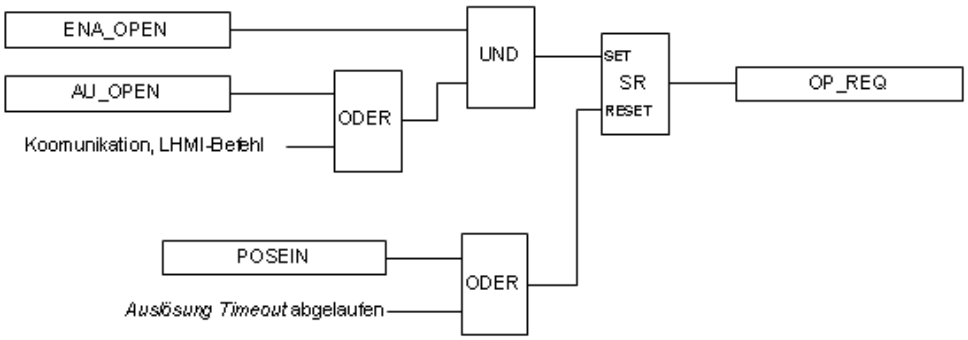


Abb. 514: Bedingung für die Aktivierung der Öffnungsanforderung (OP_REQ) für CBXCBR

Ausgänge zum ÖFFNEN und SCHLIESSEN

Der Ausgang EXE_OP wird aktiviert, wenn der Öffnungsbefehl gegeben wird (AU_OPEN, via Kommunikation oder über die LHMI) und das Signal OPEN_ENAD TRUE entspricht. Zusätzlich können die Auslöseschutzbefehle über den Eingang TRIP durch die Funktion CBXCBR geroutet werden. Wenn der Eingang TRIP TRUE entspricht, dann wird der Ausgang EXE_OP unverzüglich aktiviert und umgeht alle Aktivierungs- und Blockierbedingungen.

Der Ausgang EXE_CL wird aktiviert, wenn der Schließbefehl gegeben wird (AU_CLOSE, via Kommunikation oder über die LHMI) und das Signal CLOSE_ENAD TRUE entspricht. Wenn der Eingang TRIP "TRUE" entspricht, dann ist ein Schließen des LS nicht gestattet.

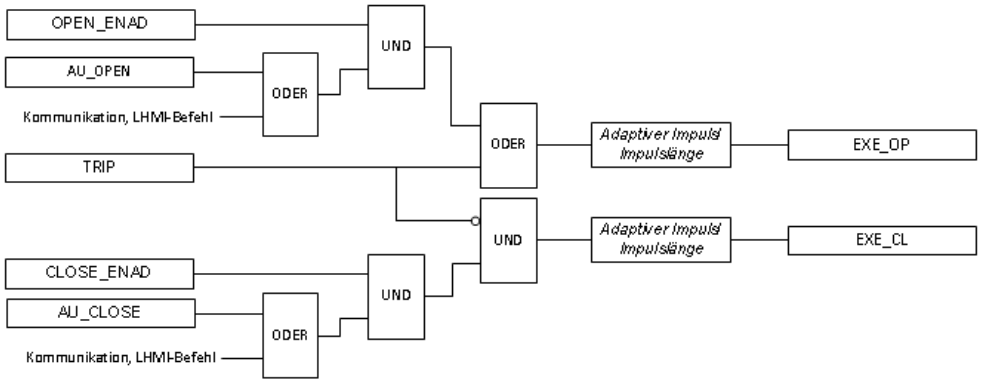


Abb. 515: Logik der Ausgänge zum ÖFFNEN und SCHLIESSEN von CBXCBR

Öffnungs- und Schließimpulslängen

Die Art der Impulslänge kann über die Einstellung *Adaptive pulse* definiert werden. Die Funktion bietet zwei Modi zur Kennzeichnung der Öffnungs- und Schließimpulslängen. Wenn die Einstellung *Adaptive pulse* auf "TRUE" gesetzt wird, dann erzeugt sie eine variable Impulslänge, d.h. dass der Ausgangsimpuls wird

deaktiviert, wenn der Objektzustand anzeigt, dass das Gerät sich im korrekten Zustand gewechselt ist. Wenn das Gerät nicht in den korrekten Zustand wechselt, dann wird der Ausgangsimpuls nach Verstreichen der eingestellten Zeit *Operation timeout* deaktiviert, und eine Fehlermeldung wird angezeigt. Wenn die Einstellung *Adaptive pulse* auf “FALSE” gesetzt wird, verwendet die Funktion immer die maximale Impulslänge, die in der benutzerdefinierbaren Einstellung *Pulse length* festgelegt ist. Die Einstellung *Pulse length* ist für den Öffnungs- und Schließbefehl dieselbe. Wenn das gerät sich bereits in der richtigen Position befindet, dann wird die maximale Impulslänge angegeben.

Die Einstellung *Pulse length* beeinflusst nicht die Länge des Auslöseimpulses.

Steuerungsmethoden

Der Modus für die Befehlsausführung kann mit der Einstellung *Steuerungsmodell* festgelegt werden. Die Alternativen für die Befehlsausführung sind direkte Steuerung und gesicherte Objektsteuerung, mit der die Steuerung gesichert werden kann.

Die gesicherte Objektsteuerung SBO ist ein wichtiges Merkmal der Kommunikationsprotokolle, das eine horizontale Kommunikation unterstützt, weil die Befehlsreservierungs- und Sperrsignale mit einer Sammelschiene übertragen werden können. Alle gesicherten Objektsteuerungsaktivitäten erfordern zweistufige Befehle: eine Auswahlstufe und eine Ausführungsstufe. Die gesicherte Objektsteuerung ist für zahlreiche Aufgaben verantwortlich.

- Befehlsautorität: Stellt sicher, dass die Befehlsquelle auch autorisiert ist, das Objekt zu steuern.
- Gegenseitiger Ausschluss: Stellt sicher, dass jeweils nur eine Befehlsquelle das Objekt steuern kann.
- Verriegelung: Lässt nur sichere Befehle zu
- Ausführung: Überwacht die Befehlsausführung
- Befehlslöschung: löscht sie Ansteuerung eines ausgewählten Objekts.

Bei der direkten Auslösung wird eine einzelne Meldung verwendet, um die Steuerungsaktion eines physischen Geräts einzuleiten. Die direkte Auslösung erfordert geringere Kommunikationsressourcen im Netz und eine geringere Bandbreite als die SBO-Methode, weil das Verfahren weniger Meldungen für eine akkurate Auslösung benötigt.

Der Modus “status-only” zeigt an, dass eine Steuerung über die Kommunikation oder LHMI nicht möglich ist (unsteuerbar). Trotzdem ist es möglich, einen Trennschalter (DCXSWI) über die Eingänge `AU_OPEN` und `AU_CLOSE` anzusteuern.

`AU_OPEN` und `AU_CLOSE` steuern das Objekt direkt, unabhängig vom eingestellten *Control model*. Diese Eingänge können verwendet werden, wenn die Steuerung ausschließlich auf Grundlage der ACT-Logik umgesetzt werden soll und keine zusätzlichen Ausnahmen

gehandhabt werden müssen. Im Fall einer simultanen Öffnungs- und Schließsteuerung, hat die Öffnungssteuerung trotzdem immer den Vorrang.

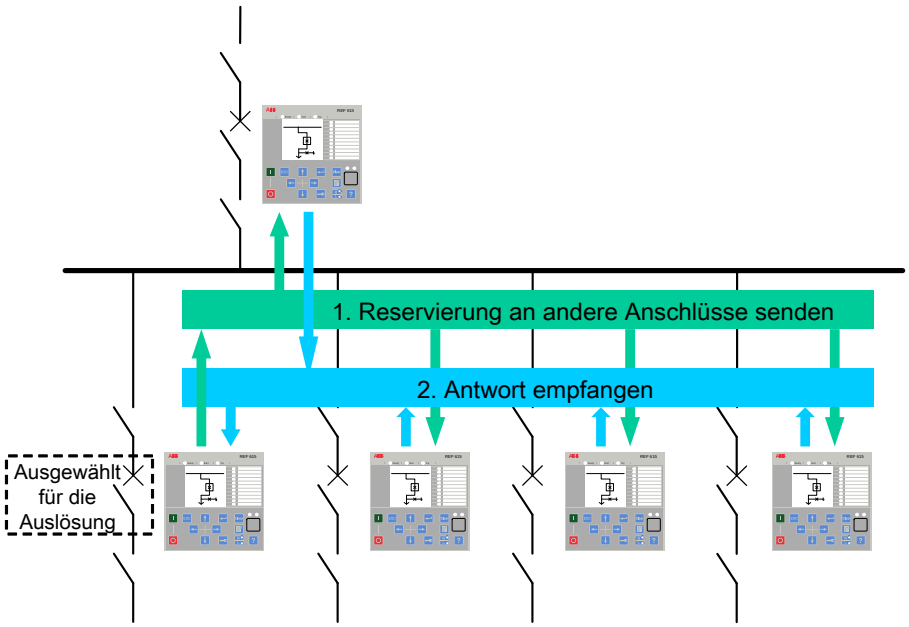


Abb. 516: Steuerungsverfahren der SBO-Methode

Auslösungen an der lokalen/Gegenseite

Die Auswahl lokal/fern beeinflusst CBXCBR, DCXSWI und ESXSWI.

- Lokal: das Öffnen und Schließen über die Kommunikation ist deaktiviert.
- Fern: das Öffnen und Schließen per LHMI ist deaktiviert.
- Die Eingänge `AU_OPEN` und `AU_CLOSE` funktionieren unabhängig von der Auswahl lokal/fern.

9.1.5 Verwendung

In der Automatisierung der Verteilung und Übertragung spielen zuverlässige lokale und Fernsteuerungen und Statusanzeigen der primären Schaltelemente eine tragende Rolle. Sie werden insbesondere in modernen ferngesteuerten Stationen benötigt.

Steuerungs- und Statusanzeigeeinrichtungen können mit CBXCBR, DCXSWI und ESXSWI im selben Paket realisiert werden. Wenn primäre Komponenten in der Einschaltphase angesteuert werden, muss beispielsweise die korrekte Reihenfolge bei der Ausführung der Steuerbefehle sichergestellt werden. Dies kann beispielsweise mit einer Sperrung auf der Grundlage der Statusanzeige der entsprechenden primären

Komponenten geschehen. Die Sperrung auf Stationsebene kann unter Einsatz der IEC61850 GOOSE-Meldungen zwischen den Abgängen erfolgen.

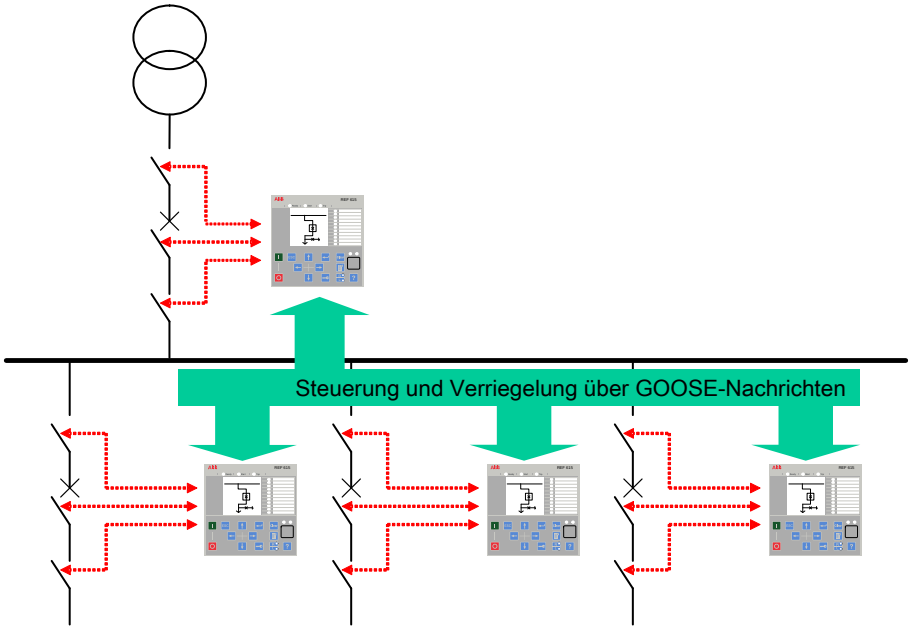


Abb. 517: Statusanzeigebasierte Sperrung über GOOSE-Messaging

9.1.6 Signale

Tabelle 910: CBXCBR – Eingabesignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
POSOFFEN	BOOLEAN	0=False	Rückmeldung der AUS-Stellung vom Gerät[1)]
POSGESCHL	BOOLEAN	0=False	Rückmeldung der EIN-Stellung vom Gerät[1)]
FREIG_ÖFFN	BOOLEAN	1=True	Erlaubt Öffnen
FREIG_SCHL	BOOLEAN	1=True	Freigabe Schließen
BLK_ÖFFN	BOOLEAN	0=False	Ausschalten blockiert
BLK_SCHL	BOOLEAN	0=False	Einschalten blockiert
LS_ÖFFN	BOOLEAN	0=False	Hilfe AUS[1)2)]
LS_SCHL	BOOLEAN	0=False	Hilfe Schließen[1)2)]
AUSLÖSUNG	BOOLEAN	0=False	Auslösesignal
SYNC_OK	BOOLEAN	1=True	Kontrolle der Parallelschaltbedingung OK
SYNC_ITL_BYP	BOOLEAN	0=False	Verhindert die Verriegelung durch die Öffnen- und Schließen-Freigabe

1) Nicht verfügbar für Überwachung
2) Immer direkte Auslösung

Tabelle 911: DCXSWI Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
POSAUS	BOOLEAN	0=False	Gerät in AUS-Stellung
POSEIN	BOOLEAN	0=False	Gerät in EIN-Stellung
ENA_OPEN	BOOLEAN	1=True	Aktiviert Öffnen
ENA_CLOSE	BOOLEAN	1=True	Aktiviert Schließen
AUS_BLK	BOOLEAN	0=False	Blockiert Öffnen
EIN_BLK	BOOLEAN	0=False	Blockiert Schließen
AU_AUS	BOOLEAN	0=False	Ausführung des AUS-Befehls[1)2)]
AU_EIN	BOOLEAN	0=False	Ausführung des EIN-Befehls[1)2)]
ITL_BYPASS	BOOLEAN	0=False	Verwirft ENA_OPEN und ENA_CLOSE Verriegelung, wenn TRUE

1) Nicht verfügbar für Überwachung
2) Immer direkte Auslösung

Tabelle 912: ESXSWI Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
POSAUS	BOOLEAN	0=False	Gerät in AUS-Stellung
POSEIN	BOOLEAN	0=False	Gerät in EIN-Stellung
ENA_OPEN	BOOLEAN	1=True	Aktiviert Öffnen
ENA_CLOSE	BOOLEAN	1=True	Aktiviert Schließen
AUS_BLK	BOOLEAN	0=False	Blockiert Öffnen
EIN_BLK	BOOLEAN	0=False	Blockiert Schließen
AU_AUS	BOOLEAN	0=False	Ausführung des AUS-Befehls[1)2)]
AU_EIN	BOOLEAN	0=False	Ausführung des EIN-Befehls[1)2)]
ITL_BYPASS	BOOLEAN	0=False	Verwirft ENA_OPEN und ENA_CLOSE Verriegelung, wenn TRUE

1) Nicht verfügbar für Überwachung
2) Immer direkte Auslösung

Tabelle 913: CBXCBR – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUSGEWÄHLT	BOOLEAN	Objekt ausgewählt
SCHL_LS_PH_L3	BOOLEAN	Führt Befehl Öffnen aus
AUSF_SCHL	BOOLEAN	Führt Befehl Schließen aus
OP_REQ	BOOLEAN	Anforderung Öffnen
CL_REQ	BOOLEAN	Anforderung Schließen
POSOFFEN	BOOLEAN	Rückmeldung der AUS-Stellung vom Gerät
POSGESCHL	BOOLEAN	Rückmeldung der EIN-Stellung vom Gerät
POS_OK	BOOLEAN	Stellung ist ok
FREIGABE_ÖFFN	BOOLEAN	Öffnen ist erlaubt
FREIGABE_SCHL	BOOLEAN	Schließen ist erlaubt

Tabelle 914: DCXSWI Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
SELECTED	BOOLEAN	Objekt ausgewählt
AUSF_AUS	BOOLEAN	Ausführung des AUS-Befehls
AUSF_EIN	BOOLEAN	Ausführung des EIN-Befehls
AUSPOS	BOOLEAN	Gerät in AUS-Stellung
EINPOS	BOOLEAN	Gerät in EIN-Stellung
OKPOS	BOOLEAN	Geräteposition ist OK
OPEN_ENAD	BOOLEAN	Öffnen ist aktiviert basierend auf dem Eingangsstatus
CLOSE_ENAD	BOOLEAN	Schließen ist aktiviert basierend auf dem Eingangsstatus

Tabelle 915: ESXSWI Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
SELECTED	BOOLEAN	Objekt ausgewählt
AUSF_AUS	BOOLEAN	Ausführung des AUS-Befehls
AUSF_EIN	BOOLEAN	Ausführung des EIN-Befehls
AUSPOS	BOOLEAN	Gerät in AUS-Stellung
EINPOS	BOOLEAN	Gerät in EIN-Stellung
OKPOS	BOOLEAN	Geräteposition ist OK
OPEN_ENAD	BOOLEAN	Öffnen ist aktiviert basierend auf dem Eingangsstatus
CLOSE_ENAD	BOOLEAN	Schließen ist aktiviert basierend auf dem Eingangsstatus

9.1.7 Einstellungen

Tabelle 916: CBXCBR Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Betriebszustand An/Aus
Zeitabschaltung	10000...300000	ms	10000	30000	Auszeit in ms wählen
Pulslänge	10...60000	ms	1	200	Öffnen und Schließen Pulsdauer
Steuermodel	0=Keine Steuerung 1=Direkt 4=Mit Sicherh.-abfr.			4=Mit Sicherh.-abfr.	Steuermodus auswählen
Schalten Wartezeit	10...60000	ms	1	500	Wartezeit für das Schalten des LS
Kennung				CBXCBR1 Schalterposition	Steuerobjektkennung

Tabelle 917: CBXCBR Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Schaltspielzähler	0...10000		1	0	Schalter Ausführungsanzahl
adapt. Schaltimpuls	0=False 1=True			1=True	Impulsabsteuerung bei Erreichen der Endlage
Ereignisverzögerung	0...10000	ms	1	200	Ereignisverzögerung der Zwischenposition
Vendor				0	Anbieter externer Betriebsmittel
Seriennummer				0	Seriennummer externer Betriebsmittel
Modell				0	Modell externer Betriebsmittel

Tabelle 918: DCXSWI Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Betriebsmodus ein/aus
Auszeit auswählen	10000...300000	ms	10000	30000	Auszeit auswählen in ms
Impulslänge	10...60000	ms	1	100	Impulslänge öffnen und schließen
Steuerungsmodell	0=Nur Status 1=Direkt mit normaler Sicherheit 4=SBO mit erweiterter Sicherheit			4=SBO mit erweiterter Sicherheit	Steuerungsmodell auswählen
Auszeit Auslösung	10...60000	ms	1	30000	Auszeit für negativen Abbruch
Kennung				DCXSWI1 Schalterposition	Steuerobjektkennung

Tabelle 919: DCXSWI Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Betriebszähler	0...10000		1	0	Auslösezyklen des Leistungsschalters
Adaptiver Impuls	0=False 1=True			1=True	Stopp an korrekter Position
Ereignisverzögerung	0...60000	ms	1	10000	Ereignisverzögerung der Zwischenstellung
Vendor				0	Anbieter externer Betriebsmittel
Seriennummer				0	Seriennummer externer Betriebsmittel
Modell				0	Modell externer Betriebsmittel

Tabelle 920: ESXSWI Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Betriebsmodus ein/aus
Auszeit auswählen	10000...300000	ms	10000	30000	Auszeit auswählen in ms
Impulslänge	10...60000	ms	1	100	Impulslänge öffnen und schließen
Steuerungsmodell	0=Nur Status 1=Direkt mit normaler Sicherheit 4=SBO mit erweiterter Sicherheit			4=SBO mit erweiterter Sicherheit	Steuerungsmodell auswählen
Auszeit Auslösung	10...60000	ms	1	30000	Auszeit für negativen Abbruch
Kennung				ESXSWI1 Schalterposition	Steuerobjektkennung

Tabelle 921: ESXSWI Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Betriebszähler	0...10000		1	0	Auslösezyklen des Leistungsschalters
Adaptiver Impuls	0=False 1=True			1=True	Stopp an korrekter Position
Ereignisverzögerung	0...60000	ms	1	10000	Ereignisverzögerung der Zwischenstellung
Vendor				0	Anbieter externer Betriebsmittel
Seriennummer				0	Seriennummer externer Betriebsmittel
Modell				0	Modell externer Betriebsmittel

9.1.8 Überwachte Daten

Tabelle 922: CBXCBR – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
STELLUNG	Dbpos	0=Zwischenstell. 1=Offen 2=Geschlossen 3=Defekt		Stromgröße Ph B vorhergehende Abweichung

Tabelle 923: DCXSWI Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
POSITION	Dbpos	0=Zwischenstellung 1=offen 2=geschlossen 3=fehlerhaft		Stellungsanzeige Gerät

Tabelle 924: ESXSWI Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
POSITION	Dbpos	0=Zwischenstellung 1=offen 2=geschlossen 3=fehlerhaft		Stellungsanzeige Gerät

9.1.9 Verlauf der technischen Revisionen

Tabelle 925: CBXCBR - Verlauf der technischen Revisionen

Technische Revision	Änderung
B	Verriegelungs-Bypass-Eingang (ITL_BYPASS) und Ausgänge "Öffnen aktiviert" (OPEN_ENAD)/"Schließen aktiviert" (CLOSE_ENAD) hinzugefügt.ITL_BYPASS umgeht die Zustände ENA_OPEN und ENA_CLOSE.
C	Interne Verbesserung.
D	Eingänge TRIP und SYNC_OK hinzugefügt. Eingang ITL_BYPASS in SYNC_ITL_BYP umbenannt. Ausgänge CL_REQ und OP_REQ hinzugefügt. Die Ausgänge OPENPOS und CLOSEPOS werden im Falle eines fehlerhaften Status (11) zwangsweise auf “FALSE” gesetzt.

Tabelle 926: DCXSWI Technische Änderungshistorie

Technische Revision	Änderung
B	Maximal- und Standardwerte für die Einstellungen *Event delay* jeweils auf 60 s und 10 s eingestellt. Standardwert für die Einstellung *Operation timeout* auf 30 s geändert.
C	Die Ausgänge OPENPOS und CLOSEPOS werden im Falle eines fehlerhaften Status (11) zwangsweise auf “FALSE” gesetzt.

Tabelle 927: ESXSWI Technische Änderungshistorie

Technische Revision	Änderung
B	Maximal- und Standardwerte für die Einstellungen *Event delay* jeweils auf 60 s und 10 s eingestellt. Standardwert für die Einstellung *Operation timeout* auf 30 s geändert.
C	Die Ausgänge OPENPOS und CLOSEPOS werden im Falle eines fehlerhaften Status (11) zwangsweise auf “FALSE” gesetzt.

9.2 Trennerstellungsanzeige (DCSXSWI) und Erderstellungsanzeige (ESSXSWI)

9.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Trennerstellungsanzeige	DCSXSWI	I<->O DC	I<->O DC
Erderstellungsanzeige	ESSXSWI	I<->O ES	I<->O ES

9.2.2 Funktionsblock

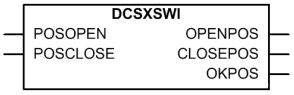


Abb. 518: Funktionsblock

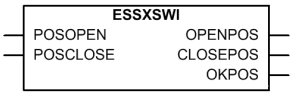


Abb. 519: Funktionsblock

9.2.3 Funktionalität

Die Funktionen DCSXSWI und ESSXSWI dienen der Fern- und lokalen Anzeige der offenen, geschlossenen und undefinierten Zustände des Trenn- und Erdungsschalters. Die Funktionalität beider Funktionen ist identisch, aber jede dient einem bestimmten Zweck, die aus dem Funktionsnamen hervorgeht. Die Statusanzeige der Trennschalter oder Leistungsschaltereinschübe kann beispielsweise mit der Funktion DCSXSWI überwacht werden.

Die Funktionen wurden entsprechend dem Standard IEC 61850-7-4 mit dem logischen Knoten XSWI entworfen.

9.2.4 Funktionsweise

Statusanzeige und Gültigkeitsprüfung

Der Objektzustand wird über die beiden digitalen Eingänge `POSOPEN` und `POSCLOSE` definiert, die auch als Ausgänge `OPENPOS` und `CLOSEPOS` gemeinsam mit `OKPOS` gemäß Tabelle 928 zur Verfügung stehen. Die Entprellungen und kurzzeitigen Störungen in einem Eingang werden über Filter entfernt. Die

Filterungszeit am Binäreingang kann über den Funktionsblock für jeden digitalen Eingang separat eingestellt werden. Die Gültigkeit der digitalen Eingänge, die auf den Objektzustand hinweist, wird als Zusatzinformation bei der Protokollierung von Anzeigen und Ereignissen eingesetzt.

Tabelle 928: Statusanzeige

Eingang		Status	Ausgang		
POSAUS	POSEIN	POSITION (Überwachte Daten)	OKPOS	AUSPOS	EINPOS
1=True	0=False	1=Offen	1=True	1=True	0=False
0=False	1=True	2=Geschlossen	1=True	0=False	1=True
1=True	1=True	3=Fehlerhaft/ Schlecht (11)	0=False	0=False	0=False
0=False	0=False	0=Zwischenzustand (00)	0=False	0=False	0=False

9.2.5 Anwendung

In der Automatisierung der Verteilung und Übertragung spielen zuverlässige lokale und Fernsteuerungen und Statusanzeigen der primären Schaltelemente eine tragende Rolle. Diese Funktionen werden insbesondere in modernen ferngesteuerten Stationen benötigt. Das Einsatzgebiet der Funktionen DCSXSWI und ESSXSWI deckt die Fern- und lokale Anzeige von Status ab, beispielsweise von Trennschaltern, Druckluftschaltern und Erdungsschaltern, die zur niedrigsten Stufe der Stromschaltgeräte ohne Kurzschlusstrennung gehören.

9.2.6 Signale

Tabelle 929: DCSXSWI – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
POSOFFEN	BOOLEAN	0=False	AUS-Signal des Schaltgeräts von E/A[1)]
POSGESCHL	BOOLEAN	0=False	EIN-Signal des Schaltgeräts von E/A[1)]

1) Nicht verfügbar für die Überwachung

Tabelle 930: ESSXSWI – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
POSOFFEN	BOOLEAN	0=False	AUS-Signal des Schaltgeräts von E/A[1)]
POSGESCHL	BOOLEAN	0=False	EIN-Signal des Schaltgeräts von E/A[1)]

1) Nicht verfügbar für die Überwachung

Tabelle 931: DCSXSWI – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
POSOFFEN	BOOLEAN	Vorrichtung offen Position
POSGESCHL	BOOLEAN	Vorrichtung geschlossen Position
POS_OK	BOOLEAN	Stellung ist ok

Tabelle 932: ESSXSWI – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
POSOFFEN	BOOLEAN	Vorrichtung offen Position
POSGESCHL	BOOLEAN	Vorrichtung geschlossen Position
POS_OK	BOOLEAN	Stellung ist ok

9.2.7 Einstellungen

Tabelle 933: DCSXSWI Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Kennung				DCSXSWI1 Schalterposition	Steuerobjektkennung

Tabelle 934: DCSXSWI Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Ereignisverzögerung	0...60000	ms	1	30000	Ereignisverzögerung der Zwischenposition
Vendor				0	Anbieter externer Betriebsmittel
Seriennummer				0	Seriennummer externer Betriebsmittel
Modell				0	Modell externer Betriebsmittel

Tabelle 935: ESSXSWI Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Kennung				ESSXSWI1 Schalterposition	Steuerobjektkennung

Tabelle 936: ESSXSWI Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Ereignisverzögerung	0...60000	ms	1	30000	Ereignisverzögerung der Zwischenposition
Vendor				0	Anbieter externer Betriebsmittel
Seriennummer				0	Seriennummer externer Betriebsmittel
Modell				0	Modell externer Betriebsmittel

9.2.8 Überwachte Daten

Tabelle 937: DCSXSWI – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
STELLUNG	Dbpos	0=Zwischenstell. 1=Offen 2=Geschlossen 3=Defekt		Stromgröße Ph B vorhergehende Abweichung

Tabelle 938: ESSXSWI – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
STELLUNG	Dbpos	0=Zwischenstell. 1=Offen 2=Geschlossen 3=Defekt		Stromgröße Ph B vorhergehende Abweichung

9.2.9 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 939: DCSXSWI Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Maximal- und Standardwerte für die Einstellungen *Event delay* jeweils auf 60 s und 30 s eingestellt.
C	Die Ausgänge `OPENPOS` und `CLOSEPOS` werden im Falle eines fehlerhaften Status (11) zwangsweise auf “FALSE” gesetzt.

Tabelle 940: ESSXSWI Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Maximal- und Standardwerte für die Einstellungen *Event delay* jeweils auf 60 s und 30 s eingestellt.
C	Die Ausgänge `OPENPOS` und `CLOSEPOS` werden im Falle eines fehlerhaften Status (11) zwangsweise auf “FALSE” gesetzt.

9.3 Synchronkontrollautomatik (SECRSYN)

9.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC 61850-Kennung	IEC 60617-Kennung	Gerätenummer nach ANSI/IEEE C37.2
Synchronkontrollautomatik und Freigabe der Parallelschaltung	SECRSYN	SYNC	25

9.3.2 Funktionsblock

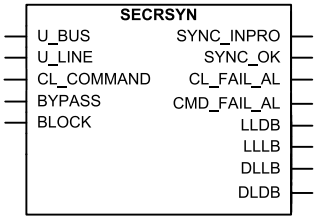


Abb. 520: Funktionsblock

9.3.3 Funktion

Die Synchronitäts- und Einschaltprüffunktion SECRSYN prüft die Bedingungen im Leistungsschalter separater Teile des elektrischen Netzes und gibt die Erlaubnis, den Leistungsschalter zu schließen. SECRSYN beinhaltet Funktionalitäten zur Synchronitäts- und Einschaltprüfung.

Der Betriebsmodus für asynchrone Kommunikation steht asynchronen Systemen zur Verfügung. Die Hauptaufgabe des asynchronen Betriebsmodus ist es, ein geregeltes Schließen der Leistungsschalter bereitzustellen, wenn zwei asynchrone System miteinander verbunden sind.

Der Betriebsmodus Synchronkontrollautomatik prüft, ob die Spannungen auf beiden Seiten des Leistungsschalters vollständig synchronisiert sind. Die Funktion wird verwendet, um eine geregelte Wiederverbindung von zwei Systemen durchzuführen, die nach einer Inselbildung getrennt wurden sowie zum Wiederverbinden des Systems nach einer Wiedereinschaltung.

Die Energizing-Prüffunktion prüft, ob mindestens eine Seite spannungsfrei ist und das Schließen somit sicher durchgeführt werden kann.

Die Funktion enthält eine Blockierfunktion. Funktionsausgänge und Zeitgeber können bei Bedarf blockiert werden.

9.3.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit der Einstellung *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die jeweiligen Parameterwerte sind "On" und "Off".

SECRSYN verfügt über zwei parallele Funktionen: die Synchronkontrollautomatik- und die Freigabe der Parallelschaltung. Die Arbeitsweise der Synchronkontrollautomatik- und Einschaltprüffunktion kann im nachfolgenden Logikdiagramm erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

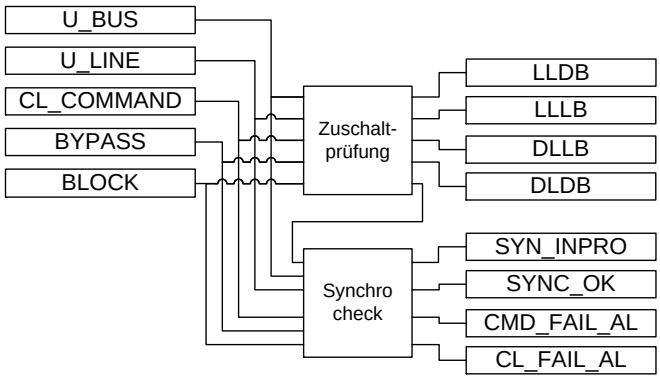


Abb. 521: Funktionsmoduldiagramm

Wenn die Einschaltprüfung erfolgreich verläuft, müssen keine weiteren Bedingungen erfüllt werden, um ein Schließen zu gestatten. Andernfalls kann die Funktion der Synchronkontrollautomatik entweder mit der Spannung U_L1-L2 oder U_L1 eingesetzt werden. Die Auswahl der zu verwendenden Spannungen wird in der Einstellung *VT connection* der allgemeinen Leitungsspannungs-Parameters definiert.

Standardmäßig werden die Spannungen U_BUS und U_LINE angeschlossen, wie in Abbildung 530 dargestellt. Falls erforderlich können die Anschlüsse über die Einstellung *Voltage source switch* auf “True” geschaltet werden.

Energizing-Prüfung

Die Einschaltprüffunktion prüft die Richtung der Spannungsführung. Als Einschaltung wird eine Situation definiert, in der ein spannungsloses Netzsegment mit einem spannungsführenden Teil des Netzes verbunden wird. Die Bedingungen der vom Leistungsschalter zu steuernden Netzabschnitte, d.h. welche Seite spannungsführend und welche spannungslos sein soll, werden über die Einstellung festgelegt. Eine Situation, in der beide Seiten spannungslos sind, ist ebenfalls denkbar. Der eigentliche Wert, über den die spannungslose Leitung definiert wird, ist in den Einstellungen *Dead bus value* und *Dead line value* angegeben. Ähnlich verhält es sich mit den eigentlichen Werten der spannungsführenden Leitung oder

Sammelschiene, die in den Einstellungen *Live bus value* und *Live line value* definiert sind.

Tabelle 941: Spannungsführend/Spannungsfrei-Modus des Vorgangs, unter dem das Schalten ausgeführt werden kann

Spannungsführend/Spannungsfrei-Modus	Beschreibung
Beide spannungsfrei	Sowohl Leitung als auch Sammelschiene spannungslos
Spannungsführende L, spannungsfreier B	Sammelschiene spannungslos und Leitung spannungsführend
Spannungsfreie L, spannungsführender B	Leitung spannungslos und Sammelschiene spannungsführend
Spannungsfreie Sammelschiene, L beliebig	Sowohl Leitung als auch Sammelschiene spannungslos oder Sammelschiene spannungslos und Leitung spannungsführend
Spannungsfreie L, Sammelschiene beliebig	Sowohl Leitung als auch Sammelschiene spannungslos oder Leitung spannungslos und Sammelschiene spannungsführend
Ein(e) spannungsführend, spannungsfrei	Sammelschiene spannungslos und Leitung spannungsführend oder Leitung spannungslos und Sammelschiene spannungsführend
Nicht beide spannungsführend	Sowohl Leitung als auch Sammelschiene spannungslos oder Leitung spannungslos und Sammelschiene spannungsführend oder Leitung spannungslos und Sammelschiene spannungsführend

Wenn die Richtung der Spannungsführung den Einstellungen entspricht, dann muss dieser Zustand für die in der Einstellung *Energizing time* festgelegte Zeit konstant vorliegen, bevor der Leistungsschalter schließen darf. Diese Zeitverzögerung dient dem Zweck, sicherzustellen, dass die spannungslose Seite spannungslos bleibt und auch dass die Situation nicht durch eine vorübergehende Schwankung hervorgerufen wird Wenn die Bedingungen nicht für die festgelegte Auslösezeit andauern, wird der Verzögerungs-Zeitgeber zurückgesetzt und der Vorgang neu gestartet, wenn die Bedingungen dies zulassen. Das Schließen des Leistungsschalters ist nicht gestattet, wenn die gemessene Spannung an der spannungsführenden Seite den eingestellten Wert *Max energizing V* überschreitet.

Der gemessene Spannungszustand steht in den überwachten Daten, im Wert ENERG_STATE sowie in Form der vier Funktionsausgänge `LLDB` (spannungsführende Leitung/spannungslose Sammelschiene), `LLLB` (spannungsführende Leitung/spannungsführende Sammelschiene), `DLLB` (spannungslose Leitung/spannungsführende Sammelschiene) und `DLDB` (spannungslose Leitung/spannungslose Sammelschiene) zur Verfügung, von denen immer nur einer aktiv sein kann. Der gemessene Spannungszustand kann auch “Unbekannt” sein, wenn mindestens eine der gemessenen Spannungen zwischen den Grenzwerten liegt, die für die Parameter der spannungslosen und spannungsführenden Einstellungen vorgesehen sind.

Synchronkontrollautomatik

Die Funktion der Synchronkontrollautomatik misst den Unterschied zwischen der Leitungsspannung und der Sammelschienenspannung. Die Funktion ermöglicht das Schließen des Leistungsschalters, wenn bestimmte Bedingungen gleichzeitig erfüllt sind.

- Die gemessene Leitungs- und Sammelschienenspannung überschreitet die Einstellwerte von *Live bus value* und *Live line value* (ENERG_STATE gleicht "Both Live").
- Die gemessene Sammelschienen- und Leitungsfrequenz liegt jeweils im Bereich zwischen 95 bis 105 Prozent des Werts von f_r.
- Die gemessene Leitungs- und Sammelschienenspannung liegt unter dem Wert *Max energizing V*.

Falls die Einstellung *Syncro check mode* aus "Syncronous" gesetzt ist, müssen die zusätzlichen Bedingungen erfüllt sein.

- Im synchronen Modus wird ein Schließversuch so unternommen, dass die Phasendifferenz beim Schließen bei Null liegt.
- Der Synchronmodus ist nur dann möglich, wenn der Frequenzschlupf unter 0,1 Prozent von f_r liegt.
- Die Spannungsdifferenz darf 1 Prozent des Werts von U_r nicht überschreiten.

Falls die Einstellung *Syncro check mode* aus "Asyncronous" gesetzt ist, müssen die zusätzlichen Bedingungen erfüllt sein.

- Die gemessene Differenz der Spannungen ist kleiner als der mit *Differenzspannung* gesetzte Wert.
- Die gemessene Differenz der Phasenwinkel ist kleiner als der mit *Differenzwinkel* gesetzte Wert.
- Die gemessene Differenz der Frequenz ist kleiner als der mit *Frequenzdifferenz* gesetzte Wert.
- Der geschätzte Schließwinkel des Leistungsschalters wird als kleiner als der mit *Differenzwinkel* gesetzte Wert festgelegt.

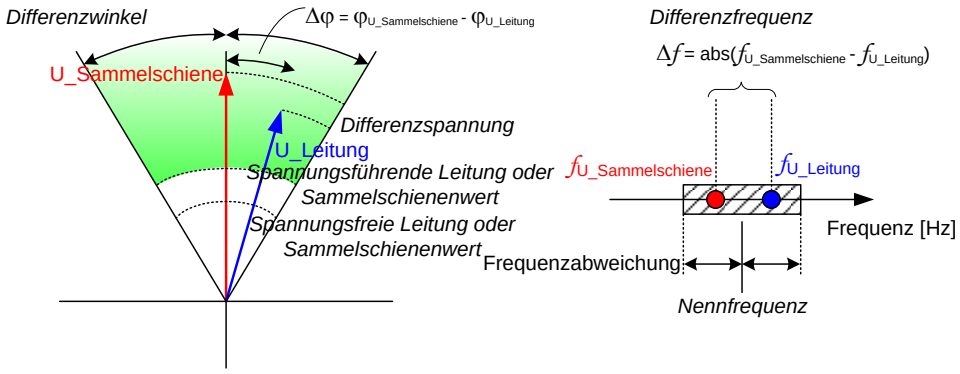


Abb. 522: Bedingungen, die erfüllt sein müssen, wenn Synchronizität zwischen Systemen erkannt wird:

Wenn die Frequenz, der Phasenwinkel und die Spannungsbedingungen erfüllt sind, dann wird die Dauer der Synchronitätsbedingungen geprüft, um sicherzustellen, dass sie weiterhin erfüllt sind, wenn die Bedingung auf der Grundlage der gemessenen Frequenz und Phasenverschiebung ermittelt wird. Je nach Leistungsschalter und Schließsystem, wird eine Verzögerung zwischen dem Senden des Schließsignals bis zum tatsächlichen schließen des Leistungsschalters zwischen 50...250 ms angegeben. Die ausgewählte *Closing time of CB* informiert die Funktion darüber, wie lange die Bedingungen vorliegen müssen. Die Funktion der Synchronkontrollautomatik kompensiert den gemessenen Frequenzschlupf und die Verzögerung des Leistungsschalters. Der Fortschritt des Phasenwinkels wird ständig über die folgende Formel berechnet.

$$Closing\ angle = \left|\left(\angle U_{Bus} - \angle U_{Line}\right)° + \left(\left(f_{Bus} - f_{line}\right) \times \left(T_{CB} + T_{PL}\right) \times 360°\right)\right|$$

(Gleichung 186)

$\angle U_{Bus}$	Gemessener Sammelschienenspannungs-Phasenwinkel
$\angle U_{Leitung}$	Gemessener Leitungsspannungs-Phasenwinkel
f_{Bus}	Gemessene Sammelschienenfrequenz
$f_{Leitung}$	Gemessene Leitungsfrequenz
T_{LS}	Gesamte Leistungsschalter-Schließverzögerung, einschließlich der Verzögerung des Schutzgeräte-Ausgangskontakts, die im Einstellparameterwert *Closing time of CB* definiert ist

Der Schließwinkel ist die geschätzte Winkeldifferenz nach der Schließverzögerung des Leistungsschalters.

Die Einstellungszeit für *Minimum Syn-Zeit* kann, falls erforderlich, gesetzt werden, um die minimale Zeit einzufordern, in der die Bedingungen alle gleichzeitig erfüllt sein müssen, bevor der Ausgang `SYNC_OK` aktiviert wird.

Die gemessenen Werte der Spannungs-, Frequenz- und Phasenwinkeldifferenz zwischen den beiden Seiten des Leistungsschalters werden gemessen und stehen als Werte U_DIFF_MEAS, FR_DIFF_MEAS und PH_DIFF_MEAS in überwachte

Daten zur Verfügung. Auch die Angaben der Bedingungen, die nicht erfüllt sind und daher das Schließen des Leistungsschalters unterbinden, stehen als Werte U_DIFF_SYNC, PH_DIF_SYNC und FR_DIFF_SYNC in überwachte Daten zur Verfügung. Diese Werte in überwachte Daten werden nur dann aktualisiert, wenn die Synchronkontrollautomatik über die Einstellung *Synchro check mode* aktiviert wurde und der gemessene ENERG_STATE "Both Live" entspricht.

Kontinuierlicher Modus

Der kontinuierliche Modus wird aktiviert, indem der Parameter *Control mode* auf "Continuous" eingestellt wird. Im kontinuierlichen Prüfmodus prüft die Synchronkontrollautomatik kontinuierlich die Synchronität. Wenn eine Synchronität erkannt wird (gemäß der Einstellungen), dann wird der Ausgang SYNC_OK auf TRUE (logisch '1') gesetzt und er bleibt so lange auf TRUE eingestellt, solange die Bedingungen erfüllt sind. Der Befehlseingang wird im kontinuierlichen Prüfmodus ignoriert. Der Modus wird in Situationen verwendet, in denen die Synchronkontrollautomatik nur dem Prüfblock die Erlaubnis erteilt, der für das Schließen des LS zuständig ist.

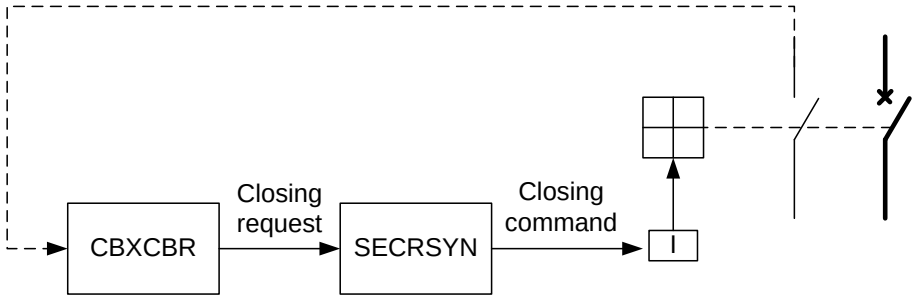


Abb. 523: Ein vereinfachtes Blockdiagramm der Funktion der Synchronkontrollautomatik im kontinuierlichen Modus

Befehlsmodus

Wenn *Control mode* auf "Command" eingestellt wird, dann dient die Synchronkontrollautomatik im Befehlsmodus dazu, den Moment zu ermitteln, in dem die Spannung an beiden Seiten des Leistungsschalters synchron sind. Die Bedingungen für die Synchronität sind erfüllt, wenn die Spannungen an beiden Seiten des Leistungsschalters dieselbe Frequenz aufweisen und mit dem Betrag phasengleich sind, bei dem die betreffenden Sammelschienen oder Leitungen als spannungsführend angesehen werden können.

Im Befehlsmodus ist abgesehen von den normalen Schließbedingungen ein externes Befehlssignal CL_COMMAND erforderlich, um das Schließsignal zu liefern. Im Befehlsmodus schließt die Funktion der Synchronkontrollautomatik selbst den Leistungsschalter über den Ausgang SYNC_OK , wenn die Bedingungen erfüllt sind. In diesem Fall liefert der Steuerfunktionsblock das Befehlssignal zum Schließen der

Funktion der Synchronkontrollautomatik, um einen Schließsignalimpuls für den Leistungsschalter freizugeben. Wenn die Bedingungen zum Schließen während der zulässigen Prüfzeit aus *Maximum Syn time* erfüllt sind, liefert die Funktion der Synchronkontrollautomatik ein Schließsignal an den Leistungsschalter, bevor das Befehlssignal zum Schließen ausgegeben wird.

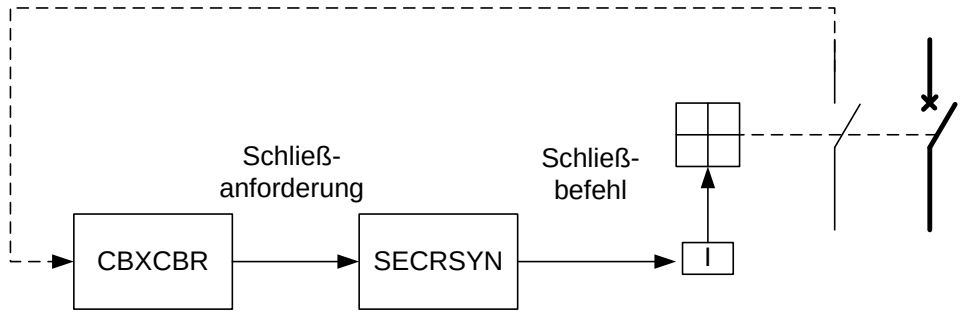


Abb. 524: Ein vereinfachtes Blockdiagramm von SECRSYN im Befehlsmodus

Das Schließsignal wird nur einmal für jedes aktivierte externe Schließbefehlssignal geliefert. Die Impulsdauer des gelieferten Schließsignals wird über die Einstellung *Close pulse* festgelegt.

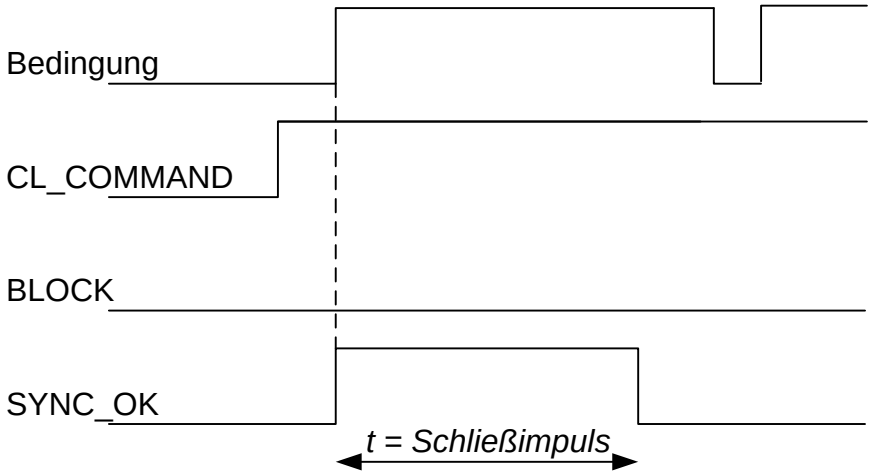


Abb. 525: Bestimmung der Pulslänge des "EIN"-Signal

Im Befehlssteuermodus-Betrieb gibt es Alarme für einen fehlgeschlagenen Schließversuch (`CL_FAIL_AL`) und für ein Befehlssignal, das zu lang aktiviert bleibt (`CMD_FAIL_AL`).

Wenn die Bedingungen zum Schließen nicht innerhalb der eingestellten Zeit aus *Maximum Syn time* erfüllt werden, wird ein Alarm über den fehlgeschlagenen Schließversuch ausgegeben. Das Alarmausgangssignal `CL_FAIL_AL` ist impulsförmig und die Impulslänge beträgt 500 ms. Wird das externe Befehlssignal

vorzeitig entfernt, d.h. bevor die Bedingungen erfüllt sind und der Schließimpuls gegeben wird, dann wird der Alarmzeitgeber zurückgesetzt.

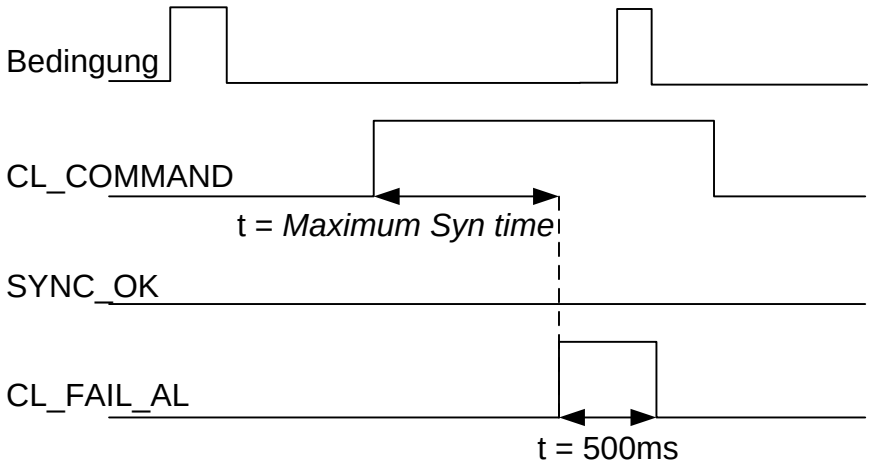


Abb. 526: Bestimmung der Überprüfungszeit für das Schließen

Der Prüfmodus erhält Informationen über den Leistungsschalterstatus und kann daher das an die Funktion der Synchronkontrollautomatik zu liefernde Befehlssignal. Wenn das externe Befehlssignal CL_COMMAND länger als erforderlich aktiv bleibt, dann wird der Alarmausgang `CMD_FAIL_AL` aktiviert. Der Alarm zeigt an, dass das Prüfmodul nach dem Schließen das externe Befehlssignal nicht entfernt hat. Um unnötige Alarme zu vermeiden, sollte die Dauer des Befehlssignals so eingestellt werden, dass die Signallänge immer unter *Maximum Syn time* + 5s liegt.

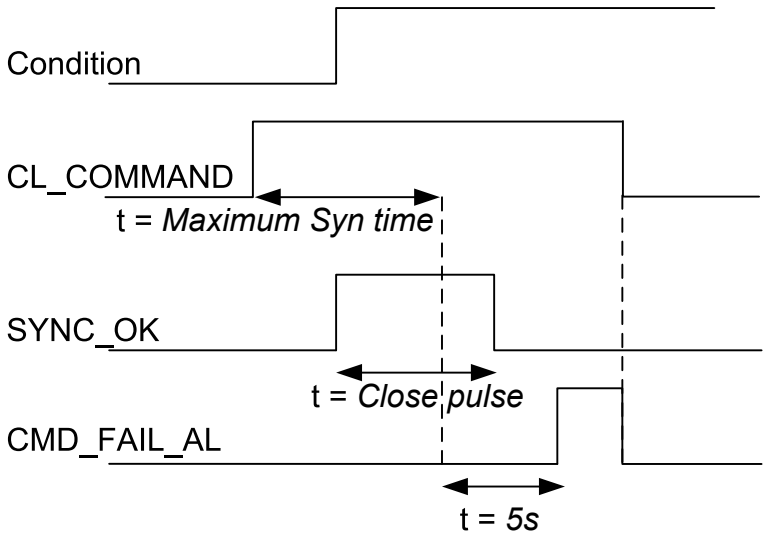


Abb. 527: Bestimmung der Alarmgrenze für ein immer noch aktives Befehlssignal

Das Schließen ist während *Maximum Syn time* gestattet, ab dem Moment, in dem das externe Befehlssignal CL_COMMAND aktiviert wurde. Der Eingang CL_COMMAND muss für die gesamte Zeit aktiv sein, in der auf die Erfüllung der Schließbedingungen gewartet wird. Andernfalls wird der Vorgang gelöscht. Wenn die Bedingungen des Schließbefehls während *Maximum Syn time* erfüllt werden, dann wird ein Schließimpuls an den Leistungsschalter geliefert. Wenn die Schließbedingungen nicht innerhalb der Prüfzeit erfüllt werden, dann wird der Alarm CL_FAIL_AL zur Anzeige eines fehlgeschlagenen Schließversuchs aktiviert. Der Schließimpuls wird nicht geliefert, wenn die Schließbedingungen nach dem Ablauf von *Maximum Syn time* gültig werden. Der Schließimpuls wird für jedes aktivierte externe Befehlssignal nur einmal geliefert, und eine neue Schließbefehlssequenz kann erst erneut veranlasst werden, wenn das externe Befehlssignal zurückgesetzt und erneut aktiviert wird. Der Ausgang SYNC_INPRO wird aktiv, wenn die Schließbefehlssequenz abläuft, und er wird zurückgesetzt, wenn der Eingang CL_COMMAND zurückgesetzt wird oder *Maximum Syn time* abgelaufen ist.

Bypass-Modus

SECRSYN kann auf den Umgehungsmodus gesetzt werden, indem die Parameter *Synchrocheck mode* und *Live dead mode* auf "Off" gestellt werden oder alternativ durch Aktivierung des Eingangs BYPASS.

Im Umgehungsmodus geht SECRSYN davon aus, dass die Schließbedingungen immer erfüllt sind. Andernfalls gleicht die Funktion der des Normalmodus.

Spannungswinkeldifferenz-Anpassung

In Anwendungen, in denen der Leistungswandler zwischen der Spannungsmessung und dem Anschluss der Schaltgruppe liegt, mit einer Phasenverschiebung der Spannungen zwischen der Hoch- und Niederspannungsseite, kann die Winkelanpassung eingesetzt werden, um die Synchronität zu erfüllen.

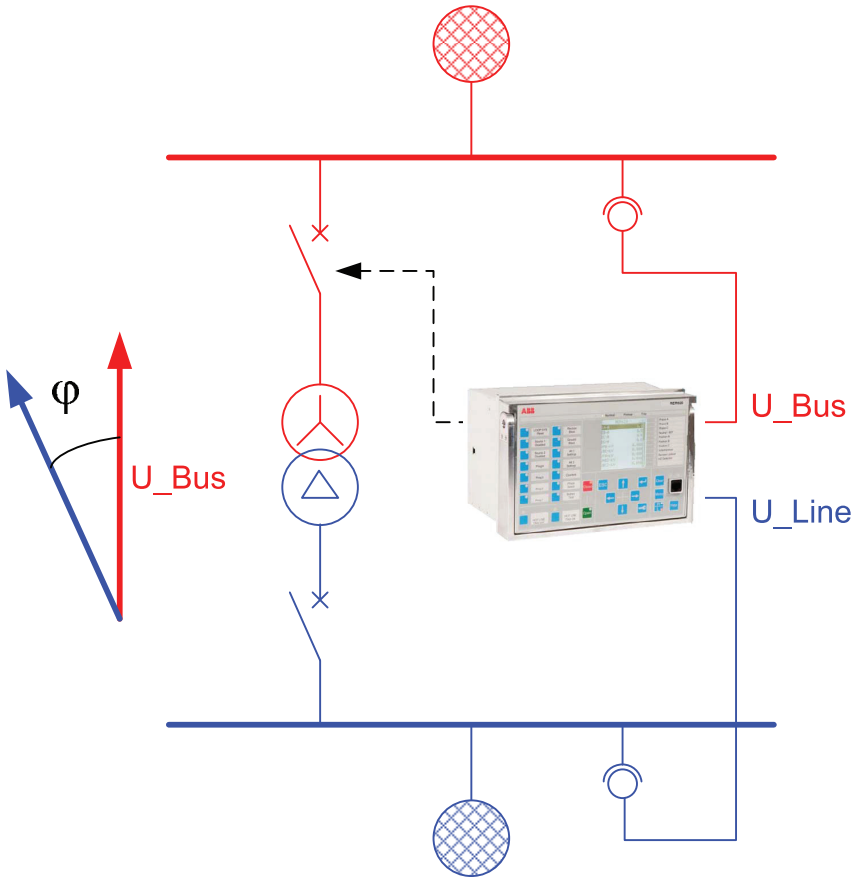


Abb. 528: Winkeldifferenz, wenn der Transformator in der Zone der Synchronkontrollautomatik ist

Die Schaltgruppe des Leistungswandlers wird über Schaltgruppenkennzeichnungen definiert, bei denen der Wert des Stundenzeigers den Zeiger der Niederspannungsseite angibt und der Zeiger der Hochspannungsseite ist immer auf die Kennzeichnung 12 fixiert, die auch Null entspricht. Der Winkel zwischen den Schaltgruppen-Kennzeichnungen beträgt 30 Grad. Beim Vergleich der Phasenwinkel dient der Eingang `U_BUS` immer als Bezugswert. Das bedeutet, dass beim Einsatz des Yd11-Leistungswandlers der Zeiger der Niederspannungsseite immer um 30 Grad vorauseilt oder der Zeiger der Hochspannungsseite immer um 330 Grad nacheilt. Die Drehung der Zeiger erfolgt gegen den Uhrzeigersinn.

Als allgemeine Regel gilt, dass der Zeiger der Niederspannungsseite dem Zeiger der Hochspannungsseite um die Schaltgruppenkennzeichnung * 30º vorauseilt. Dies wird auch als Winkeldifferenzanpassung bezeichnet und kann in SECRSYN über die Einstellung *Phase shift* festgelegt werden.

9.3.5 Verwendung

Der Hauptzweck der Funktion der Synchronkontrollautomatik ist, die Kontrolle über das Schließen des Leistungsschalters in elektrischen Netzen zu bieten, so dass ein Schließen verhindert werden kann, wenn keine Bedingungen für Synchronizität festgestellt werden. Die Funktion wird ebenfalls genutzt, um die Wiederverbindung von zwei Systemen zu zu überprüfen, die nach einer Inselbildung und einer dreipoligen Wiedereinschaltung getrennt wurden.

Der Funktionsblock Synchronkontrollautomatik beinhaltet sowohl die Synchronitäts- als auch die Freigabe der Parallelschaltung, um ein Schließen des Leistungsschalters zu ermöglichen, wenn eine Seite spannungslos ist.

Das Netz und der Generator, der mit dem Netz parallel geschaltet ist, sind über die Leitung AB verbunden. Wenn zwischen A und B ein Fehler auftritt, dann öffnet der Schutz des Geräts die Leistungsschalter A und B. Dadurch wird der fehlerhafte Abschnitt vom Netz getrennt und bildet einen Bogen, der zu einer Beseitigung des Fehlers führt. Der erste Versuch einer Wiedereinschaltung ist eine verzögerte Wiedereinschaltung einige Sekunden später. Die Wiedereinschaltfunktion DARREC gibt dann der Synchronitäts-Prüffunktion ein Befehlssignal zum Schließen des Leistungsschalters A. SECRSYN führt eine Einschaltprüfung durch, da die Leitung AB spannungslos ist (U_BUS> *Live bus value*, U_LINE< *Dead line value*). Nachdem überprüft wurde, ob Leitung AB spannungslos ist und ob die Richtung der Spannungsführung stimmt, schaltet das Gerät die Leitung ein (U_BUS -> U_LINE), indem Leistungsschalter A geschlossen wird. Die programmierbare Steuerung des Kraftwerks erkennt, dass die Leitung eingeschaltet wurde und sendet ein Signal an die andere Funktion der Synchronkontrollautomatik, um den Leistungsschalter B zu schließen. Da beide Seiten des Leistungsschalters B spannungsführend sind (U_BUS > *Live bus value*, U_LINE > *Live bus value*), führt die Funktion der Synchronkontrollautomatik, die Leistungsschalter B steuert, eine Synchronitätsprüfung durch und – falls Netz und Generator synchron laufen – schließt den Leistungsschalter.

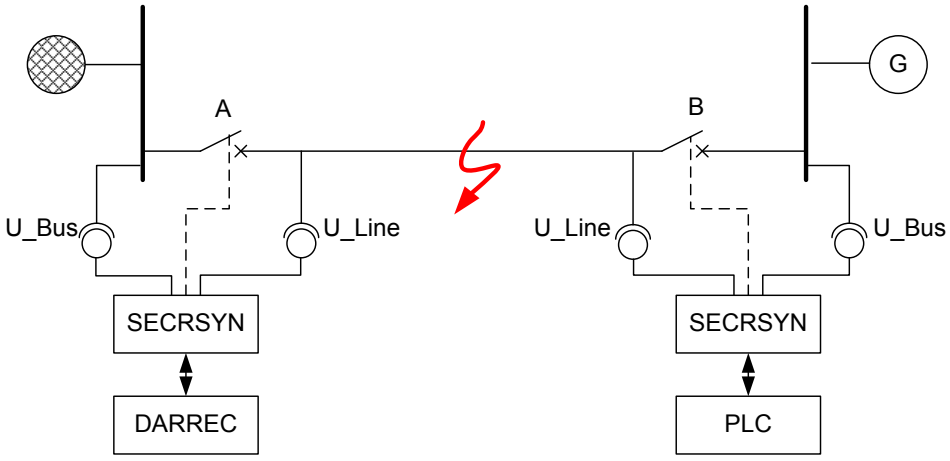


Abb. 529: Funktion der Synchronkontrollautomatik SECRSYN prüft die Spannungsbedingungen und die Synchronität

Anschlüsse

Besonderes Augenmerk gilt dem Anschluss des Schutzgeräts. Außerdem wird überprüft, ob die Verdrahtung an der Primärseite korrekt ist.

Eine fehlerhafte Verdrahtung der Spannungseingänge des Schutzgeräts verursacht eine Fehlfunktion der Synchronkontrollautomatik. Wenn die Drähte eines stromführenden Eingangs verändert wurden, dann ist die Polarität der Eingangsspannung umgekehrt (180°). In diesem Fall gestattet das Schließen des Leistungsschalters in einer Situation, in der die Spannungen in entgegengesetzten Leitern auftreten. Dies kann zu Schäden der elektrischen Geräte im Primärkreis führen. Daher ist es äußerst wichtig, dass die Verdrahtung vom Spannungswandler zu den Anschlüssen an der Schutzgeräterückseite an den Spannungseingängen `U_BUS` (Sammelschienenspannung) und `U_LINE` (Leitungsspannung) einheitlich erfolgt.

Die Verdrahtung sollte anhand der Messwerte der Phasenverschiebung zwischen den Spannungen `U_BUS` und `U_LINE` überprüft werden. Die vom Schutzgerät gemessene Phasenverschiebung muss innerhalb der zulässigen Genauigkeitstoleranzen fast Null betragen. Die gemessene Phasenverschiebungen werden in der LHMI angezeigt. Gleichzeitig wird empfohlen, die Spannungs- und Frequenzdifferenzen in der Ansicht Überwachte Daten zu überprüfen. Diese Werte sollten innerhalb der zulässigen Toleranzen liegen, d.h. fast Null betragen.

In Abbildung 530 ist ein Beispiel dargestellt, in dem die Synchronitätsprüfung beim Schließen eines Leistungsschalters zwischen einer Sammelschiene und einer Leitung eingesetzt wird. Die Leiter-Leiter-Spannungen werden an der Sammelschiene gemessen und eine Leiter-Leiter-Spannung wird an der Leitung gemessen.

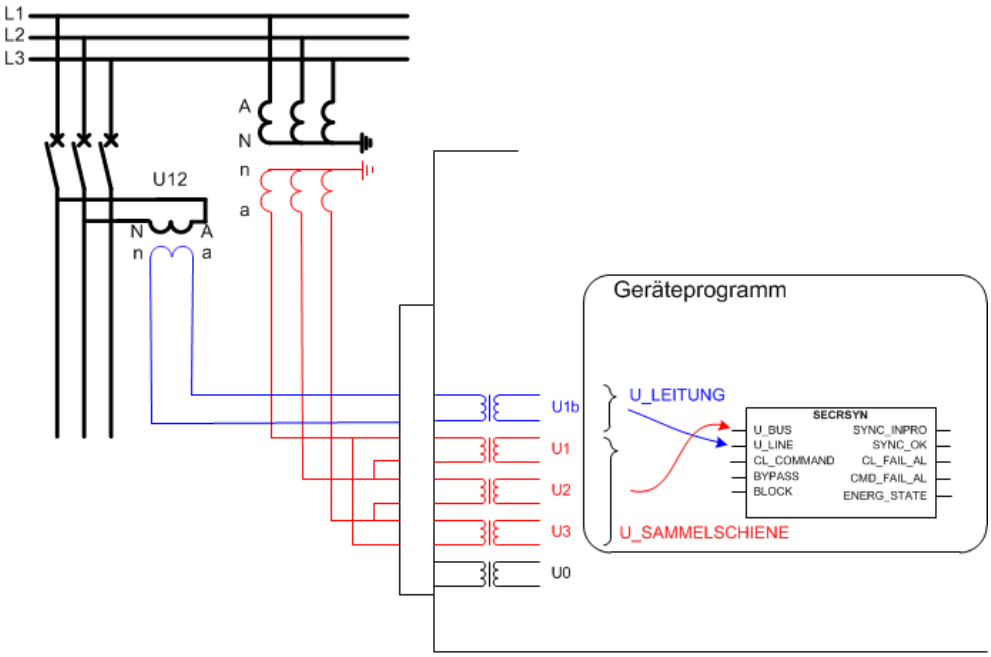


Abb. 530: Anschluss von Spannungen am Schutzgerät und in der Synchronitätsprüfung verwendete Signale

9.3.6 Signale

Tabelle 942: SECRSYN – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
U_BUS	SIGNAL	0	Sammelschienenspannung
U_LINE	SIGNAL	0	Netzspannung
EIN_Befehl	BOOLEAN	0=False	Externe EIN-Anforderung
BYPASS	BOOLEAN	0=False	Anforderung den Synchro- und die Spannung-scheck zu umgehen
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Synchrocheck- und Span-nungscheckfunktion

Tabelle 943: SECRSYN – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
SYNC_INPRO	BOOLEAN	Synchronisierung läuft
SYNC_OK	BOOLEAN	System ist synchron
CL_FAIL_AL	BOOLEAN	LS schließen fehlgeschlagen
CMD_FAIL_AL	BOOLEAN	Anforderung LS schließen fehlgeschlagen
LLDB	BOOLEAN	Spannungsbehafteter Abgang, Spannungsfreie Sammelschiene
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Name	Typ	Beschreibung
LLLB	BOOLEAN	Spannungsführender Zustand des Abgangs und Sammelschiene
DLLB	BOOLEAN	Spannungsfreier Abgang, Spannungsbehaftete Sammelschiene
DLDB	BOOLEAN	Spannungsfreier Abgang, Spannungsfreie Sammelschiene

9.3.7 Einstellungen

Tabelle 944: SECRSYN Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Modus für spannungsfrei /-führend	-1=Aus 1=Beide spannungsfrei 2=Spannungsführende L, spannungsfreier B 3=Spannungsfreie L, Spannungsführend Sch. 4=Spannungsfreie Sch., L beliebig 5=Spannungsfreie L, Sch. beliebig 6=One Live, Dead 7=Beide nicht spannungsführend			1=Beide spannungsfrei	Modus für Spannungsprüfung
Spannungsdifferenz	0.01...0.50	xUn	0.01	0.05	Maximale Spannungsdifferenz
Frequenzdifferenz	0.001...0.100	xFn	0.001	0.001	Maximale Frequenzdifferenz
Winkeldifferenz	5...90	Grad	1	5	Maximaler Differenzwinkel

Tabelle 945: SECRSYN Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Modus der Synchronkontrollautomatik	1=Aus 2=Synchron 3=Asynchron			3=Asynchron	Modus der Synchronkontrollautomatik
Wert für spannungsfreien Abgang	0.1...0.8	xUn	0.1	0.2	Untere Spannungsgrenze Leitung für Energizing-Prüfung
Wert für spannungsführender Abgang	0.2...1.0	xUn	0.1	0.8	Obere Spannungsgrenze Leitung für Energizing-Prüfung
Wert für spannungsfreie Sammelschiene	0.1...0.8	xUn	0.1	0.2	Untere Spannungsgrenze Sammelschiene für Energizing-Prüfung
Wert für spannungsführende Sammelschiene	0.2...1.0	xUn	0.1	0.5	Obere Spannungsgrenze Sammelschiene für Energizing-Prüfung
Max energizing V	0.50...1.15	xUn	0.01	1.05	Maximale Spannung für spannungsführend

Tabelle 946: SECRSYN Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Steuerungsmodus	1=Kontinuierlich 2=Befehl			1=Kontinuierlich	Auswahl für Synchronkontrollautomatik oder kont. Kontrollmodus
Einschaltpuls	200...60000	ms	10	200	LS EIN Impulslänge
Phasenversatz	-180...180	Grad	1	0	Korrektur der gemessenen Phasendifferenz zwischen U_Sammelschine und U_Abgang
Maximale Syn-Zeit	0...60000	ms	10	0	Minimale Zeit zum Akzeptieren der Synchronisierung
Maximale Syn-Zeit	100...6000000	ms	10	2000	Maximale Zeit zum Akzeptieren der Synchronisierung
Spannungsführende Zeit	100...60000	ms	10	100	Zeitverzögerung für den Spannungsfreiheitcheck
Einschaltzeit des Schalters	40...250	ms	10	60	Einschaltzeit des Schalters
Schalter Spannungsquelle	0=False 1=True			0=False	Schalter Spannungsquelle

9.3.8 Überwachte Daten

Tabelle 947: SECRSYN – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
ENERG_STATE	Enum	0=Unbekannt 1=Beide spannungsführend 2=Spannungsführende L, spannungsfreier B 3=Spannungsfreie L, Spannungsführend Sch. 4=Beide spannungsfrei		Spannungsführender Zustand des Abgangs und Sammelschiene
U_DIFF_MEAS	FLOAT32	0.00...1.00	xUn	Berechnete Spannungsamplitudendifferenz
FR_DIFF_MEAS	FLOAT32	0.000...0.100	xFn	Berechnete Spannungs- / Frequenzdifferent
PH_DIFF_MEAS	FLOAT32	0.00...180.00	Grad	Berechnete Spannungs- /Phasenwinkeldifferenz
U_DIFF_SYNC	BOOLEAN	0=False 1=True		Spannungsdifferenz außerhalb der Grenzen für Synchronisierung

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
PH_DIF_SYNC	BOOLEAN	0=False 1=True		Differenz des Phasenwinkels außerhalb der Grenzen für Synchronisierung
FR_DIFF_SYNC	BOOLEAN	0=False 1=True		Frequenzdifferenz außerhalb der Grenzen für Synchronisierung
SECRSYN	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

9.3.9 Technische Daten

Tabelle 948: SECRSYN Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	Abhängig von der Frequenz der gemessenen Spannung, f_n ±1 Hz
	Spannung: ± 3,0% des eingestellten Wertes oder ± 0,01 × U_n Frequenz: ±10 mHz Phasenwinkel: ±3°
Rückfallzeit	< 50 ms
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96
Auslösegenauigkeit im "Definite Time"-Modus	±1,0% des eingestellten Wertes oder ±20 ms

9.3.10 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 949: SECRSYN Technische Änderungshistorie

Technische Änderung	Änderung
B	Interne Verbesserung.
C	Neue Einstellung *Voltage source switch* zum Schalten der Eingangssignale `U_BUS` (Sammelschienenspannung) und `U_LINE` (Leitungsspannung) zwischen den beiden hinzugefügt.

9.4 Automatische Wiedereinschaltung für einen Leistungsschalter (DARREC)

9.4.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Automatische Wiedereinschaltung für einen Leistungsschalter	DARREC	O -> I	79

9.4.2 Funktionsblock

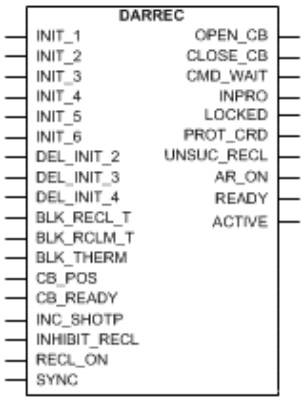


Abb. 531: Funktionsblock

9.4.3 Funktionalität

Bei etwa 80 bis 85 Prozent der Fehler in MV-Freileitungen handelt es sich um transiente Fehler und können automatisch beseitigt werden, indem die Leitung kurz stromlos gemacht wird. Alle übrigen Fehler, also 15 bis 20 Prozent, können nach längeren Unterbrechungen beseitigt werden. Das Stromlosmachen des Fehlerorts für eine bestimmte Dauer wird mithilfe der automatischen Wiedereinschaltung umgesetzt, mit der die meisten Fehler beseitigt werden können.

Im Fall eines permanenten Fehlers folgt der automatischen Wiedereinschaltung eine endgültige Auslösung. Ein permanenter Fehler muss lokalisiert und beseitigt werden, bevor der Fehlerort wieder mit Spannung versorgt werden kann.

Die automatische Wiedereinschaltfunktion DARREC kann mit jedem Leistungsschalter eingesetzt werden, der sich für eine Wiedereinschaltung eignet. Die Funktion bietet fünf programmierbare Wiedereinschaltsequenzen, die eine bis fünf aufeinander folgende Wiedereinschaltungen einer gewünschten Art und Dauer durchführen können, beispielsweise eine in Hochgeschwindigkeit und eine verzögerte.

Wenn die Wiedereinschaltung durch den Start der Schutzfunktion angesprochen wird, kann die Wiedereinschaltfunktion die endgültige Auslösung des Leistungsschalters innerhalb einer kurzen Auslösezeit veranlassen, sofern der Fehler weiterhin besteht, wenn die letzte ausgewählte Wiedereinschaltung durchgeführt wurde.

9.4.3.1 Schutzsignal-Definition

Die Einstellung *Control line* legt fest, welches der Initiierungssignale dem Startsignal und welches dem Auslösesignal entspricht und welches nicht. Anhand dieser Einstellung kann der Benutzer die Blockiersignale von den Schutzsignalen unterscheiden. Die Einstellung *Control line* ist eine Bitmaske, d.h. das niedrigste Bit kontrolliert die Leitung INIT_1 und das höchste Bit die Leitung INIT_6. Nachfolgend sind einige Beispielkombinationen der Einstellung *Control line* aufgeführt:

Tabelle 950: Definition der Einstellung Control line

Einstellung *Control line*	INIT_1	INIT_2 DEL_INIT_2	INIT_3 DEL_INIT_3	INIT_4 DEL_INIT_4	INIT_5	INIT_6
0	andere	andere	andere	andere	andere	andere
1	prot	andere	andere	andere	andere	andere
2	andere	prot	andere	andere	andere	andere
3	prot	prot	andere	andere	andere	andere
4	andere	andere	prot	andere	andere	andere
5	prot	andere	prot	andere	andere	andere
...63	prot	prot	prot	prot	prot	prot

prot = Schutzsignal

andere = kein Schutzsignal

Wenn das entsprechende Bit oder die Bits sowohl in der Einstellung *Control line* als auch Leitung INIT_X TRUE sind:

- wird der Ausgang CLOSE_CB blockiert, bis der Schutz zurückgesetzt wird
- Wenn Leitung INIT_X als Schutzsignal definiert ist und während der Erkennungszeit aktiviert wird, dann wird die Wiedereinschaltfunktion gesperrt
- Wenn Leitung INIT_X als Schutzsignal definiert ist und länger aktiv bleibt als die in der Einstellung *Max trip time* festgelegte Zeit, dann wird die Wiedereinschaltfunktion gesperrt (lange Auslösung)
- Der Ausgang UNSUC_RECL wird nach einer vordefinierten Zeit von zwei Minuten aktiviert (alarmierender Erdfehler).

9.4.3.2 Zonenkoordinierung

Die Zonenkoordinierung wird für die Zonensequenz zwischen den lokalen Schutzeinheiten und den nachgeschalteten Geräten verwendet. An der abfallenden Flanke der Leitung INC_SHOTP wird der Wert des Zykluszeigers so lange um eins inkrementiert, bis ein Zyklus läuft oder bis der Zykluszeiger seinen Höchstwert erreicht hat.

Die abfallende Flanke der Leitung INC_SHOTP wird nicht akzeptiert, wenn einer der Zyklen läuft.

9.4.3.3 Master- und Slave-Schema

Durch das Zusammenwirken zwischen den AWE (automatische Wiedereinschalt)-Einheiten im gleichen Gerät oder zwischen Geräten können aufeinander folgende Wiedereinschaltungen von zwei Schaltern an einem Leitungsende in einer 1½-Schalter-, Doppelschalter- oder einer Ring-Anordnung erreicht werden. Eine Einheit ist als Master definiert und führt die Wiedereinschaltung zuerst aus. Wenn die Wiedereinschaltung erfolgreich ist und keine Auslösung stattfindet, wird die zweite Einheit, der Slave, ausgelöst, um den Wiedereinschaltungszyklus zu vervollständigen. Bei andauernden Fehlern wird die Schalter-Wiedereinschaltung auf den ersten Schalter beschränkt.

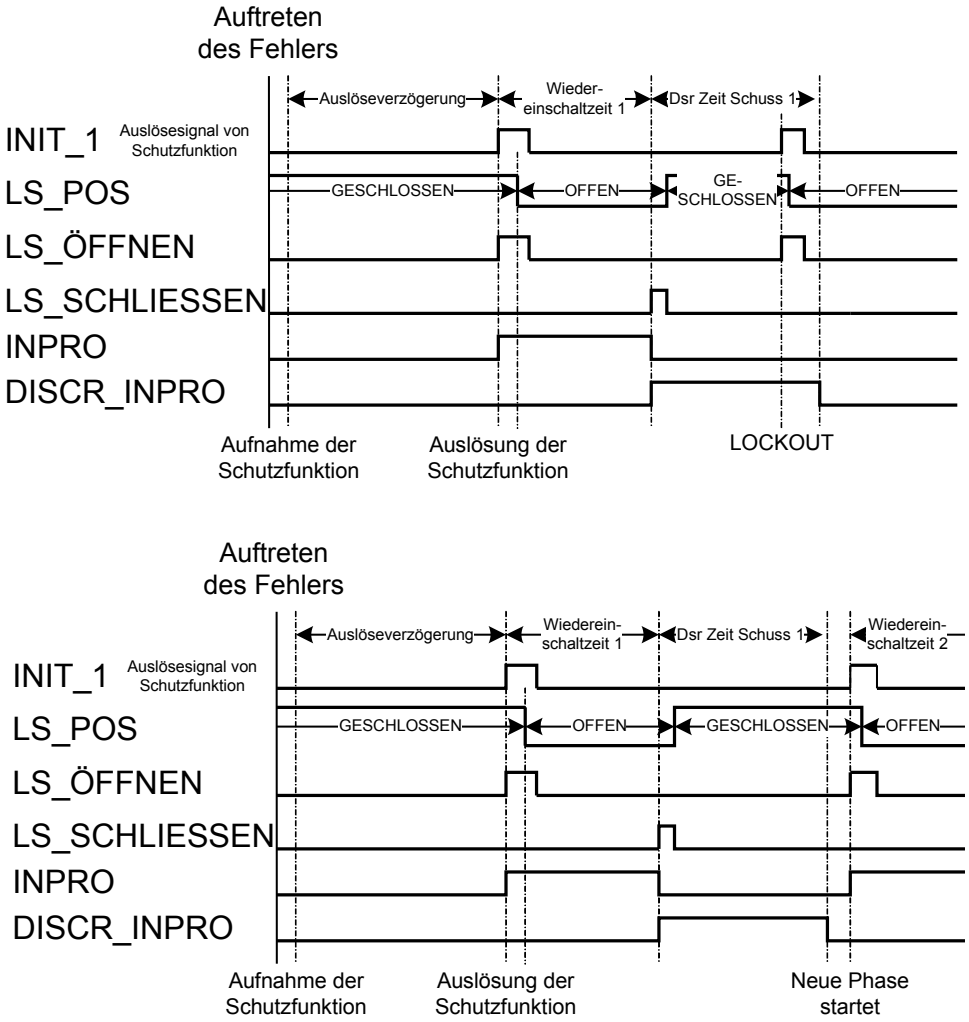


Abb. 532: Master- und Slave-Schema

Wird die AWE-Einheit als Master definiert, indem ihre Anschlusspriorität auf "Hoch" gesetzt wird, treten folgende Punkte in Kraft:

- Die Einheit aktiviert den Ausgang `CMD_WAIT` für den Slave-Einheit mit niedriger Priorität, immer wenn ein Zyklus läuft, eine Wiedereinschaltung fehlschlägt oder der Eingang `BLK_RCLM_T` aktiv ist
- Der Ausgang `CMD_WAIT` wird eine Sekunde nach Freigabe des Wiedereinschaltbefehls zurückgesetzt oder wenn die Sequenz nach Ablauf der Wiedereinschaltdauer fehlgeschlagen ist.

Wird die AWE-Einheit als Slave definiert, indem ihre Terminalpriorität auf "Niedrig" gesetzt wird, treten folgende Punkte in Kraft:

- Die Einheit wartet, bis der Master den Eingang BLK_RECL_T freigegeben hat (der Ausgang CMD_WAIT im Master). Erst nachdem dieses Signal deaktiviert wurde, kann die Wiedereinschaltzeit für die Slave-Einheit gestartet werden.
- Die Slave-Einheit wird gesperrt, wenn der Eingang BLK_RECL_T nicht in der Zeit freigegeben wird, die im Parameter *Max wait time* definiert ist und die dem Start des Wiedereinschaltungszyklus folgt.

Wenn die Anschlusspriorität der AWE-Einheit auf "none" eingestellt wurde, dann überspringt die AWE-Einheit all diese Aktionen.

9.4.3.4 Temperaturüberlastblockierung

Ein Alarm- oder Startsignal des thermischen Überlastschutzes (T1PTTR) kann an den Eingang BLK_THERM geroutet werden, um die Wiedereinschaltsequenz zu blockieren und anzuhalten. Das Signal BLK_THERM beeinflusst den Start der Sequenz nicht. Wenn die Wiedereinschaltzeit abgelaufen ist und der Eingang BLK_THERM ist aktiv, dann ist der Zyklus nicht bereit, bis der Eingang BLK_THERM deaktiviert wird. Sollte der Eingang BLK_THERM länger als die in der Einstellung *Max Thm block time* festgelegte Zeit aktiv bleiben, dann wird die AWE-Funktion gesperrt.

Wenn der Eingang BLK_THERM aktiviert wird, während der "Auto wait" Zeitgeber läuft, dann wird dieser Zeitgeber zurückgesetzt und erneut gestartet, wenn der Eingang BLK_THERM deaktiviert wird.

9.4.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus". Durch Setzen der Einstellung *Operation* auf "Off" werden nicht-flüchtige Zähler wieder zurückgesetzt.

Die Wiedereinschaltung kann mit die Einstellung *Reclosing operation* aktiviert und deaktiviert werden. Diese Einstellung deaktiviert die Funktion nicht, sondern lediglich die Wiedereinschaltfunktionalität. Die Einstellung verfügt über drei Parameterwerte: “Ein”, “External Ctl” und ”Aus”. Der Einstellwert “Ein” aktiviert die Wiedereinschaltung und “Aus” deaktiviert sie. Wenn der Einstellwert “External Ctl” ausgewählt wird, wird die Wiedereinschaltung über den Eingang RECL_ON gesteuert. AR_ON wird aktiviert, wenn die Wiedereinschaltung aktiviert wird.

Die Funktion von DARREC kann anhand eines Logikdiagramms erläutert werden. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

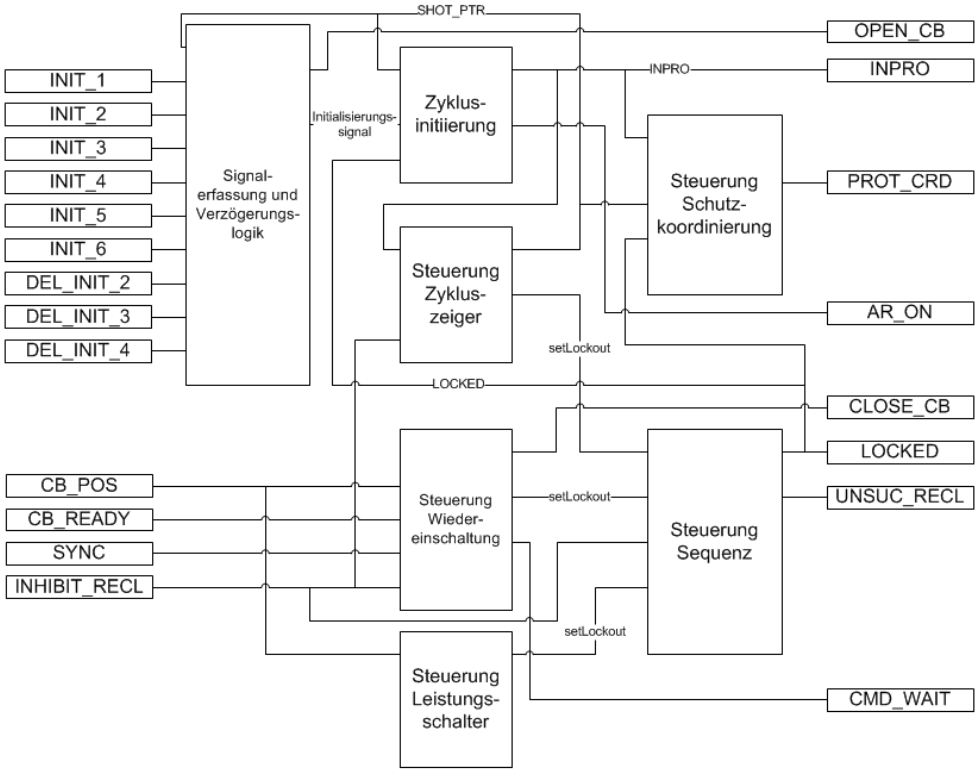


Abb. 533: Logikdiagramm

9.4.4.1 Signalsammlung und Verzögerungslogik

Wenn der Schutz auslöst, dann wird die Initiierung von Wiedereinschaltzyklen in den meisten Fällen über die Eingänge `INIT_1...6` ausgeführt. Die Eingänge `DEL_INIT2...4` werden nicht verwendet. In einigen Ländern wird auch der Start der Schutzstufe zum Initiieren der Wiedereinschaltzyklen verwendet. Dies ist die einzige Gelegenheit, zu der die Eingänge `DEL_INIT` verwendet werden.

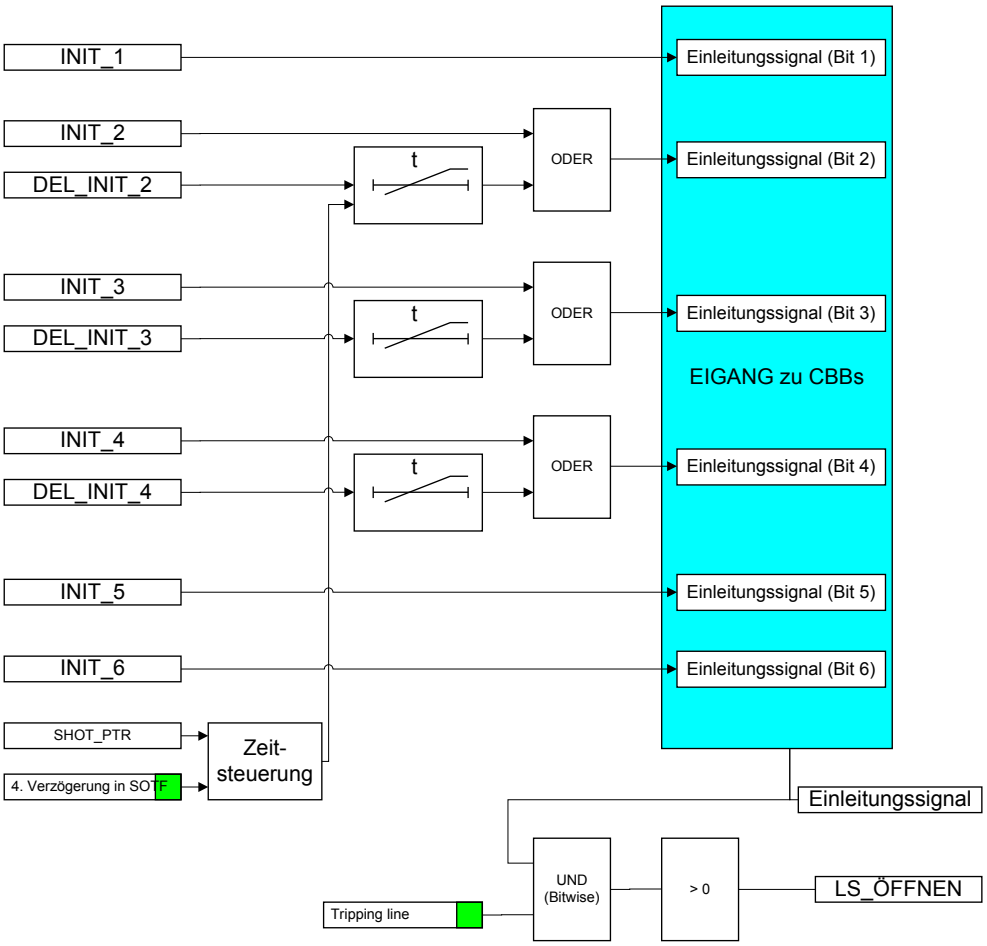


Abb. 534: Schematisches Diagramm der verzögerten Eingangssignale zur Initiierung

Die AWE-Funktion beinhaltet insgesamt sechs separate Leitungen zur Initiierung oder Blockierung der Wiedereinschaltzyklen. Diese Leitungen sind in zwei Kanaltypen untergliedert. In drei dieser Kanäle kann das Signal an die AWE-Funktion verzögert werden, die anderen drei Kanäle hingegen verfügen über keine verzögernde Wirkung.

Jeder Kanal, der sich für die Verzögerung eines Startsignals eignet, verfügt über vier Zeitverzögerungen. Die Zeitverzögerung wird auf der Grundlage des Zykluszeigers der AWE-Funktion ausgewählt. Beim ersten Wiedereinschaltversuch wird die erste Zeitverzögerung ausgewählt. Beim zweiten Versuch die zweite und so weiter. Beim vierten und fünften Versuch gleichen sich die Zeitverzögerungen.

Zeitverzögerungseinstellung des Signals `DEL_INIT_2`

- *Str 2 Verzög. Zyklus 1*
- *Str 2 Verzög. Zyklus 2*
- *Str 2 Verzög. Zyklus 3*
- *Str 2 Verzög. Zyklus 4*

Zeitverzögerungseinstellung des Signals DEL_INIT_3

- *Str 3 Verzög. Zyklus 1*
- *Str 3 Verzög. Zyklus 2*
- *Str 3 Verzög. Zyklus 3*
- *Str 3 Verzög. Zyklus 4*

Zeitverzögerungseinstellung des Signals DEL_INIT_4

- *Str 4 Verzög. Zyklus 1*
- *Str 4 Verzög. Zyklus 2*
- *Str 4 Verzög. Zyklus 3*
- *Str 4 Verzög. Zyklus 4*

Normalerweise erfolgen nur zwei oder drei Wiedereinschaltversuche. Der dritte und vierte Versuch wird lediglich für eine so genannte schnelle abschließende Auslösung zum Sperren eingesetzt.

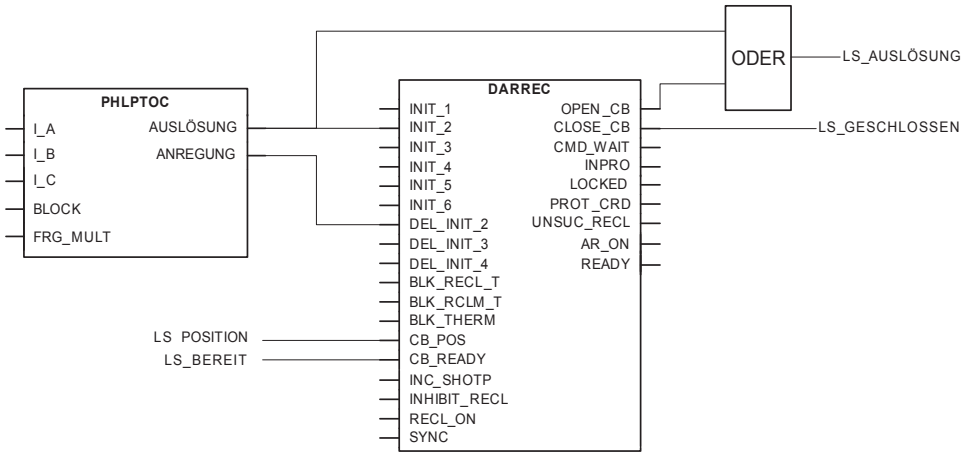


Abb. 535: Beispiel-Wiedereinschaltkonfiguration

Die verzögerten Signale DEL_INIT_2...4 werden nur verwendet, wenn der Wiedereinschaltzyklus über das Startsignal einer Schutzstufe eingeleitet wird. Nach einer Startverzögerung öffnet die AWE-Funktion den Leistungsschalter und ein Wiedereinschaltzyklus wird eingeleitet. Wenn der Zyklus über das Auslösesignal des Schutzes eingeleitet wird, löst die Schutzfunktion den Leistungsschalter aus und leitet gleichzeitig den Wiedereinschaltzyklus ein.

Wenn der Leistungsschalter bei einem Fehler manuell geschlossen wird, d.h. wenn SOTF eingesetzt wird, kann die vierte Zeitverzögerung automatisch eingesetzt werden. Dies wird über die interne Logik der AWE-Funktion und den Parameter *Fourth delay in SOTF* gesteuert.

Eine typische Wiedereinschaltsituation liegt vor, wenn ein Wiedereinschaltzyklus durchgeführt wurde, nachdem der Fehler erkannt wurde. Es gibt zwei Arten solcher

Fälle: Initiierung der Auslösung über das Startsignal des Schutzes und Auslösung über das Auslösesignal des Schutzes. In beiden Fällen ist die Wiedereinschaltsequenz erfolgreich: die Sperrdauer verstreicht und keine neue Sequenz wird eingeleitet.

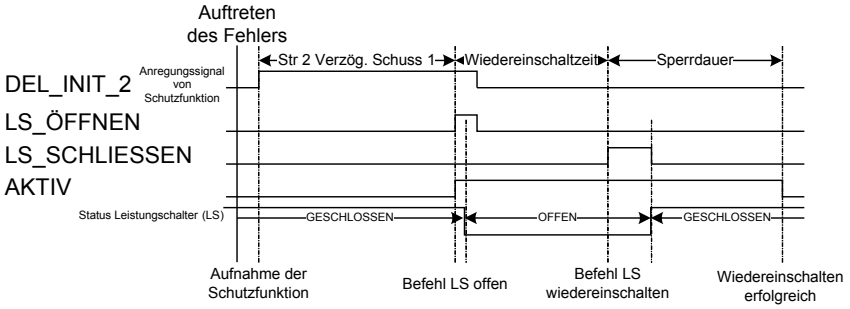


Abb. 536: Signalschema der Wiedereinschaltung bei einer Initiierung über das Startsignal der Schutzfunktion

Der Wiedereinschaltzyklus wird über ein Startsignal der Schutzfunktion eingeleitet, nachdem die Startverzögerungszeit verstrichen ist. Die Wiedereinschaltung wird angeregt, wenn die Zeit der Einstellung *Str 2 delay shot 1* verstrichen ist.

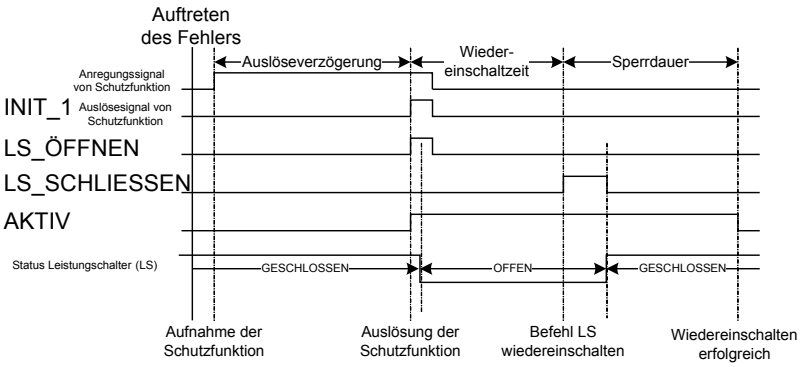


Abb. 537: Signalschema der Wiedereinschaltung nach Initiierung durch das Auslösesignal des Schutzes

Der Wiedereinschaltzyklus wird über ein Auslösesignal der Schutzfunktion eingeleitet. Die Wiedereinschaltung wird angeregt, wenn die Auslösezeit des Schutzes verstrichen ist.

Normalerweise werden alle Auslöse- und Anregesignale verwendet, um einen Wiedereinschaltzyklus einzuleiten und den Leistungsschalter auszulösen. Der Ausgang `ACTIVE` zeigt an, dass eine Wiedereinschaltsequenz läuft. Wenn eines der Eingangssignale `INIT_X` oder `DEL_INIT_X` zum Blockieren eingesetzt werden, muss das entsprechende Bit in der Einstellung *Tripping line* FALSE sein. Damit wird sichergestellt, dass der Leistungsschalter nicht durch dieses Signal ausgelöst wird, d.h. wenn das Signal den Ausgang `OPEN_CB` nicht aktiviert. Der Standardwert der Einstellung beträgt "63", das bedeutet, dass alle Initiierungssignale den Ausgang `OPEN_CB` aktivieren. Das niedrigste Bit der Einstellung *Tripping line* entspricht dem Eingang `INIT_1`, das höchste der Leitung `INIT_6`.

9.4.4.2 Zyklusinitiierung

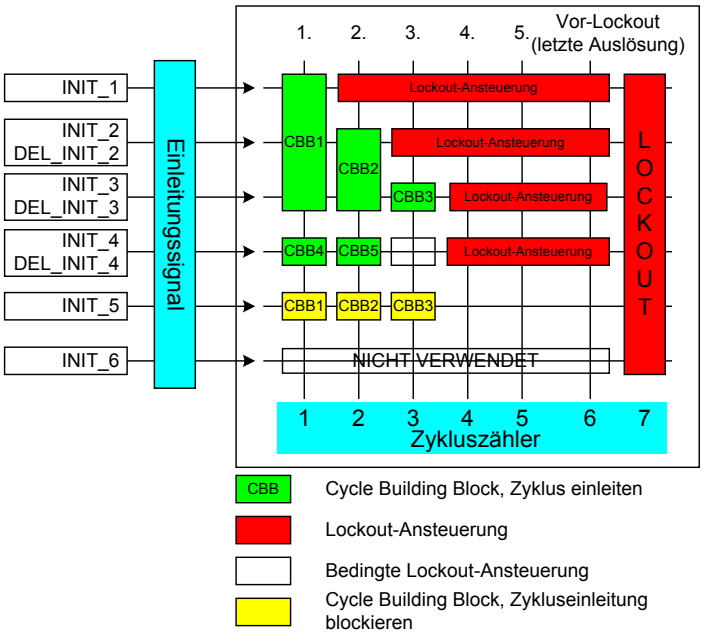


Abb. 538: Beispiel eines Wiedereinschaltprogramms mit einer Matrix für das Wiedereinschaltschema

In der AWE-Funktion kann jeder Zyklus so programmiert werden, dass er an einer beliebigen Stelle der Wiedereinschaltungsschema-Matrix beginnt. Die Zyklen sind wie Bausteine, die zur Konstruktion des Wiedereinschaltungsprogramms verwendet werden. Bei den Bausteinen handelt es sich um so genannte CBBs. Alle Bausteine gleichen sich und verfügen über Einstellungen, welche die Anzahl der Versuche (Spalten in der Matrix), die Initiierungs- oder Blockiersignale (Zeilen in der Matrix) und die Wiedereinschaltzeit des Zyklus angeben.

Die Einstellungen der CBB-Konfiguration sind die folgenden:

- *Erste...Siebte Wiedereinschaltzeit*
- *Initiierungssignale CBB1...CBB7*
- *Blockiersignale CBB1...CBB7*
- *Zyklusnummer CBB1...CBB7*

Die Wiedereinschaltzeit definiert die Unterbrechungs- und Totzeiten, d.h. die Zeit zwischen den Befehlen `OPEN_CB` und `CLOSE_CB`. Die Einstellung *Init signals CBBx* definiert die Initiierungssignale. Die Einstellung *Blk signals CBBx* definiert die Blockiersignale des CBB (Zeilen in der Matrix). Die Einstellung *Shot number CBB1...CBB7* definiert, welcher Zyklus sich auf den CBB bezieht (Spalten in der Matrix). Die Einstellungen für CBB1 sind beispielsweise:

- *First reclose time* = 1,0 s
- *Init signals CBB1* = 7 (drei niedrigste Bits: 111000 = 7)
- *Blk signals CBB1* = 16 (das fünfte Bit: 000010 = 16)
- *Shot number CBB1* = 1

Die Einstellungen für CBB2 sind:

- *Second reclose time* = 10 s
- *Init signals CBB2* = 6 (das zweite und dritte Bit: 011000 = 6)
- *Blk signals CBB2* = 16 (das fünfte Bit: 000010 = 16)
- *Shot number CBB2* = 2

Die Einstellungen für CBB3 sind:

- *Third reclose time* = 30 s
- *Blk signals CBB3* = 4 (das dritte Bit: 001000 = 4)
- *Blk signals CBB3* = 16 (das fünfte Bit: 000010 = 16)
- *Shot number CBB3* = 3

Die Einstellungen für CBB4 sind:

- *Fourth reclose time* = 0,5 s
- *Init signals CBB4* = 8 (das fünfte Bit: 000100 = 8)
- *Blk signals CBB4* = 0 (kein Blockiersignal bezieht sich auf diesen CBB)
- *Shot number CBB4* = 1

Wenn ein Zyklus von der Leitung `INIT_1` initiiert wurde, dann ist vor der Sperrung nur ein Zyklus erlaubt. Wenn ein Zyklus von der Leitung `INIT_3` initiiert wurde, dann sind vor der Sperrung drei Zyklen erlaubt.

Die Initiierung einer Sequenz über Leitung `INIT_4` führt zu einer Sperrung nach zwei Zyklen. In einer Situation, in der die Initiierung sowohl über Leitung `INIT_3` als auch `INIT_4` erfolgt, ist ein dritter Zyklus gestattet, d.h. CBB3 kann angeregt werden. Dieser Vorgang wird als bedingte Sperrung bezeichnet. Wenn die Initiierung über die Leitungen `INIT_2` und `INIT_3` erfolgt, findet eine unverzügliche Sperrung statt.

Die Leitung `INIT_5` wird für die Blockierung verwendet. Wenn die Leitung `INIT_5` während eines Sequenzstarts aktiv ist, wird der Wiedereinschaltversuch blockiert und die AWE-Funktion wird gesperrt.

Wenn mehr als ein CBB mit dem Zyklusanzeiger gestartet wird, dann wird immer der CBB mit der kleinsten Nummer gewählt. Wenn z. B. die Leitungen `INIT_2` und `INIT_4` für den zweiten Zyklus aktiv sind, das heißt, wenn der Zykluszeiger 2 ist, dann wird CBB2 anstelle von CBB5 gestartet.

Selbst wenn die Initiierungssignale nicht von den Schutzfunktionen empfangen werden, kann die AWE-Funktion für eine Fortsetzung der Wiedereinschaltzyklen zwei bis fünf eingestellt werden. Beispielsweise kann eine Abfrage erfolgen, nach der sie AWE-Funktion aufgefordert wird, automatisch mit der Sequenz fortzufahren, wenn der Leistungsschalter bei einer entsprechenden Anforderung nicht geschlossen wird. In einem solchen Fall, gibt die AWE-Funktion einen CLOSE_CB-Befehl aus. Nach Verstreichen der Wartezeit zum Schließen, d.h. das Schließen des Leistungsschalters schlägt fehl, wird der nächste Zyklus automatisch eingeleitet. Ein weiteres Beispiel ist eine in der Stromleitung eingebettete Stromerzeugung, die zu einem Fehlschlag der Synchronitätsprüfung führen kann und somit die Wiedereinschaltung unterbindet. Wenn die Wiedereinschaltsequenz mit dem zweiten Zyklus fortfährt, ist eine erfolgreiche synchrone Wiedereinschaltung wahrscheinlicher als beim ersten Zyklus, da der zweite Zyklus länger andauert als der erste.

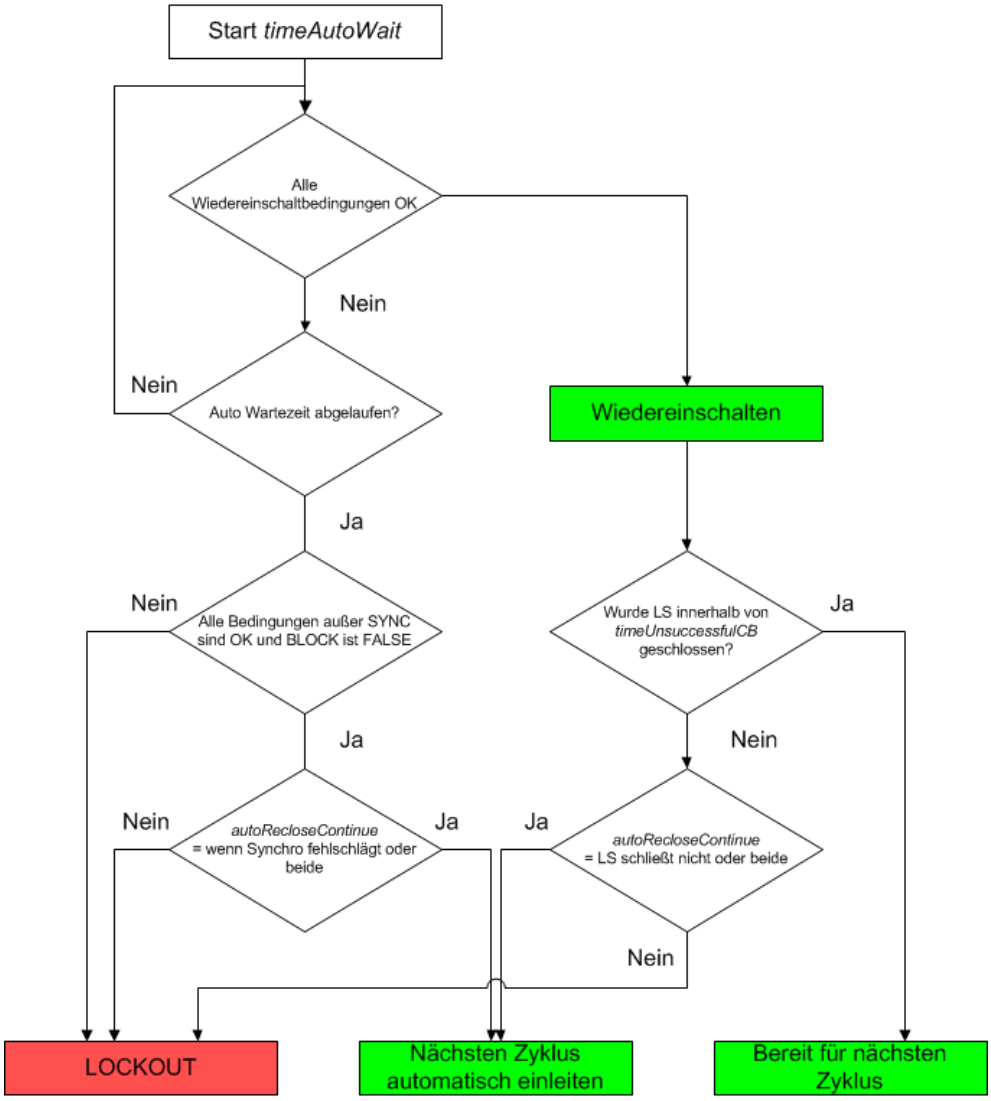


Abb. 539: Logikdiagramm zur Erkennung der automatischen Initiierungssequenz

Die automatische Initiierung kann über die Einstellung *Auto initiation Cnd* folgendermaßen ausgewählt werden:

- Nicht erlaubt: eine automatische Initiierung ist nicht gestattet
- Wenn die Synchronisierung fehlschlägt, wird die automatische Initiierung ausgeführt, wenn die automatische Wartezeit verstreicht, und die Wiedereinschaltung wird aufgrund eines Fehlschlags bei der Synchronitätsprüfung unterbunden
- Wenn der Leistungsschalter sich nicht schließt, wird die automatische Initiierung ausgeführt, wenn der Leistungsschalter sich nicht innerhalb der Schließwartezeit schließt, nachdem der Wiedereinschaltbefehl gegeben wurde
- Beide: die automatische Initiierung ist gestattet, wenn die Synchronisation fehlgeschlagen ist oder wenn der Leistungsschalter sich nicht schließt.

Der Parameter *Auto init* definiert, welche INIT_X-Leitungen in der Auto-Initiierung aktiviert werden. Der Standardwert für diesen Parameter ist "0". Das bedeutet, dass keine Auto-Initiierung gewählt ist.

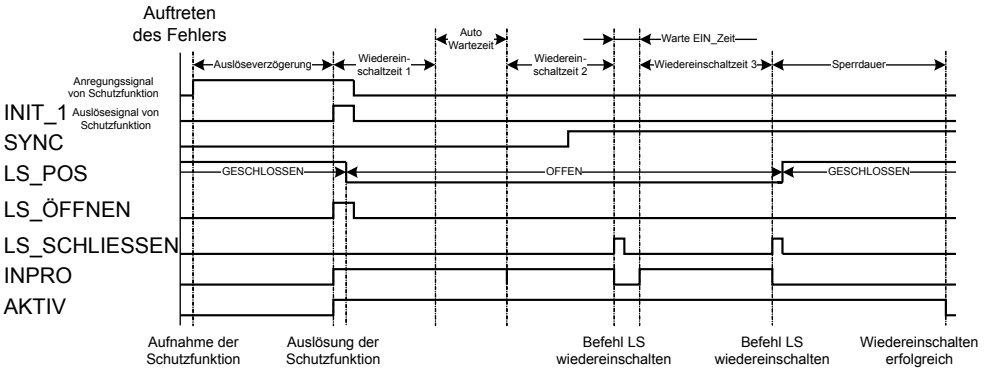


Abb. 540: Beispiel einer Auto-Initiierungssequenz mit fehlgeschlagener Synchronisation im ersten Zyklus und Fehler beim Schließen des Leistungsschalters im zweiten Zyklus

Im ersten Zyklus ist die Synchronisationsbedingung nicht erfüllt (SYNC ist FALSE). Wenn der Auto-Warte-Zeitgeber abgelaufen ist, fährt die Sequenz mit dem zweiten Zyklus fort. Während der zweiten Wiedereinschaltung ist die Synchronisationsbedingung erfüllt und der Schließbefehl wird an den Leistungsschalter geleitet, nachdem die zweite Wiedereinschaltzeit verstrichen ist.

Nach dem zweiten Zyklus schließt der Leistungsschalter nicht, wenn die Schließwartezeit verstrichen ist. Der dritte Zyklus wird angestoßen und ein neuer Schließbefehl gegeben, nachdem die dritte Wiedereinschaltzeit verstrichen ist. Der Leistungsschalter schließt sich normal und die Sperrzeit startet. Nachdem die Sperrzeit verstrichen ist, wird die Sequenz erfolgreich abgeschlossen.

9.4.4.3 Zykluszeiger-Steuerung

Die Ausführung einer Wiedereinschaltsequenz wird von einem Zykluszeiger gesteuert. Er kann über die überwachten Daten SHOT_PTR eingestellt werden.

Der Zykluszeiger beginnt mit einem Anfangswert "1" und bestimmt je nach Einstellung, ob ein bestimmter Zyklus initiiert werden darf oder nicht. Nach jedem Zyklus wird der Wert des Zykluszeigers inkrementiert. Dies wird durchgeführt, bis eine erfolgreiche Wiedereinschaltung oder Sperrung nach einer vollständigen Zyklussequenz aus insgesamt fünf Zyklen stattfindet.

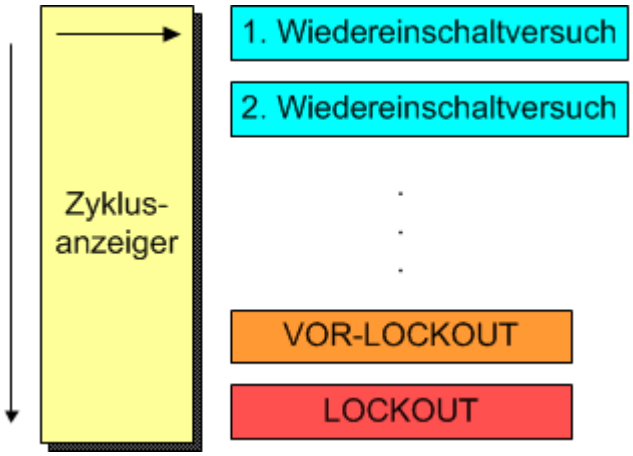


Abb. 541: Zykluszeigerfunktion

Jedes Mal, wenn der Zykluszeiger inkrementiert wird, startet die Sperrzeit von Neuem. Wenn die Sperrzeit endet, wird der Zykluszeiger auf seinen ursprünglichen Wert zurückgesetzt, bis ein neuer Zyklus initiiert wird. Der Zykluszeiger wird inkrementiert, wenn die Wiedereinschaltzeit verstrichen ist oder an der abfallenden Flanke des Signals INC_SHOTP.

Wenn SHOT_PTR den Wert sechs beträgt, dann befindet sich die AWE-Funktion im so genannten Vor-Sperrungs-Zustand. Erfolgt während des Vor-Sperrungs-Zustands eine erneute Initiierung, dann wird die AWE-Funktion gesperrt. Daher ist eine erneute Initiierung der Sequenz während des Vor-Sperrungs-Zustands nicht möglich.

Die AWE-Funktion wechselt in den folgenden Fällen in den Vor-Sperrungs-Zustand:

- Während SOTF
- Wenn die AWE-Funktion aktiv ist, verbleibt sie für die durch die Sperrzeit festgelegte Dauer im Vor-Sperrungs-Zustand
- Wenn alle fünf Zyklen ausgeführt wurden
- Wenn die Grenze des Zählers für häufige Auslösungen erreicht wurde. Eine erneute Initiierung der Sequenz erzwingt, dass die AWE-Funktion gesperrt wird.

9.4.4.4 Wiedereinschaltsteuerung

Die Wiedereinschaltsteuerung berechnet Wiedereinschalt-, Erkennungs- und Sperrzeiten. Die Wiedereinschaltzeit wird gestartet, wenn das Signal INPRO aktiviert wird, das heißt, wenn die Sequenz beginnt und der aktivierte CBB die Wiedereinschaltzeit definiert.

Wenn die Wiedereinschaltzeit verstrichen ist, dann wird der Ausgang CLOSE_CB so lange nicht aktiviert, bis die folgenden Bedingungen erfüllt sind:

- Der Eingang SYNC muss TRUE sein, wenn der besondere CBB Informationen zur Synchronität erfordert
- Alle AWE-Initiierungseingänge, die definierte Schutzleitungen sind (verwenden die Einstellung *Control line*), sind inaktiv
- Der Leistungsschalter ist offen
- Der Leistungsschalter ist für den Schließbefehl bereit, d.h. der Eingang CB_READY ist TRUE. Dies wird durch den aktiven Ausgang READY angezeigt.

Wenn mindestens eine der Bedingungen innerhalb der über den Parameter *Auto wait time* eingestellte Zeit nicht erfüllt ist, wird die automatische Wiedereinschaltsequenz gesperrt.

Die Synchronitätsanforderungen der CBBs können über die Einstellung *Synchronisation set* (Bitmaske) definiert werden. Das niedrigste Bit der Einstellung *Synchronisation set* bezieht sich auf CBB1 und das höchste auf CBB7. Wenn beispielsweise die Einstellung auf "1" gesetzt wird, dann erfordert lediglich CBB1 die Synchronität. Wenn die Einstellung auf "7" gesetzt wird, dann erfordern CBB1, CBB2 und CBB3, dass der Eingang SYNC TRUE ist, bevor der Wiedereinschaltbefehl gegeben werden kann.

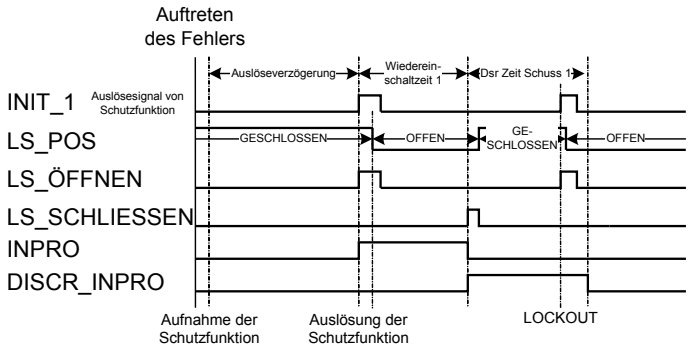


Abb. 542: Initiierung während der Erkennungszeit - die AWE-Funktion wird gesperrt

Die Erkennungszeit startet, wenn der Schließbefehl CLOSE_CB gegeben wurde. Wenn ein Starteingang aktiviert wurde, bevor die Erkennungszeit verstrichen ist, dann wird die AWE-Funktion gesperrt. Der Standardwert für die Erkennungszeit ist Null. Die Erkennungszeit kann über den Parameter *Dsr time shot 1...4* angepasst werden.

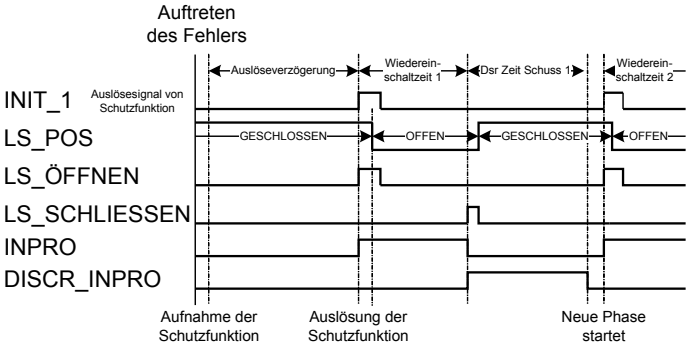


Abb. 543: Initiierung nach dem Verstreichen der Erkennungszeit - neuer Zyklus beginnt

9.4.4.5 Sequenzsteuerung

Wenn der Ausgang LOCKED aktiv ist, ist die AWE-Funktion gesperrt. Das bedeutet, dass neue Sequenzen nicht initiiert werden können, weil die AWE-Funktion gegenüber Initiierungsbefehlen nicht reagiert. Sie kann folgendermaßen entsperrt werden.

- Die Funktion wird mit dem Parameter *RecRs* über die Kommunikation zurückgesetzt. Dieselbe Funktionalität ist auch im Löschmenü (DARREC1 Rücksetzen) zu finden.
- Die Sperrung wird nach dem Ablauf der Sperrzeit automatisch zurückgesetzt, wenn die Einstellung *Auto lockout reset* verwendet wird.

Wenn die Einstellung *Auto lockout reset* nicht verwendet wird, dann kann die Sperrung nur über den Parameter *RecRs* freigegeben werden.

Die AWE-Funktion kann aus vielerlei Gründen gesperrt werden.

- Der Eingang INHIBIT_RECL ist aktiv.
- Alle Zyklen wurden ausgeführt und eine neue Initiierung erfolgt (abschließende Auslösung).
- Die im Parameter *Auto wait time* eingestellte Zeit läuft ab und die automatische Initiierung der Sequenz ist aufgrund eines Synchronisierungsfehlers nicht erlaubt.
- Die im Parameter *Wait close time* eingestellte Zeit läuft ab, d.h. der Leistungsschalter schließt nicht oder die automatische Sequenzinitiierung ist aufgrund eines Schließfehlers des Leistungsschalters nicht gestattet.
- Während der Erkennungszeit wird ein neuer Zyklus initiiert.
- Die im Parameter *Max wait time* eingestellte Zeit läuft ab, d.h. die Master-Einheit gibt die Slave-Einheit nicht frei.

- Der Grenzwert des Zählers für häufige Auslösungen ist erreicht und eine neue Sequenz wird initiiert. Die Sperrung wird nach Ablauf der Erholungszeit freigegeben.
- Das Auslösesignal der Schutzfunktion war nach der Initiierung des Zyklus länger aktiv als die eingestellte Zeit im Parameter *Max wait time*.
- Der Leistungsschalter wird während einer Wiedereinschaltsequenz manuell geschlossen und der manuelle Schließmodus ist FALSE.

9.4.4.6 Schutzkoordinations-Steuerung

Der Ausgang PROT_CRD wird zur Steuerung der Schutzfunktionen verwendet. In zahlreichen Anwendungen, wie beispielsweise Sicherungsschutzanwendungen mit nachgeschalteten Sicherungen, sollte die Auslösung und Initiierung von Zyklus 1 schnell erfolgen (unverzögert oder kurze Zeitverzögerung). Die Auslösung und Initiierung von Zyklus 2, 3 und die unabhängige Auslösezeit sollten verzögert sein.

In diesem Beispiel werden die beiden Überstromelemente PHLPTOC und PHIPTOC verwendet. PHIPTOC verfügt über eine unverzögerte Kennlinie und PHLPTOC über eine Zeitverzögerung.

Der Ausgang PROT_CRD wird aktiviert, wenn der Wert SHOT_PTR genauso groß oder größer ist als der in der Einstellung *Protection crd limit* definierten Wert und alle Initiierungssignale zurückgesetzt wurden. Der Ausgang PROT_CRD wird unter den folgenden Bedingungen zurückgesetzt:

- Wenn die Abschaltzeit verstreicht
- Wenn die Sperrzeit verstreicht und die AWE-Funktion für eine neue Sequenz bereit ist
- Wenn die AWE-Funktion gesperrt oder deaktiviert ist, d.h. wenn der Wert der Einstellung *Protection crd mode* dem Wert "AR inoperative" oder "AR inop, CB man" entspricht.

Der Ausgang PROT_CRD kann also mit der Einstellung *Protection crd mode* gesteuert werden. Die Einstellung verfolgt über die folgenden Modi:

- "no condition": der Ausgang PROT_CRD wird nur mit der Einstellung *Protection crd limit* gesteuert
- "AR inoperative": der Ausgang PROT_CRD ist aktiv, wenn die AWE-Funktion deaktiviert wird oder im Sperrzustand, oder wenn der Eingang INHIBIT_RECL aktiv ist
- "CB close manual": der Ausgang PROT_CRD ist für die Dauer der Sperrzeit aktiv, wenn der Leistungsschalter manuell geschlossen wurde, d.h. die AWE-Funktion hat keinen Schließbefehl gegeben
- "AR inop, CB man": sowohl der Modus "AR inoperative" als auch "CB close manual" sind wirksam
- "always": der Ausgang PROT_CRD ist konstant aktiv

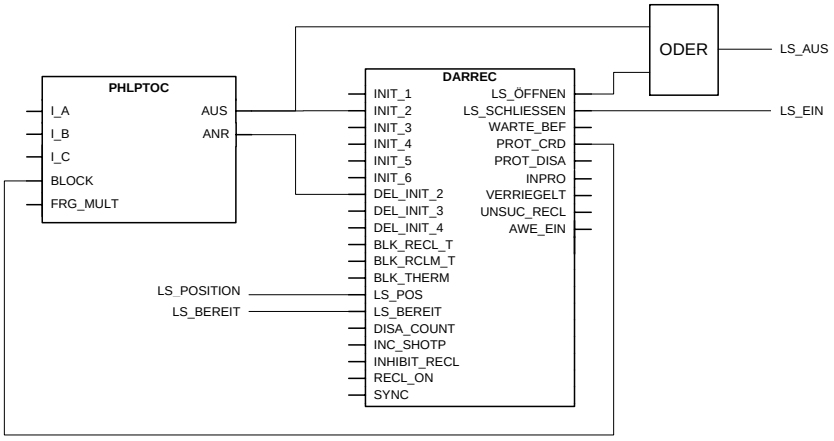


Abb. 544: Konfigurationsbeispiel zur Verwendung des Ausgangs `PROT_CRD` *zur Schutzblockierung*

Wenn die Einstellung *Protection crd limit* den Wert "1" besitzt, dann ist die Überstromschutzfunktion PHIPTOC nach dem ersten Zyklus deaktiviert oder blockiert.

9.4.4.7 Leistungsschaltersteuerung

Die Leistungsschalter-Steuerung enthält zwei Funktionen: SOTF und einen Zähler für häufige Auslösungen. SOTF schützt die AWE-Funktion bei permanenten Fehlern.

Die Leistungsschalter-Positionsinformation wird über die Einstellung *CB closed Pos status* gesteuert. Der Einstellwert "TRUE" bedeutet, dass der Eingang `CB_POS` TRUE ist, wenn der Leistungsschalter geschlossen ist. Wenn der Einstellwert "FALSE" ist, dann ist der Eingang `CB_POS` ebenfalls FALSE, sofern der Leistungsschalter geschlossen ist. Die Impulsdauer der Sperrfunktion kann über die Einstellung *Close pulse time* gesteuert werden: der Ausgang `CLOSE_CB` ist für die im Parameter *Close pulse time* festgelegte Zeit aktiv. Der Ausgang `CLOSE_CB` wird auch deaktiviert, wenn festgestellt wird, dass der Leistungsschalter geschlossen ist, d.h. wenn der Eingang `CB_POS` vom offenen in den geschlossenen Zustand wechselt. Die Einstellung *Wait close time* definiert die Zeit nach der Aktivierung des Befehls `CLOSE_CB`, während der der Leistungsschalter geschlossen sein sollte. Wenn das Schließen des Leistungsschalters nicht während dieser Zeit stattfindet, dann wird die Wiedereinschaltfunktion gesperrt oder, sofern gestattet, eine Auto-Initiierung wird aktiviert.

Die Hauptmotivation für die automatische Wiedereinschaltung ist zunächst einmal die Annahme, dass der Fehler an sich temporär ist, und dass eine kurzzeitige Deaktivierung der Leitung und eine automatische Wiedereinschaltung die Stromversorgung wiederherstellen kann. Wenn die Leitung jedoch manuell eingeschaltet wird und eine unmittelbare Schutzauslösung festgestellt wird, dann ist

es sehr wahrscheinlich, dass der Fehler permanent ist. Ein permanenter Fehler ist z. B. das Einschalten auf eine vergessene Erdung nach Wartungsarbeiten an der Stromleitung. In solchen Fällen wird "Schalten auf Fehler" (SOTF) aktiviert, aber nur für die Sperrzeit nach dem Einschalten der Leitung und nur wenn der Leistungsschalter manuell geschlossen wurde, nicht durch die AWE-Funktion.

SOTF deaktiviert jede Initiierung eines automatischen Wiedereinschaltzyklus. Das Einschalten einer Stromleitung wird über die Information `CB_POS` erkannt.

SOTF wird aktiviert, wenn die AWE-Funktion aktiviert wird oder wenn die AWE-Funktion angeregt wird. SOTF sollte für die Dauer der Sperrzeit aktiv bleiben.

Wenn SOTF erkannt wird, ist der Parameter *SOTF* aktiv.

Wenn die Einstellung *Manual close mode* auf FALSE gesetzt wird und der Leistungsschalter während eines Wiedereinschaltzyklus manuell geschlossen wurde, wechselt die AWE-Einheit unverzüglich in die Sperrung.

Wenn die Einstellung *Manual close mode* auf TRUE gesetzt wird und der Leistungsschalter während eines Wiedereinschaltzyklus manuell geschlossen wurde (`INPRO` ist aktiv), wird der Zyklus als abgeschlossen betrachtet.

Wenn SOTF angeregt wird, wird die Sperrzeit erneut gestartet, sofern sie läuft.

Der Zähler für häufige Auslösungen ist für die Blockierung der Wiedereinschaltfunktion in Fällen gedacht, in denen der Fehler wiederholte Wiedereinschaltsequenzen innerhalb einer kurzen Zeit verursacht. Wenn beispielsweise ein Baum in einer stürmischen Nacht einen Kurzschluss verursacht und folglich Wiedereinschaltzyklen in einem Zeitraum von wenigen Minuten erfolgen. Diese Fehlertypen können Leistungsschalter leicht beschädigen, wenn die AWE-Funktion nicht über einen Zähler für häufige Auslösungen gesperrt ist.

Der Zähler für häufige Auslösungen verfügt über drei Einstellungen:

- *Frq Op Zählergrenze*
- *Frq Op Zählerzeit*
- *Frq Op Erholungszeit*

Die Einstellung *Frq Op counter limit* definiert die Anzahl von Wiedereinschaltversuchen, die während der in der Einstellung *Frq Op counter time* definierten Zeit gestattet sind. Wenn der eingestellte Wert innerhalb einer in der

Einstellung *Frq Op counter time* vordefinierten Zeitdauer erreicht wird, dann wird die AWE-Funktion gesperrt, wenn ein neuer Zyklus beginnt, sofern der Zähler den eingestellten Grenzwert noch nicht überschritten hat. Die Sperrung wird nach Ablauf der Erholungszeit freigegeben. Die Erholungszeit kann über die Einstellung *Frq Op recovery time* festgelegt werden.

Wenn der Leistungsschalter während der Erholungszeit manuell geschlossen wird, dann wir die Sperrzeit aktiviert, nachdem die Erholungszeit verstrichen ist.

9.4.5 Zähler

Die AWE-Funktion beinhaltet sechs Zähler. Ihre Werte werden in einem halbflüchtigen Speicher gespeichert. Die Zähler werden an der ansteigenden Flanke des Wiedereinschaltbefehls inkrementiert. Die Zähler werden in den folgenden Situationen inkrementiert.

- `COUNTER`: zählt jede Aktivierung des Wiedereinschaltbefehls
- `CNT_SHOT1`: zählt Wiedereinschaltbefehle, die von Zyklus 1 ausgeführt werden
- `CNT_SHOT2`: zählt Wiedereinschaltbefehle, die von Zyklus 2 ausgeführt werden
- `CNT_SHOT3`: zählt Wiedereinschaltbefehle, die von Zyklus 3 ausgeführt werden
- `CNT_SHOT4`: zählt Wiedereinschaltbefehle, die von Zyklus 4 ausgeführt werden
- `CNT_SHOT5`: zählt Wiedereinschaltbefehle, die von Zyklus 5 ausgeführt werden

Die Zähler werden wird mit dem Parameter *DsaCnt* über die Kommunikation deaktiviert. Wenn die Zähler deaktiviert werden, werden die Werte nicht aktualisiert.

Die Zähler werden mit dem Parameter *CntRs* über die Kommunikation zurückgesetzt.Dieselbe Funktionalität ist auch im Lösch-Menü zu finden (DARREC1 Zähler).

9.4.6 Anwendung

Moderne elektrische Netze sind in der Lage, Endbenutzern zuverlässig Energie zu liefern. Trotzdem können verschiedene Arten von Fehlern auftreten. Schutzgeräte spielen bei der Erkennung von Fehlern oder unnormalen Zuständen im Netz eine wichtige Rolle. Sie erkennen Fehler und leiten Befehle an die entsprechenden Leistungsschalter weiter, um die defekten Elemente zu isolieren, bevor übermäßige Schäden entstehen oder ein elektrisches Netz zusammenbricht. Eine schnelle Isolierung begrenzt auch die Störungen, die für die intakten Teile des elektrischen Netzes verursacht werden.

Bei den Fehlern kann es sich um transiente, teilweise transiente oder permanente Fehler handeln. Permanente Fehler, beispielsweise in Stromleitungen, bedeuten, dass ein physikalischer Schaden am Fehlerort vorliegt, der zunächst lokalisiert und behoben werden muss, ehe die Netzspannung wiederhergestellt werden kann.

In Freileitungen dient die Luft als Isoliermaterial zwischen den Leitern. In der Mehrzahl der Fälle handelt es sich beispielsweise um Überschläge durch Blitze. Um

den Bogen zu beseitigen, ist lediglich eine kurze Abschaltung erforderlich. Bei diesen Fehlern handelt es sich um transiente Fehler.

Ein teilweise transienter Fehler kann beispielsweise durch einen Vogel oder einen Ast verursacht werden, der auf eine Freileitung fällt. Der Fehler verschwindet von selbst, wenn der Fehlerstrom den Ast verbrennt oder der Wind ihn herunter weht.

Transiente und teilweise transiente Fehler können beseitigt werden, indem die Leitung kurzzeitig spannungslos gemacht wird. Der Einsatz der Wiedereinschaltfunktion minimiert Unterbrechungen in der Stromversorgung und sorgt dafür, dass das Netz schnell und mühelos wieder mit Strom versorgt wird.

Die Grundidee hinter der Wiedereinschaltfunktion ist einfach: In Freileitungen, mit einer großen Wahrscheinlichkeit sich selbst behebender Fehler, versucht die Wiedereinschaltfunktion den Strom durch ein erneutes Schalten des Leistungsschalters erneut bereitzustellen. Dies ist eine Methode, um das elektrische Netz wieder in den Normalbetrieb zu versetzen, indem transiente oder teilweise transiente Fehler behoben werden. Dabei sind zahlreiche Versuche gestattet, d.h. Wiedereinschaltzyklen. Wenn keiner der Versuche erfolgreich verläuft und der Fehler bestehen bleibt, folgt eine abschließende Auslösung.

Die Wiedereinschaltfunktion kann mit jedem Leistungsschalter verwendet werden, der eine Wiedereinschaltungssequenz ausführen kann. In der Wiedereinschaltfunktion DARREC wird eine von ABB patentiertes Umsetzungsverfahren eingesetzt

Tabelle 951: Wichtige Definitionen in Bezug auf die Wiedereinschaltung

Wiedereinschalt-Zyklus	ein Vorgang, bei dem der Leistungsschalter nach einer vordefinierten Zeitdauer über die Auslösung des Leistungsschalters durch den Schutz erfolgt
Wiedereinschalt-Sequenz	ein vordefiniertes Verfahren für die Durchführung von Wiedereinschaltversuchen (Zyklen) zum Wiederherstellen des Stroms
SOTF	Wenn der Schutz einen Fehler umgehend nach dem Schließen eines offenen Leistungsschalters erkennt, weist dies darauf hin, dass der Fehler bereits vorhanden war. Es kann beispielsweise eine vergessene Erdung nach Wartungsarbeiten sein. Ein solches Schließen eines Leistungsschalters ist als Schalten bei einem Fehler bekannt. Die Wiedereinschaltung unter solchen Bedingungen ist verboten.
abschließende Auslösung	Tritt im Falle eines permanenten Fehlers auf, wenn der Leistungsschalter sich nach allen programmierten Wiedereinschaltungen zum letzten Mal öffnet. Da keine Wiedereinschaltung folgt, bleibt der Leistungsschalter offen. Dies wird als abschließende Auslösung bezeichnet.

9.4.6.1 Zyklusinitiierung

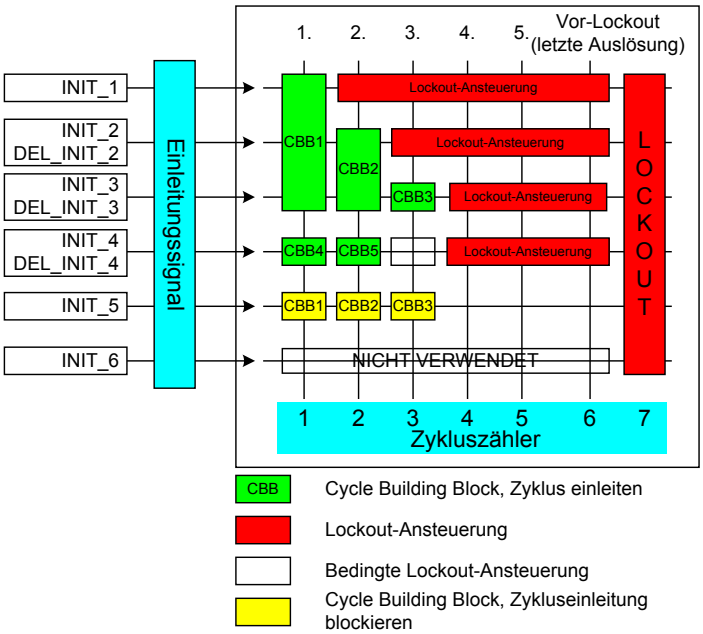


Abb. 545: Beispiel eines Wiedereinschaltprogramms mit einer Matrix für das Wiedereinschaltschema

In der AWE-Funktion kann jeder Zyklus so programmiert werden, dass er an einer beliebigen Stelle der Wiedereinschaltungsschema-Matrix beginnt. Die Zyklen sind wie Bausteine, die zur Konstruktion des Wiedereinschaltungsprogramms verwendet werden. Bei den Bausteinen handelt es sich um so genannte CBBs. Alle Bausteine gleichen sich und verfügen über Einstellungen, welche die Anzahl der Versuche (Spalten in der Matrix), die Initiierungs- oder Blockiersignale (Zeilen in der Matrix) und die Wiedereinschaltzeit des Zyklus angeben.

Die Einstellungen der CBB-Konfiguration sind die folgenden:

- *Erste...Siebte Wiedereinschaltzeit*
- *Initiierungssignale CBB1…CBB7*
- *Blockiersignale CBB1…CBB7*
- *Zyklusnummer CBB1…CBB7*

Die Wiedereinschaltzeit definiert die Unterbrechungs- und Totzeiten, d.h. die Zeit zwischen den Befehlen `OPEN_CB` und `CLOSE_CB`. Die Einstellung *Init signals CBBx* definiert die Initiierungssignale. Die Einstellung *Blk signals CBBx* definiert die Blockiersignale des CBB (Zeilen in der Matrix). Die Einstellung *Shot number CBB1…CBB7* definiert, welcher Zyklus sich auf den CBB bezieht (Spalten in der Matrix). Die Einstellungen für CBB1 sind beispielsweise:

- *First reclose time* = 1,0 s
- *Init signals CBB1* = 7 (drei niedrigste Bits: 111000 = 7)
- *Blk signals CBB1* = 16 (das fünfte Bit: 000010 = 16)
- *Shot number CBB1* = 1

Die Einstellungen für CBB2 sind:

- *Second reclose time* = 10 s
- *Init signals CBB2* = 6 (das zweite und dritte Bit: 011000 = 6)
- *Blk signals CBB2* = 16 (das fünfte Bit: 000010 = 16)
- *Shot number CBB2* = 2

Die Einstellungen für CBB3 sind:

- *Third reclose time* = 30 s
- *Blk signals CBB3* = 4 (das dritte Bit: 001000 = 4)
- *Blk signals CBB3* = 16 (das fünfte Bit: 000010 = 16)
- *Shot number CBB3* = 3

Die Einstellungen für CBB4 sind:

- *Fourth reclose time* = 0,5 s
- *Init signals CBB4* = 8 (das fünfte Bit: 000100 = 8)
- *Blk signals CBB4* = 0 (kein Blockiersignal bezieht sich auf diesen CBB)
- *Shot number CBB4* = 1

Wenn ein Zyklus von der Leitung `INIT_1` initiiert wurde, dann ist vor der Sperrung nur ein Zyklus erlaubt. Wenn ein Zyklus von der Leitung `INIT_3` initiiert wurde, dann sind vor der Sperrung drei Zyklen erlaubt.

Die Initiierung einer Sequenz über Leitung `INIT_4` führt zu einer Sperrung nach zwei Zyklen. In einer Situation, in der die Initiierung sowohl über Leitung `INIT_3` als auch `INIT_4` erfolgt, ist ein dritter Zyklus gestattet, d.h. CBB3 kann angeregt werden. Dieser Vorgang wird als bedingte Sperrung bezeichnet. Wenn die Initiierung über die Leitungen `INIT_2` und `INIT_3` erfolgt, findet eine unverzügliche Sperrung statt.

Die Leitung `INIT_5` wird für die Blockierung verwendet. Wenn die Leitung `INIT_5` während eines Sequenzstarts aktiv ist, wird der Wiedereinschaltversuch blockiert und die AWE-Funktion wird gesperrt.

Wenn mehr als ein CBB mit dem Zyklusanzeiger gestartet wird, dann wird immer der CBB mit der kleinsten Nummer gewählt. Wenn z. B. die Leitungen `INIT_2` und `INIT_4` für den zweiten Zyklus aktiv sind, das heißt, wenn der Zykluszeiger 2 ist, dann wird CBB2 anstelle von CBB5 gestartet.

Selbst wenn die Initiierungssignale nicht von den Schutzfunktionen empfangen werden, kann die AWE-Funktion für eine Fortsetzung der Wiedereinschaltzyklen zwei bis fünf eingestellt werden. Beispielsweise kann eine Abfrage erfolgen, nach der sie AWE-Funktion aufgefordert wird, automatisch mit der Sequenz fortzufahren, wenn der Leistungsschalter bei einer entsprechenden Anforderung nicht geschlossen wird. In einem solchen Fall, gibt die AWE-Funktion einen `CLOSE_CB`-Befehl aus. Nach Verstreichen der Wartezeit zum Schließen, d.h. das Schließen des Leistungsschalters schlägt fehl, wird der nächste Zyklus automatisch eingeleitet. Ein weiteres Beispiel ist eine in der Stromleitung eingebettete Stromerzeugung, die zu einem Fehlschlag der Synchronitätsprüfung führen kann und somit die Wiedereinschaltung unterbindet. Wenn die Wiedereinschaltsequenz mit dem zweiten Zyklus fortfährt, ist eine erfolgreiche synchrone Wiedereinschaltung wahrscheinlicher als beim ersten Zyklus, da der zweite Zyklus länger andauert als der erste.

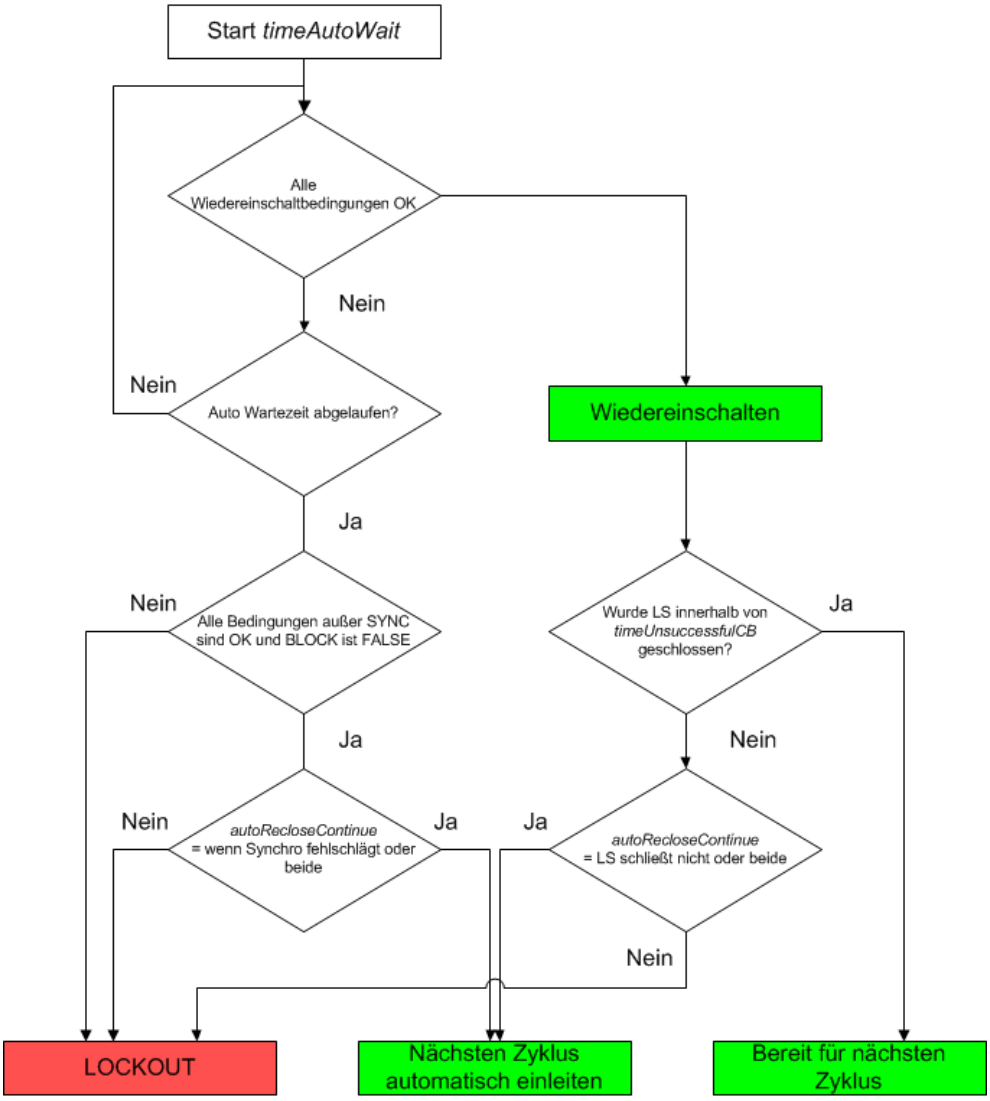


Abb. 546: Logikdiagramm zur Erkennung der automatischen Initiierungssequenz

Die automatische Initiierung kann über die Einstellung *Auto initiation Cnd* folgendermaßen ausgewählt werden:

- Nicht erlaubt: eine automatische Initiierung ist nicht gestattet
- Wenn die Synchronisierung fehlschlägt, wird die automatische Initiierung ausgeführt, wenn die automatische Wartezeit verstreicht, und die Wiedereinschaltung wird aufgrund eines Fehlschlags bei der Synchronitätsprüfung unterbunden
- Wenn der Leistungsschalter sich nicht schließt, wird die automatische Initiierung ausgeführt, wenn der Leistungsschalter sich nicht innerhalb der Schließwartezeit schließt, nachdem der Wiedereinschaltbefehl gegeben wurde
- Beide: die automatische Initiierung ist gestattet, wenn die Synchronisation fehlgeschlagen ist oder wenn der Leistungsschalter sich nicht schließt.

Der Parameter *Auto init* definiert, welche INIT_X-Leitungen in der Auto-Initiierung aktiviert werden. Der Standardwert für diesen Parameter ist "0". Das bedeutet, dass keine Auto-Initiierung gewählt ist.

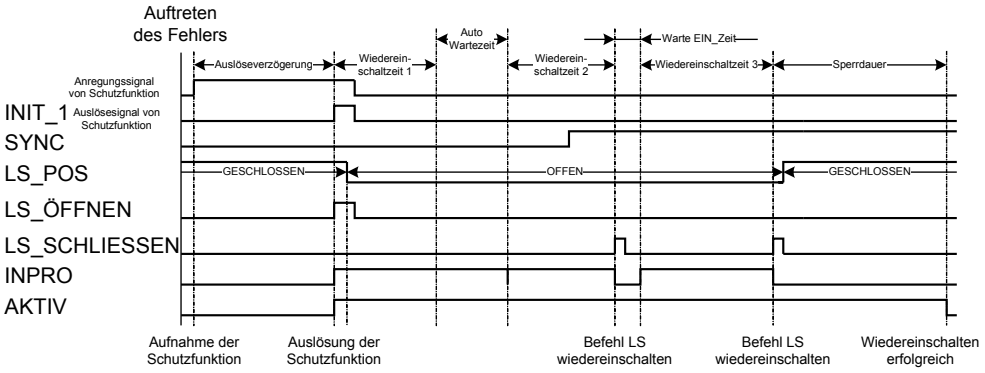


Abb. 547: Beispiel einer Auto-Initiierungssequenz mit fehlgeschlagener Synchronisation im ersten Zyklus und Fehler beim Schließen des Leistungsschalters im zweiten Zyklus

Im ersten Zyklus ist die Synchronisationsbedingung nicht erfüllt (SYNC ist FALSE). Wenn der Auto-Warte-Zeitgeber abgelaufen ist, fährt die Sequenz mit dem zweiten Zyklus fort. Während der zweiten Wiedereinschaltung ist die Synchronisationsbedingung erfüllt und der Schließbefehl wird an den Leistungsschalter geleitet, nachdem die zweite Wiedereinschaltzeit verstrichen ist.

Nach dem zweiten Zyklus schließt der Leistungsschalter nicht, wenn die Schließwartezeit verstrichen ist. Der dritte Zyklus wird angestoßen und ein neuer Schließbefehl gegeben, nachdem die dritte Wiedereinschaltzeit verstrichen ist. Der Leistungsschalter schließt sich normal und die Sperrzeit startet. Nachdem die Sperrzeit verstrichen ist, wird die Sequenz erfolgreich abgeschlossen.

9.4.6.2 Sequenz

Für die Implementierung der automatischen Wiedereinschaltungssequenz werden Zyklusbausteine verwendet. Die höchstmögliche Anzahl von Zyklusbausteinen ist sieben. Wenn der Benutzer z. B. eine Sequenz mit drei Zyklen haben möchte, werden nur die ersten drei Zyklusbausteine benötigt. Die Verwendung von Bausteinen anstelle von festen Zyklen ermöglicht eine höhere Flexibilität, was wiederum mehrfache und adaptive Sequenzen ermöglicht.

Alle Zyklusbausteine sind identisch. Die Einstellung *Schussnummer CBB_* definiert, an welchem Punkt der automatischen Wiedereinschaltungssequenz der Zyklusbaustein ausgeführt werden soll, das heißt, welcher Zyklusbaustein der erste, dritte, vierte oder fünfte Zyklus sein soll.

Während der Initiierung eines Zyklusbausteins werden die Bedingungen der Initiierung und der Blockierung überprüft. Dies wird für alle Zyklusbausteine gleichzeitig durchgeführt. Jeder Zyklusbaustein, der die Initiierungsbedingungen erfüllt, fordert eine Ausführung an.

Die Funktion verfolgt ebenfalls alle schon ausgeführten Zyklen, das heißt, an welchem Punkt die automatische Wiedereinschaltungssequenz sich vom Zyklus 1 bis zur Sperrung befindet. Wenn z. B. die Zyklen 1 und 2 bereits ausgeführt wurden, werden nur die Zyklen 3 bis 5 zugelassen.

Zusätzlich bietet die Einstellung *Enable shot jump* zwei Möglichkeiten:

- Nur die Zyklusbausteine, die für den nächsten Zyklus in der Sequenz gesetzt sind, können für die Ausführung akzeptiert werden. Wenn der nächste Zyklus in der Sequenz z. B. Zyklus 2 sein soll, wird eine Anforderung des Zyklusbausteins, der für Zyklus 3 gesetzt wurde, abgelehnt.
- Jeder Zyklusbaustein, der für den nächsten Zyklus oder einen der folgenden Zyklen gesetzt wurde, kann für die Ausführung akzeptiert werden. Wenn der nächste Zyklus in der Sequenz z. B. Zyklus 2 sein soll, werden auch Zyklusbausteine, die für die Zyklen 3, 4 und 5 gesetzt wurden, akzeptiert. Mit anderen Worten: Zyklus 2 kann ignoriert werden.

Wenn es mehrere Zyklusbausteine gibt, die für die Ausführung zugelassen wurden, wird der Zyklusbaustein mit der kleinsten Nummer ausgewählt. Wenn z. B. Zyklusbaustein 2 und Zyklusbaustein 4 eine Ausführung anfordern, wird Zyklusbaustein 2 zur Ausführung des Zyklus zugelassen.

Die automatische Wiedereinschaltungsfunktion kann bis zu fünf automatische Wiedereinschaltungszyklen durchführen.

9.4.6.3 Konfigurationsbeispiele

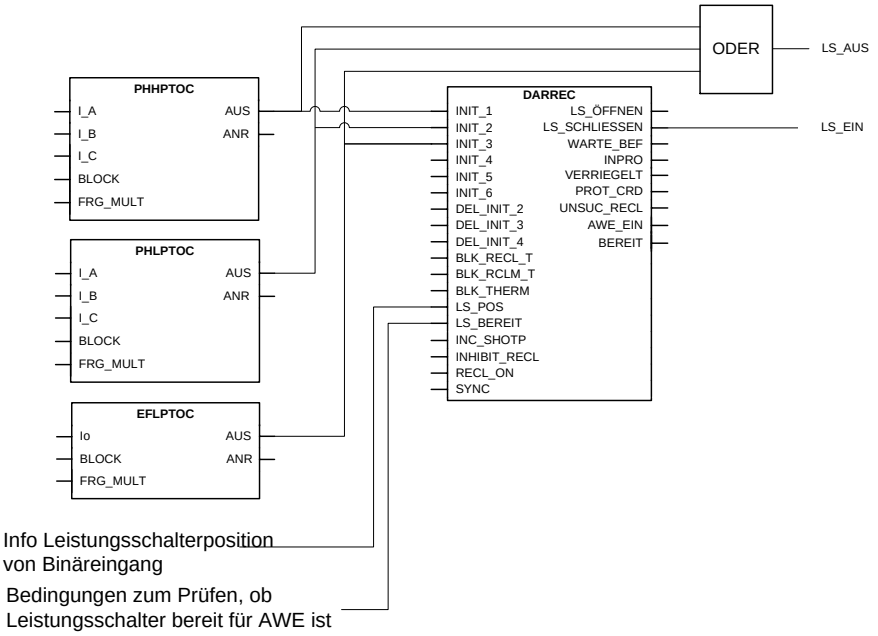


Abb. 548: Beispielverbindung zwischen Schutz- und automatischen Wiedereinschaltungs-Funktionen in der Schutzgerätkonfiguration

Es ist möglich, mehrere Sequenzen für eine Konfiguration zu erstellen.

Automatische Wiedereinschaltungssequenzen für Schutzanwendungen gegen Überstrom und ungerichtete Erdfehler, in denen schnelle und verzögerte automatische Wiedereinschaltungen benötigt werden, können wie in folgenden Beispielen ausgeführt werden:

Beispiel 1

Die Sequenz wird durch zwei Zyklen implementiert, welche die gleiche Wiedereinschaltzeit für alle Funktionen haben, nämlich I>>, I> und Io>. Die Initiierung der Zyklen wird durch die Aktivierung der Auslösesignale der Schutzfunktionen durchgeführt.

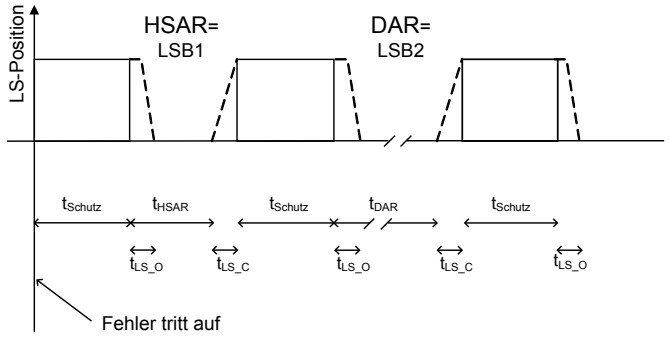


Abb. 549: Automatische Wiedereinschaltungssequenz mit zwei Zyklen

t_{HSAR}	Zeitverzögerung der automatischen Hochgeschwindigkeits-Wiedereinschaltung, hier: *1. Wiedereinschaltzeit*
t_{DAR}	Zeitverzögerung der automatischen verzögerten Wiedereinschaltung, hier: *2. Wiedereinschaltzeit*
t_{Schutz}	Auslösezeit für die Schutzfunktion zur Fehlerbeseitigung
t_{CB_O}	Auslösezeit für das Öffnen des Leistungsschalters
t_{CB_C}	Auslösezeit für das Schließen des Leistungsschalters

In diesem Fall benötigt die Sequenz zwei Zyklusbausteine. Die Wiedereinschaltzeiten für Zyklus 1 und Zyklus 2 sind verschieden, aber jede Schutzfunktion initiiert die gleiche Sequenz. Die Zyklusbaustein-Sequenz ist in Tabelle 952wie folgt beschrieben:

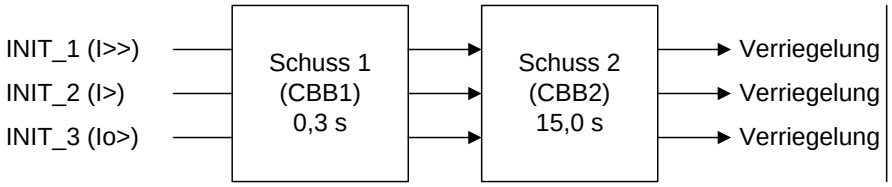


Abb. 550: Zwei Zyklen mit drei Initiierungsleitungen

Tabelle 952: Einstellungen für Konfigurationsbeispiel 1

Parametername	Einstellungswert
Schussnummer CBB1	1
Init Signale CBB1	7 (Leitungen 1, 2 und 3 = 1+2+4 = 7)
1. Wiedereinschaltzeit	0,3 s (Beispiel)
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Parametername	Einstellungswert
Schussnummer CBB2	2
Init Signale CBB2	7 (Leitungen 1, 2 und 3 = 1+2+4 = 7)
2. Wiedereinschaltzeit	15 s (Beispiel)

Beispiel 2

Es gibt zwei separate Sequenzen, die mit drei Zyklen implementiert werden. Zyklus 1 wird über den Zyklusbaustein 1 implementiert und mit der "Schnell"-Stufe des Überstromschutzes (I>>) initiiert. Zyklus 1 wird als automatische Hochgeschwindigkeits-Wiedereinschaltung mit einer kurzen Zeitverzögerung gesetzt. Zyklus 2 wird mit Zyklusbaustein 2 implementiert und soll der erste Zyklus der automatischen Wiedereinschaltungssequenz sein, die von der verzögerten Stufe des Überstromschutzes (I>) und der verzögerten Stufe des ungerichteten Erdfehler-Schutz (Io>) initiiert wird. Er hat in beiden Situationen die gleiche Wiedereinschaltzeit. Er ist als automatische Hochgeschwindigkeits-Wiedereinschaltung für entsprechende Fehler gesetzt. Der dritte Zyklus, also der zweite Zyklus in der automatischen Wiedereinschaltungssequenz, der von I> oder Io> initiiert wurde, wird als verzögerte Wiedereinschaltung gesetzt und nach einem nicht erfolgreichen automatischen schnellen Wiedereinschalten einer entsprechenden Sequenz ausgeführt.

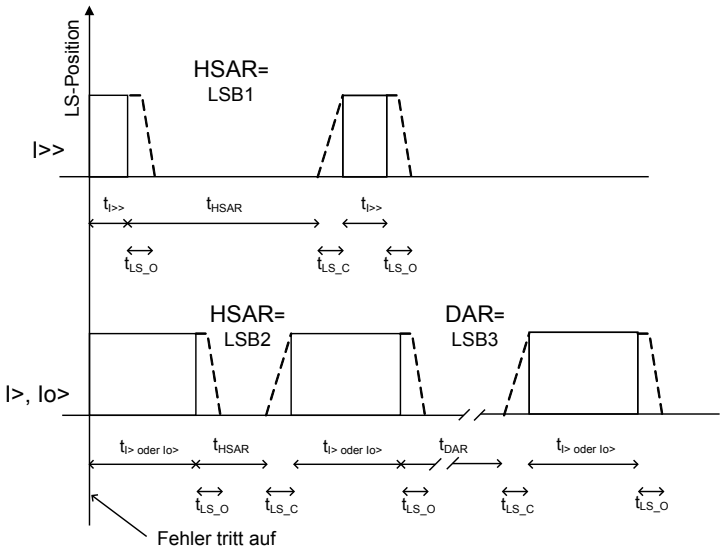


Abb. 551: Wiedereinschaltungssequenz mit zwei Zyklen mit verschiedenen Zykluseinstellungen entsprechend dem Initiierungssignal

t_{HSAR}	Zeitverzögerung der automatischen Hochgeschwindigkeits-Wiedereinschaltung, hier: *1. Wiedereinschaltzeit*
t_{DAR}	Zeitverzögerung der automatischen verzögerten Wiedereinschaltung, hier: *2. Wiedereinschaltzeit*
$t_{I>>}$	Auslösezeit für die Schutzfunktion I>> zur Fehlerbeseitigung

$t_{I>}$ oder $_{Io>}$	Auslösezeit für die Schutzfunktion I> oder Io> zur Fehlerbeseitigung
t_{CB_O}	Auslösezeit für das Öffnen des Leistungsschalters
t_{CB_C}	Auslösezeit für das Schließen des Leistungsschalters

In diesem Fall werden drei Zyklusbausteine benötigt, d. h. die Wiedereinschaltzeit des ersten Zyklus hängt vom Initiierungssignal ab.

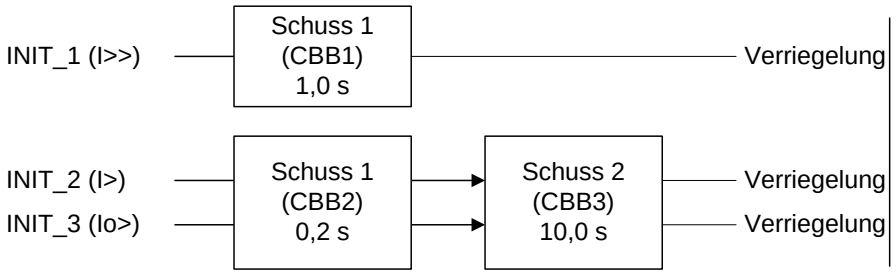


Abb. 552: Drei Zyklen mit drei Initiierungsleitungen

Wenn die Sequenz aus der INIT_1-Leitung initiiert wird, d. h. der schnellen Stufe des Überstromschutzes, dann ist die Sequenz einen Zyklus lang. Wenn die Sequenz aus den Leitungen INIT_2 oder INIT_3 initiiert wird, ist die Sequenz zwei Zyklen lang.

Tabelle 953: Einstellungen für Konfigurationsbeispiel 2

Parametername	Einstellungswert
Schussnummer CBB1	1
Init Signale CBB1	1 (Leitung 1)
1. Wiedereinschaltzeit	0 s (Beispiel)
Schussnummer CBB2	1
Init Signale CBB2	6 (Leitungen 2 und 3 = 2+4 = 6)
2. Wiedereinschaltzeit	0,2 s (Beispiel)
Schussnummer CBB3	2
Init Signale CBB3	6 (Leitungen 2 und 3 = 2+4 = 6)
3. Wiedereinschaltung	10,0 s

9.4.6.4 Verzögerte Initiierungsleitungen

Die automatische Wiedereinschaltungsfunktion besteht aus sechs einzelnen Wiedereinschaltungs-Initiierungsleitungen INIT_1...INIT 6 und drei verzögerten Initiierungsleitungen:

- DEL_INIT_2
- DEL_INIT_3
- DEL_INIT_4

DEL_INIT_2 und INIT_2 sind untereinander mit einem ODER-Gate verbunden, ebenso wie die Eingänge 3 und 4. Die Eingänge 1, 5 und 6 haben keinen verzögerten Eingang. In Bezug auf die automatische Wiedereinschaltung spielt es keine Rolle, ob die Leitung INIT_x oder DEL_INIT_x für die Zyklusinitiierung oder -blockierung verwendet wird.

Die automatische Wiedereinschaltungsfunktion kann den Leistungsschalter ebenfalls von einer beliebigen anderen Initiierungsleitung öffnen. Diese wird mit der Einstellung *Tripping line* ausgewählt. Standardmäßig aktivieren alle Initiierungsleitungen den Ausgang LS_ÖFFNEN.

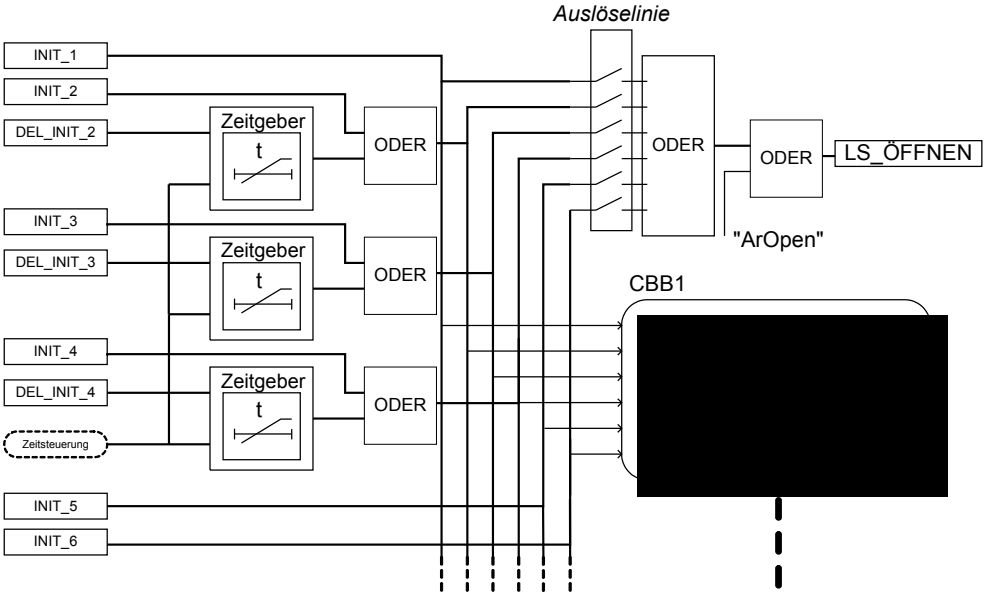


Abb. 553: Vereinfachtes Logikdiagramm der Initiierungsleitungen

Für jede verzögerte Initiierungsleitung gibt es vier verschiedene Zeiteinstellungen:

Tabelle 954: Einstellungen für verzögerte Initiierungsleitungen

Parametername	Beschreibung und Zweck
Str x Verzög. Schuss 1	Zeitverzögerung für die Leitung DEL_INIT_x, wobei x die Nummer der Leitung 2, 3 oder 4 ist. Verwendet für Zyklus 1.
Str x Verzög. Schuss 2	Zeitverzögerung für die Leitung DEL_INIT_x, verwendet für Zyklus 2.
Str x Verzög. Schuss 3	Zeitverzögerung für die Leitung DEL_INIT_x, verwendet für Zyklus 3.
Str x Verzög. Schuss 4	Zeitverzögerung für die Leitung DEL_INIT_x, verwendet für Zyklus 4 und 5. Kann optional auch mit SOTF verwendet werden.

9.4.6.5 Zyklusinitiierung vom Schutz-Start-Signal

Einfach gesagt werden alle automatischen Wiedereinschaltungszyklen durch Schutzauslösungen initiiert. Das bedeutet, dass alle Auslösezeiten in der Sequenz gleich sind. Deshalb ist die Verwendung von Schutzauslösungen vielleicht nicht die optimale Lösung. Die Verwendung von Schutzstartsignalen anstelle von Schutzauslösungen zur Initiierung von Zyklen verkürzt die Auslösezeiten.

Beispiel 1

Wenn eine Zwei-Zyklus-Sequenz verwendet wird, dann wird die Startinformation aus der Schutzfunktion an den DEL_INIT 2-Eingang weitergeleitet und die Auslöseinformation an den INIT_2-Eingang. Die folgenden Bedingungen müssen zutreffen:

- Schutzauslösezeit = 0,5 s
- *Str 2 Verzög. Schuss 1* = 0,05 s
- *Str 2 Verzög. Schuss 2* = 60 s
- *Str 2 Verzög. Schuss 3* = 60 s

Funktion bei permanentem Fehler:

1. Die Schutzfunktion startet und aktiviert den DEL_INIT 2-Eingang.
2. Nach 0,05 Sekunden wird der erste automatische Wiedereinschaltungszyklus initiiert. Die Funktion öffnet den Leistungsschalter: Der Ausgang LS_ÖFFNEN wird aktiviert. Die gesamte Auslösezeit ist die Schutzstartverzögerung + 0,05 Sekunden + die Zeit, die zum Öffnen des Leistungsschalters benötigt wird.
3. Nach dem ersten Zyklus wird der Leistungsschalter wieder eingeschaltet und die Schutzfunktion startet wieder.
4. Da die Verzögerung des zweiten Zyklus 60 Sekunden beträgt, ist die Schutzfunktion schneller und löst nach der gesetzten Auslösezeit aus und aktiviert dabei den INIT 2-Eingang. Der zweite Zyklus wird initiiert.
5. Nach dem zweiten Zyklus wird der Leistungsschalter wieder eingeschaltet und die Schutzfunktion startet wieder.
6. Da die Verzögerung des zweiten Zyklus 60 Sekunden beträgt, ist die Schutzfunktion schneller und löst nach der gesetzten Auslösezeit aus. Nach der finalen Auslösung sind keine weiteren Zyklen programmiert. Die Funktion ist gesperrt und die Sequenz gilt als nicht erfolgreich.

Beispiel 2

Die Verzögerungen können ebenfalls für eine schnelle finale Auslösung verwendet werden. Die Bedingungen sind die gleichen wie in Beispiel 1, mit der Ausnahme von *Str 2 Verzög. Schuss 3* = 0,10 Sekunden.

Die Funktion ist bei einem permanenten Fehler die gleiche wie in Beispiel 1, außer dass nach dem zweiten Zyklus, wenn die Schutzfunktion wieder angeregt wird, *Str 2 Verzög. Schuss 3* vor der Schutzauslösezeit abläuft und die finale Auslösung folgt. Die

gesamte Auslösezeit ist die Schutzstartverzögerung + 0,10 Sekunden + die Zeit, die zum Öffnen des Leistungsschalters benötigt wird.

9.4.6.6 Schnelle Auslösung bei Zuschalten auf Kurzschluss

Die Verzögerungen des Parameters *Str_Verzög. Schuss 4* können ebenfalls verwendet werden, um eine schnellere und beschleunigte Auslösung mit SOTF zu erreichen. Dies wird erreicht, indem die Einstellung des Parameters *4. Verzögerung in SOTF* auf "1" gesetzt wird und die Schutzstartinformation mit dem entsprechenden DEL_INIT_-Eingang verbunden wird.

Wenn die Funktion ein Schließen des Leistungsschalters feststellt, d. h. wenn ein weiteres Schließen außer dem von der Funktion selbst ausgeführtem festgestellt wird, dann lässt sie keine Zyklusinitiierung für die gesetzte Zeit mit dem Parameter *Sperrdauer* zu. Wenn der Parameter *4. Verzögerung in SOTF* auf "1" gesetzt ist, werden zudem die Verzögerungen des Parameters *Str_Verzög. Schuss 4* aktiviert.

Beispiel 1

Die Schutzauslösezeit beträgt 0,5 Sekunden, der Perameter *4. Verzögerung in SOTF* wird auf "1" gesetzt und der Parameter *Str 2 Verzög. Schuss 4* auf 0,05 Sekunden. Das Schutzstartsignal wird mit dem DEL_INIT_2-Eingang verbunden.

Wenn die Schutzfunktion angeregt wird, nachdem der Leistungsschalter geschlossen wird, folgt die schnelle Auslösung nach den eingestellten 0,05 Sekunden. Die gesamte Auslösezeit ist die Schutzstartverzögerung + 0,05 Sekunden + die Zeit, die zum Öffnen des Leistungsschalters benötigt wird.

9.4.7 Signale

Tabelle 955: DARREC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
INIT_1	BOOLEAN	0=False	AWE Initialisierung / Blockiersignal 1
INIT_2	BOOLEAN	0=False	AWE Initialisierung / Blockiersignal 2
INIT_3	BOOLEAN	0=False	AWE Initialisierung / Blockiersignal 3
INIT_4	BOOLEAN	0=False	AWE Initialisierung / Blockiersignal 4
INIT_5	BOOLEAN	0=False	AWE Initialisierung / Blockiersignal 5
INIT_6	BOOLEAN	0=False	AWE Initialisierung / Blockiersignal 6
DEL_INIT_2	BOOLEAN	0=False	Verzögerte AWE Initialisierung / Blockiersignal 2
DEL_INIT_3	BOOLEAN	0=False	Verzögerte AWE Initialisierung / Blockiersignal 3
DEL_INIT_4	BOOLEAN	0=False	Verzögerte AWE Initialisierung / Blockiersignal 4
BLK_RECL_T	BOOLEAN	0=False	Blockiert die Wiedereinschaltzeit und setzt sie zurück
BLK_RCLM_T	BOOLEAN	0=False	Blockiert die Regenerierungszeit und setzt sie zurück
BLK_THERM	BOOLEAN	0=False	Blockiert und hält den AWE-Zyklus seitens des thermischen Schutzes an
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
LS_POS	BOOLEAN	0=False	Leistungsschalter Positionseingang
LS_BEREIT	BOOLEAN	1=True	Leistungsschalter Statussignal
INC_SHOTP	BOOLEAN	0=False	Sequenzkoordinationssignal
VERH_WE	BOOLEAN	0=False	Unterbricht und sperrt die Wiedereinschaltsequenz
AWE_AN	BOOLEAN	0=False	Signal für Freigabe oder Blockierung AWE
SYNC	BOOLEAN	0=False	Synchr.-überprüfung durchgeführt

Tabelle 956: DARREC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
ÖFFN_LS	BOOLEAN	Befehl zum Öffnen des Leistungsschalters
SCHL_LS	BOOLEAN	Befehl zum Schließen des Leistungsschalters
BEF_WARTE	BOOLEAN	Warte auf Anweisung
INPRO	BOOLEAN	AWE-Zyklus wird durchgeführt, Aktivierung während der Totzeit
BLOCKIERT	BOOLEAN	Signal zur Anzeige AWE blockiert
SCHUTZ_KOOR	BOOLEAN	Signal zur Koordination zwischen AWE und Schutz
NE_WE	BOOLEAN	Anzeige einer nicht erfolgreichen AWE-Sequenz
AWE_AN	BOOLEAN	AWE erlaubt
BEREIT	BOOLEAN	Zeigt an, dass die automatische Wiedereinschaltung bereit für eine neue Folge bereit ist, d.h., dass der Eingang LS_BEREIT gleich TRUE ist
AKTIV	BOOLEAN	AWE Sequenz in Arbeit

9.4.8 Einstellungen

Tabelle 957: DARREC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Auslösung EIN/AUS
Wiedereinschaltung	1=Aus 2=Externe Kontr. 3=Ein			1=Aus	Wiederverschließen (Aus, Externe Kontr. / An)
Einschaltpulslänge	10...10000	ms	10	200	LS-Verschluss Pulslänge
Regenerationszeit	100...1800000	ms	100	10000	Regenerationszeit
Anschlusspriorität	1=Keine 2=Gering (Slave) 3=Hoch (Master)			1=Keine	Anschlusspriorität
Synchronisation	0...127		1	0	Auswahl der Synchronisationsvoraussetzung zum Wiederverschluss
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt					

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Auto.Init.-bed.	1=Nicht erlaubt 2=Bei Synchr.-fehler 3=LS wurde nicht geschl 4=Beide			2=Bei Synchr.-fehler	Autom. Initiierungsbedingung
Auslöselinie	0...63		1	0	Auslöselinie, definiert die Initialisiereingänge, die eine Aktivierung ÖFFN_LS bewirken
4. Verz. in SOTF	0=False 1=True			0=False	Setze die 4. Verzögerung in Benutzung für alle DEL_INIT Signale während SOTF
1.Wiedereinsch.zeit	0...300000	ms	10	5000	Pausenzeit für CBB1
2.Wiedereinsch.zeit	0...300000	ms	10	5000	Pausenzeit für CBB2
3.Wiedereinsch.zeit	0...300000	ms	10	5000	Pausenzeit für CBB3
4.Wiedereinsch.zeit	0...300000	ms	10	5000	Pausenzeit für CBB4
5.Wiedereinsch.zeit	0...300000	ms	10	5000	Pausenzeit für CBB5
6.Wiedereinsch.zeit	0...300000	ms	10	5000	Pausenzeit für CBB6
7.Wiedereinsch.zeit	0...300000	ms	10	5000	Pausenzeit für CBB7
Init Signale CBB1	0...63		1	0	Initialisierlinien für CBB1
Init Signale CBB2	0...63		1	0	Initialisierlinien für CBB2
Init Signale CBB3	0...63		1	0	Initialisierlinien für CBB3
Init Signale CBB4	0...63		1	0	Initialisierlinien für CBB4
Init Signale CBB5	0...63		1	0	Initialisierlinien für CBB5
Init Signale CBB6	0...63		1	0	Initialisierlinien für CBB6
Init Signale CBB7	0...63		1	0	Initialisierlinien für CBB7
Schuss Nummer CBB1	0...5		1	0	Startnummer für CBB1
Schuss Nummer CBB2	0...5		1	0	Startnummer für CBB2
Schuss Nummer CBB3	0...5		1	0	Startnummer für CBB3
Schuss Nummer CBB4	0...5		1	0	Startnummer für CBB4
Schuss Nummer CBB5	0...5		1	0	Startnummer für CBB5
Schuss Nummer CBB6	0...5		1	0	Startnummer für CBB6
Schuss Nummer CBB7	0...5		1	0	Startnummer für CBB7
Frq Ausl.Zählerbegr.	0...250		1	0	Häufigkeitszähler Lockoutgrenze
Frq Ausl.Zählerzeit	1...250	Min	1	1	Häufigkeitszählerzeit
Frq Ausl.Erhol.-zeit	1...250	Min	1	1	Häufigkeitszähler Erholungszeit
Autoinit.	0...63		1	0	Definiert INIT-Linien, die bei Autoinitialisierung aktiviert werden

Tabelle 958: DARREC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Manueller Schließmodus	0=False 1=True			0=False	Manueller Schließmodus
Einschaltwartezeit	50...10000	ms	50	250	Erlaubte LS-Verschlusszeit nach Wiederverschlussanweisung
Max.Wartezeit	100...1800000	ms	100	10000	Maximale Wartezeit für BLK_RECL_T-Freigabe
Max.Auslösezeit	100...10000	ms	100	10000	Maximale Wartezeit für Deaktivierung der Schutzsignale
Max Thm. Block.-Zeit	100...1800000	ms	100	10000	Maximale Wartezeit zur Deaktivierung des thermalen Blockiersignals
Abfallzeit	0...1800000	ms	100	10000	Ausschnittzeit zur Schutzkoordination
Entsch.Zeit Schuss 1	0...10000	ms	100	0	Entscheidungszeit für 1. Wiederverschließen
Entsch.Zeit Schuss 2	0...10000	ms	100	0	Entscheidungszeit für 2. Wiederverschließen
Entsch.Zeit Schuss 3	0...10000	ms	100	0	Entscheidungszeit für 3. Wiederverschließen
Entsch.Zeit Schuss 4	0...10000	ms	100	0	Entscheidungszeit für 4. Wiederverschließen
Auto Wartezeit	0...60000	ms	10	2000	Wartezeit zur Erfüllung der Wiederverschlussbedingungen
Autorücks. WE-Block.	0=False 1=True			1=True	Automatische Wiedereinschaltsperre-Rücksetzung
Schutz Koord.-begr.	1...5		1	1	Schutzkoordination Schussbegrenzung
Schutz Koord.-modus	1=Keine Bedingung 2=WE inaktiv 3=LS manuell schl. 4=WE inakt., LS man. 5=Immer			4=WE inakt., LS man.	Schutzkoordinationsmodus
Steuerlinie	0...63		1	63	Steuerlinie, definiert die Initialisiereingänge als Schutzsignale
Frgb. Schuss übersp.	0=False 1=True			1=True	Zyklus überspringen aktivieren
LS geschl.Pos.-stat.	0=False 1=True			0=False	LS geschlossen Positionsstatus
Blk Signale CBB1	0...63		1	0	Blockierlinien für CBB1
Blk Signale CBB2	0...63		1	0	Blockierlinien für CBB2
Blk Signale CBB3	0...63		1	0	Blockierlinien für CBB3
Blk Signale CBB4	0...63		1	0	Blockierlinien für CBB4
Blk Signale CBB5	0...63		1	0	Blockierlinien für CBB5
Blk Signale CBB6	0...63		1	0	Blockierlinien für CBB6
Blk Signale CBB7	0...63		1	0	Blockierlinien für CBB7
Anr 2 Schussverz. 1	0...300000	ms	10	0	Verzögerungszeit für Anregung 2, 1. Wiedereinschaltung

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Anr 2 Schussverz. 2	0...300000	ms	10	0	Verzögerungszeit für Anregung 2, 2. Wiedereinschaltung
Anr 2 Schussverz. 3	0...300000	ms	10	0	Verzögerungszeit für Anregung 2, 3. Wiedereinschaltung
Anr 2 Schussverz. 4	0...300000	ms	10	0	Verzögerungszeit für Anregung 2, 4. Wiedereinschaltung
Anr 3 Schussverz. 1	0...300000	ms	10	0	Verzögerungszeit für Anregung 3, 1. Wiedereinschaltung
Anr 3 Schussverz. 2	0...300000	ms	10	0	Verzögerungszeit für Anregung 3, 2. Wiedereinschaltung
Anr 3 Schussverz. 3	0...300000	ms	10	0	Verzögerungszeit für Anregung 3, 3. Wiedereinschaltung
Anr 3 Schussverz. 4	0...300000	ms	10	0	Verzögerungszeit für Anregung 3, 4. Wiedereinschaltung
Anr 4 Schussverz. 1	0...300000	ms	10	0	Verzögerungszeit für Anregung 4, 1. Wiedereinschaltung
Anr 4 Schussverz. 2	0...300000	ms	10	0	Verzögerungszeit für Anregung 4, 2. Wiedereinschaltung
Anr 4 Schussverz. 3	0...300000	ms	10	0	Verzögerungszeit für Anregung 4, 3. Wiedereinschaltung
Anr 4 Schussverz. 4	0...300000	ms	10	0	Verzögerungszeit für Anregung4, 4. Wiedereinschaltung

9.4.9 Überwachte Daten

Tabelle 959: DARREC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
AUSSCH_ZAEHLER	BOOLEAN	0=False 1=True		Signal für Zählerdeaktivierung
AUSL_ZÄHLER	INT32	0...2147483647		Häufigkeitszähler
ZÄHLER_ALARM	BOOLEAN	0=False 1=True		Häufigkeitszähleralarm
STATUS	Enum	-1=Nicht definiert 1=Bereit 2=Läuft 3=Erfolgreich 4=Warten auf Auslösung 5=Auslösung von Schutz 6=Fehler verschwunden 7=Warten auf Abschluss 8=LS EIN 9=Zyklus nicht erfolgreich 10=Nicht erfolgreich 11=Abgebrochen		AWE Statussignal für IEC61850

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
INPRO_1	BOOLEAN	0=False 1=True		AWE-Zyklus wird durchgeführt, Zyklus 1
INPRO_2	BOOLEAN	0=False 1=True		AWE-Zyklus wird durchgeführt, Zyklus 2
INPRO_3	BOOLEAN	0=False 1=True		AWE-Zyklus wird durchgeführt, Zyklus 3
INPRO_4	BOOLEAN	0=False 1=True		AWE-Zyklus wird durchgeführt, Zyklus 4
INPRO_5	BOOLEAN	0=False 1=True		AWE-Zyklus wird durchgeführt, Zyklus 5
ENTSCH_INPRO	BOOLEAN	0=False 1=True		Entscheidungszeit wird durchlaufen
AUSSCH_INPRO	BOOLEAN	0=False 1=True		Abfallzeit wird durchlaufen
ERF_WE	BOOLEAN	0=False 1=True		Zeigt erfolgreiche AWE-Sequenz an
NE_LS	BOOLEAN	0=False 1=True		Zeigt nicht erfolgreiche LS-Einschaltung
ZÄHLER_SCHUSS_1	INT32	0...2147483647		Rücksetzbarer Ausführungszähler, Zyklus 1
ZÄHLER_SCHUSS_2	INT32	0...2147483647		Rücksetzbarer Ausführungszähler, Zyklus 2
ZÄHLER_SCHUSS_3	INT32	0...2147483647		Rücksetzbarer Ausführungszähler, Zyklus 3
ZÄHLER_SCHUSS_4	INT32	0...2147483647		Rücksetzbarer Ausführungszähler, Zyklus 4
ZÄHLER_SCHUSS_5	INT32	0...2147483647		Rücksetzbarer Ausführungszähler, Zyklus 5
ZÄHLER	INT32	0...2147483647		Rücksetzbarer Zähler, alle Zyklen
SHOT_PTR	INT32	1...7		Zykluszeigerwert
MAN_LS_WE	BOOLEAN	0=False 1=True		Zeigt manuelle Einschaltung während der AWE-Sequenz an
SOTF	BOOLEAN	0=False 1=True		Schalten auf Kurzschluss
DARREC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

9.4.10 Technische Daten

Tabelle 960: DARREC Technische Daten

Charakteristik	Wert
Genauigkeit der Auslöseverzögerung	±1,0 % des eingestellten Wertes oder ±20 ms

9.4.11 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 961: Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Ausgang PROT_DISA und die dazugehörigen Einstellungen entfernt
C	Standardwert der Einstellung *LS EIN Pos Status* von "Wahr" in "Falsch" geändert
D	Ausgangsbereich für SHOT_PTR 0...7 (zuvor 0...6).
E	Überwachte Daten ACTIVE übertragen, um im ACT als Ausgang sichtbar zu sein. Ausgangsbereich für SHOT_PTR 1...7.
F	Interne Verbesserungen.

9.5 Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung OLATCC

9.5.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung	OLATCC	COLTC	90V

9.5.2 Funktionsblock

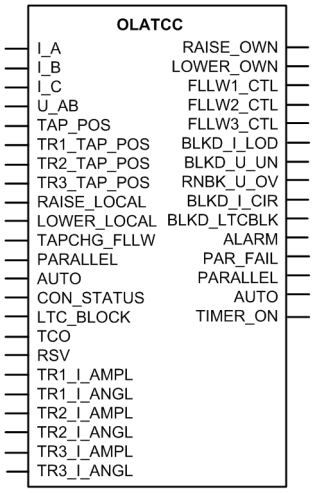


Abb. 554: Funktionsblock

9.5.3 Funktion

Die Funktion Stufenschaltersteuerung mit Spannungsregelung OLATCC wurde für die Spannungsregelung von Transformatoren mit Stufenschaltern in Verteilstationen entwickelt. OLATCC ermöglicht eine manuelle oder automatische Spannungsregelung des Transformators über die Signalerhöhungs- oder -absenkungsignale an den Stufenschalter.

Die automatische Spannungsregelung kann bei einzelnen oder parallel geschalteten Transformatoren angewendet werden. Der Parallelbetrieb kann auf dem Master/Follower-Prinzip (M/F), dem negativen Reaktanzprinzip (NRP) oder dem Prinzip der Minimierung des Kreisstrom (MCC) basieren.

OLATCC enthält die Funktion Leitungsabfallkompensierung, die Lastreduzierung ist durch eine dynamische Spannungsreduzierung möglich.

Für die Verzögerung zwischen dem Erhöhen und Absenken kann entweder die unabhängige Zeitcharakteristik (DT) oder die abhängige Zeitcharakteristik (IDMT) ausgewählt werden.

Die Funktion besitzt eine Blockierfunktion. Die Spannungsregelung kann durch ein externes Signal oder über die Überwachungsfunktion der Funktion blockiert werden.

9.5.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von OLATCC lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

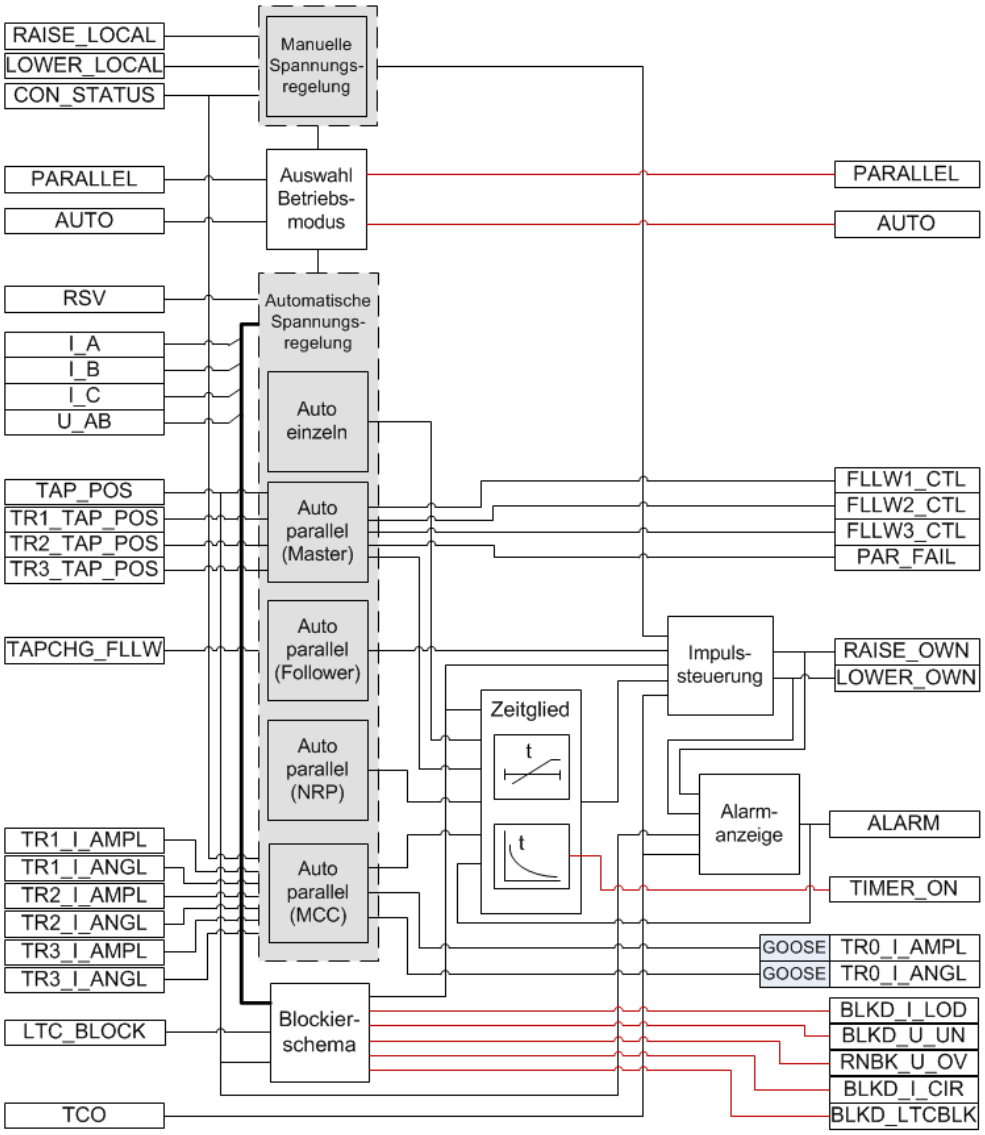


Abb. 555: Logikdiagramm

9.5.4.1 Spannungs- und Strommessungen

Die gemessene Spannung muss eine Leiter-Leiter-Spannung auf der geregelten Seite sein. In der Regel ist dies die Leiter-Leiter-Spannung U_L1-L2 von der Sekundärseite des Transformators. Bei der Messung der Spannungen der Leiter wird die Spannung intern im Gerät berechnet.

Die Ströme von der Sekundärseite des Transformators (I_L1 – I_L3) werden auf unterschiedliche Weise verwendet.

- Der höchste Leiterstromwert wird für die Blockierung der Überstromanregung verwendet.
- Die Ströme von der Sekundärseite des Transformators werden für die Kompensierung eines Leitungsabfalls (Mittelwert der angeschlossenen Eingänge) verwendet.
- Die Ströme von der Sekundärseite des Transformators werden für die Berechnung des Kreisstroms in den Betriebsmodi Negatives Reaktanzprinzip (NRP) und Minimierung des Kreisstroms (MCC) verwendet.

Sowohl die Spannung U_L1-L2 als auch die Leiterströme von der Sekundärseite (I_x, dabei ist x L1, L2 oder L3) werden immer anhand des Werts der gefilterten Grundfrequenzkomponente (DFT) berechnet. Daher sind die Oberschwingungen immer unterdrückt. Außerdem wird der gemessene Spannungswert ständig nach dem Mittelwert eines acht Werte langen gleitenden Fensters gefiltert, wobei die resultierende Filterverzögerung nicht kompensiert wird. In Berechnungen wird immer die leiterkompensierte Spannung U_L1 verwendet, obwohl sie nicht verbunden ist. Der gemittelte Wert U_m wird für die Steuerung verwendet. Seine Größe kann aus den überwachten Daten U_MEAS gelesen werden.

Der Wert des Leiterstroms des eigenen Transformators I_X und die Phasenwinkeldifferenz zwischen der internen leiterkompensierten Spannung U_L1 und dem Leiterstrom I_x werden ebenso nach dem Mittelwert eines festen Fensters derselben Länge gefiltert. Der Wert des Phasenwinkels kann aus den überwachten Daten ANGL_UA_IA gelesen werden. Diese Ströme und Phasenwinkeldifferenzen werden ausschließlich zur Berechnung des Kreisstroms verwendet.

Die Winkeldifferenz wird in Gleichung 189, Gleichung 190 und Gleichung 192 verwendet.

Für Spannungs- und Strompegel gelten Untergrenzen, weshalb die Pegel und Phasenwinkeldifferenzen ungleich Null sind. Der Spannungspegel muss drei Prozent von U_r und der Strom I_L1 muss zwei Prozent von I_r überschreiten.

9.5.4.2 Eingänge der Stufenschalterstellung

Der Positionswert des Stufenschalters kann als Widerstandswert, mA-Signal oder Binärcodesignal an OLATCC übergeben werden. Weitere Informationen zur möglichen Implementierung des Widerstandswerts, des mA-Signals oder einer binär codierten Schnittstelle sind in TPOSYLTC im technischen Handbuch des Geräts zu finden.

Die angezeigte Stufenschalterstellung des eigenen Transformators ist intern mit dem Eingang `TAP_POS` verbunden, und die Stufenschalterstellungen der parallelen Transformatoren werden in die anderen `TRx_TAP_POS`-Eingänge eingespeist. Hierdurch wird gleichzeitig die Verbindungsidentität festgelegt, sodass Follower 1 mit `TR1_TAP_POS`, Follower 2 mit `TR2_TAP_POS` und Follower 3 mit

TR3_TAP_POS verbunden ist. Die Stellung des eigenen Transformators kann aus den überwachten Daten TAP_POS gelesen werden. Die Stufenschalterstellungen des Followers können auch aus den Eingangsdaten TRx_TAP_POS gelesen werden, wobei x ein Wert zwischen 1 und 3 ist.

Der Wert der Stufenschalterstellung wird in Klammern angezeigt. So zeigt beispielsweise (0) an, dass keine Stufenschalterstellung verbunden ist oder der Wert der Stufenschalterstellung fehlerhaft ist. In der Regel ist keine Stufenschalterstellung verbunden, alle TPOSYLTC-Binäreingänge sind standardmäßig FALSCH und es wird der Wert (0) angezeigt. Ein anderer Wert als Null zeigt eine schlechte Qualität an. Eine Stufenschalterstellung schlechter Qualität wird von OLATCC wie Informationen zu einer nicht verbundenen Stufenschalterstellung behandelt.

9.5.4.3 Auswahl des Betriebsmodus

Für die Auswahl des gewünschten Betriebsmodus verfügt OLATCC über die Einstellungen *Betriebsmodus* und *Automatisch parallel*. Die Einstellung *Betriebsmodus* kann jeden der folgenden Werte annehmen: "Manuell", "Automatisch einzeln", "Automatisch parallel", "Eingabesteuerung" und "Befehl". Wenn die Einstellung *Betriebsmodus* den Wert "Eingabesteuerung" hat, richtet sich der aktive Betriebsmodus nach den Eingängen PARALLEL und AUTO. Wenn die Einstellung *Betriebsmodus* auf "Befehl" gesetzt ist, richtet sich der aktive Betriebsmodus nach den IEC-61850-Befehlsdatenpunkten "Auto" und "ParOp". Der Eingang PARALLEL und "ParOp" legen fest, ob der Transformator (Spannungsregler) im Parallel- oder Einzelmodus läuft. Der Eingang AUTO gibt den Betriebszustand im Modus "einzeln" fest. Die überwachten Daten zu den Einstellungen PARALLEL und AUTO repräsentieren den aktiven Betriebsmodus "Parallel- oder Einzelbetrieb" bzw. "Automatische/manuelle Anzeige".

Tabelle 962: Aktiver Betriebsmodus in Abhängigkeit von den jeweiligen Eingängen und Befehlssignalen

PARALLEL	Auto	Betriebsmodus
0	0	Manuell
0	1	Auto single
1	0 oder 1	Auto parallel

Wenn außerdem der *Betriebsmodus* auf "Automatisch parallel" gesetzt ist, legt der zweite Einstellungsparameter *Automatisch parallel* den Parallelmodus fest. Die Alternativen sind "Auto master", "Auto follower", "MCC" oder "NRP".

Der aktive Betriebsmodus kann aus den überwachten Daten OPR_MODE_STS gelesen werden.

Befehlsausschluss

Die Änderung des aktiven Betriebsmodus anhand von zwei Eingängen (PARALLEL und AUTO) und die Änderung der Einstellungsgruppe (sei es über den Eingang oder

ein Menü) ist erforderlich, wenn der aktive Betriebsmodus automatisch geändert werden muss. Die Steuerung dieser beiden Eingänge und die Änderung der Einstellungsgruppe unterliegen also einer Logik, die auf den von den Leistungsschaltern gelieferten Statusinformationen basiert.

Der gewöhnliche Befehlsausschluss Ort/Fern (OF) betrifft die manuellen Anhebe- und Absenkbefehle von OLATCC, d. h., er stellt den internen Ausschlussmechanismus bereit, der die Ausführung der Fernbefehle (vom SCADA-System) bei Betrieb des Geräts im lokalen Modus verhindert.

9.5.4.4 Manuelle Spannungsregelung

Die manuellen Anhebe- und Absenkbefehle können wahlweise über die Konfigurationseingänge LOWER_LOCAL und RAISE_LOCAL, über die HMI des Geräts oder über Fernbefehle ausgegeben werden. Der aktive Betriebsmodus von OLATCC muss auf "Manuell" gesetzt sein und die überwachten Daten zur Steuerung des OF-Zustands (Ort/Fern) müssen auf "Ort" gesetzt sein, um die Steuerungsbefehle manuell von der HMI oder über Konfigurationseingänge ausführen zu können. Wenn OLATCC auf "Manuell", aber der OF-Zustand auf "Aus" oder "Fern" gesetzt ist, können trotzdem keine manuellen Steuerungsbefehle ausgegeben werden.

Für Fernbefehle muss der aktive Betriebsmodus der OLATCC-Funktion ebenfalls auf "Manuell" und der OF-Zustand der überwachten Daten auf "Fern" gesetzt sein.

Die manuellen Anhebe- und Absenkbefehle können lokal entweder über den Parameter *Manuelle Steuerung* ("Abbrechen"/"Tiefer"/"Höher") im HMI-Menü **Steuerung/OLATCC1** oder über die Konfigurationseingänge LOWER_LOCAL oder RAISE_LOCAL ausgegeben werden.

Ein Anhebebefehl wird durch Auswahl des Zählerwerts "Höher" und der Absenkbefehl durch Auswahl des Zählerwerts "Tiefer" ausgegeben. Ein akzeptierter Anhebe-/Absenkbefehl aktiviert den zugehörigen Ausgang RAISE_OWN bzw. LOWER_OWN zur Regelung der Spannung des eigenen Transformators.

Spannungsregelung oder Änderungsrichtung des Stufenschalters

OLATCC enthält die Steuerungseinstellungen *Lower block tap* und *Raise block tap*. Die Einstellungen *Lower block tap* und *Raise block tap* sollten die Stufenschalterstellungen erhalten, die den niedrigsten und höchsten geregelten Spannungswert ergeben (normalerweise an der Unterspannungsseite des Transformators). Es ist zulässig, sowohl den Wert *Raise block tap* höher als den Wert von *Lower block tap* und den Wert von *Lower block tap* höher als den Wert von *Raise block tap* zu setzen.

Übersteigt der Wert von *Raise block tap* den Wert von *Lower block tap*, aktiviert die Steuerung zur Erhöhung den Ausgang RAISE_OWN. Dadurch wird der Wert der Stufenschalterstellung erhöht, und die gemessene Spannung steigt. Außerdem ist der Ausgangswert RAISE_OWN = WAHR. Ist die Stufenschalterstellung verbunden (d. h. die Daten des eigenen Stufenschalters sind gültig), wird der Stufenschalteralarm aktiviert, wenn der Stufenschalter nach der Impulsaktivierung in der Einstellung *Cmd*

error delay time keinen höheren Wert annimmt, sodass ALARM_REAS in den überwachten Daten einen Syntaxfehlerwert enthält. Der Standardwert für die Einstellung *Cmd error delay time* ist 20 Sekunden.

Die Absenkung wird auf ähnliche Weise gesteuert, wie in Abbildung 556 veranschaulicht. In den Ausgabedaten ist der Wert für LOWER_OWN = WAHR. Ein Alarm wird ausgelöst, wenn der Stufenschalter nach Impulsaktivierung in *Cmd error delay time* keinen höheren Wert annimmt (sofern die eigene Stufenschalterstellung verbunden ist).

Im zweiten Fall sind die Parameter so gesetzt, dass der Wert von *Lower block tap* den Wert von *Raise block tap* übersteigt. Die Anhebung wird durch Aktivierung des Ausgangs RAISE_OWN gesteuert. Das sollte dazu führen, dass der Stufenschalter einen anderen Wert annimmt und die Spannung steigt. Außerdem wird der Wert des Ausgangs RAISE_OWN in den Ausgabedaten = WAHR. Wenn der eigene Stufenschalter angeschlossen ist, wird der Stufenschalteralarm aktiviert, wenn der Wert des Stufenschalters nach Impulsaktivierung in *Cmd error delay time* keinen niedrigeren Wert annimmt, sodass ALARM_REAS in den überwachten Daten einen Syntaxfehlerwert enthält.

9.5.4.5 Automatische Spannungsregelung bei einem einzelnen Transformator

OLATCC dient zur Steuerung der Transformatoren mittels eines motorgetriebenen Stufenschalters. Diese Funktion regelt die Spannung auf der Sekundärseite des Transformators. Die Steuermethode basiert auf einem Einzelschritt-Prinzip, bei dem immer nur ein Steuerimpuls gleichzeitig an den Stufenschalter übertragen wird, um dessen Position um exakt eine Stufe nach oben oder unten zu bewegen. Wenn für den Stufenschalter keine Zwischenschritte gemeldet werden, führt dies jedoch nicht zu einem Alarm, wenn mehr als ein Änderungsschritt erkannt wird.

Der Zweck des Reglers besteht darin, die Sekundärspannung des Transformators stabil zu halten. Grundlage für diesen Vorgang bildet die Einstellung *Bandmittenspannung*. Durch Erhöhung oder Absenkung bestimmter Kompensationsfaktoren berechnet der Regler eine Steuerspannung für die Bandmittenspannung, wie in Gleichung 187 gezeigt. Folglich ist die Steuerspannung zugleich die gewünschte, vom Regler stabil zu haltende Sekundärspannung des Transformators. Die Steuerspannung wird mit der gemessenen Spannung verglichen und die Differenz zwischen den beiden Werten bildet den Regelprozessfehler.

Da der Stufenschalter die Spannung schrittweise ändert, muss ein gewisser Fehler zugestanden werden. Dieser Fehler, die sogenannte *Bandbreitenspannung*, wird ebenfalls vom Anwender eingestellt. Als Einstellung für die *Bandbreitenspannung* wird ein Wert nahe am Zweifachen der Transformator-Schrittspannung ΔU_{step} empfohlen, zugleich sollte diese niemals unterschritten werden. So beträgt beispielsweise die *Bandbreitenspannung* in Abbildung 556 das Zweifache des Werts ΔU_{step}.

Wenn die gemessene Spannung innerhalb der Steuerspannung um ± die Hälfte der eingestellten *Bandbreitenspannung* schwankt, ist der Regler inaktiv. Wenn die

gemessene Spannung außerhalb der Grenzen der halben Bandbreitenspannung liegt, läuft die einstellbare Verzögerung T1 (*Steuerungsverzögerungszeit 1*) an. Siehe Abbildung 556, hier dient die Absenkungsfunktion als Beispiel. Die Verzögerung T1 bleibt so lange aktiv wie die gemessene Spannung außerhalb der Hysteresegrenzen der halben *Bandbreitenspannung* liegt. Die Werkseinstellung für die Hysterese beträgt 10 Prozent der eingestellten *Bandbreitenspannung*.

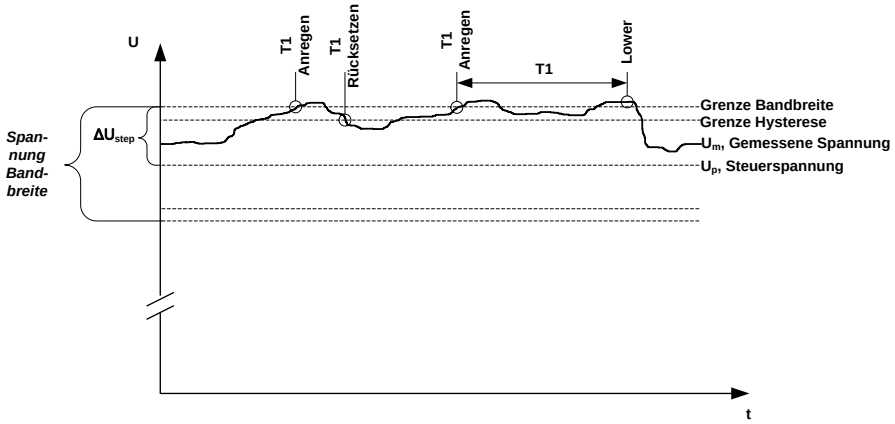


Abb. 556: Spannungsbezogene Funktion. Nach Ablauf der Verzögerung T1 wird ein Steuerimpuls zur Absenkung der Spannung ausgegeben.

Wenn die gemessene Spannung nach Ablauf der Verzögerung T1 außerhalb der Hysterese liegt, wird das Ausgangsgerät für die Anhebung oder Absenkung aktiviert. Dadurch wird einer der Ausgangsimpulse RAISE_OWN bzw. LOWER_OWN aktiviert und der Antriebsmotor des Stufenschalters in Gang gesetzt. Der Status dieser Ausgänge kann an den Ausgangsdaten RAISE_OWN bzw. LOWER_OWN abgelesen werden.

Wenn die gemessene Spannung während der Auslösezeit innerhalb der Hysteresegrenzen abfällt oder ansteigt, wird der Verzögerungszähler zurückgesetzt.

Die Impulsdauer kann über die Einstellung *LTC pulse time* festgelegt werden. Der Standardwert ist 1,5 Sekunden.

Bevor der nächste Auslöse-Zeitgeber anläuft, muss eine kurze Verzögerung abgewartet werden, die normalerweise der Dauer der Stufenschalter-Auslösezeit entspricht. Für OLATCC ist diese Verzögerung auf 6 Sekunden eingestellt. Wenn die Stufenschalter-Auslösung für die Regelung der Transformatorspannung innerhalb der Hysteresegrenzen nicht ausreicht, läuft eine zweite, einstellbare Verzögerung T2 (*Steuerungsverzögerungszeit 2*) an, die gewöhnlich kürzer ist als T1. Diese Verzögerung wird für die Steuerbefehle innerhalb derselben Sequenz verwendet, bis sich die Spannung wieder normalisiert hat. Die Verzögerungen T1 und T2 können entweder mit der unabhängigen Zeit (von engl. „Definite Time“) oder mit der IDMT-Kennlinie (von engl. „Inverse Definite Minimum Time“) ausgewählt werden. Im IT-

Betrieb richtet sich die Auslösezeit nach der Differenz zwischen der Steuerspannung und der gemessenen Spannung (siehe Gleichung 194. Je größer die Spannungsdifferenz, desto kürzer die Auslösezeit. Weitere Informationen zum IT-Betrieb finden Sie im Kapitel OLATCC -Zeitgeber-Kennlinien.

Regelgleichung

Das einfache Regelprinzip wird häufig durch zusätzliche Funktionen ergänzt, die den Spannungsabfall in der Leitung berücksichtigen (Leitungsabfallkompensierung), die Regelung von parallel betriebenen Transformatoren koordinieren und den Spannungspegel an den Lastzustand des Netzes angleichen. Die Steuerspannung U_p errechnet sich nach der Gleichung

$$U_p = U_s + U_z + U_{ci} - U_{rsv}$$

(Gleichung 187)

U_p	Steuerspannung
U_s	Sollspannung *Bandmittenspannung*
U_z	Term für Leitungsabfallkompensierung
U_{ci}	Term für die Kreisstromkompensierung
U_{rsv}	Spannungssenkungsparameter

U_p kann am überwachten Datenelement U_CTL direkt abgelesen werden.

Der Term für die Kreisstromkompensierung wird nur in den Betriebsmodi NRP und MCC (jeweils mit paralleler Auslösung) berechnet.

Leitungsabfallkompensierung (LDC)

Die Funktion "Leitungsabfallkompensierung" dient zur Kompensierung des Spannungsabfalls auf einer vom Transformator gespeisten Leitung oder im betreffenden Netz. Die Einstellungsparameter für die Kompensierung können theoretisch berechnet werden, wenn Wirkwiderstand und Reaktanz der Leitung bekannt sind oder über den Leitungsabfall praktisch gemessen werden können.

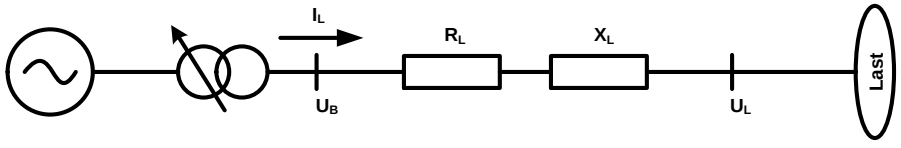


Abb. 557: Äquivalenter Schaltkreis zur Berechnung des LDC-Terms

Die Kompensierungsparameter *Line drop V Ris* (U_r) und *Line drop V React* (U_x) sind gemäß den Gleichungen Prozentwerte von U_r.

$$Line\ drop\ V\ Ris = U_r[\%] = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{CT_n1} \cdot R}{U_{VT_n1}} \cdot 100 \quad [\%U_n]$$

$$Line\ drop\ V\ React = U_x[\%] = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{CT_n1} \cdot X}{U_{VT_n1}} \cdot 100 \quad [\%U_n]$$

(Gleichung 188)

I_{CT_n1}	Primärbemessungsstrom des Stromwandlers
U_{VT_n1}	Nominelle Primärspannung des Spannungswandlers (Leiter-Leiter-Spannung)
R	Widerstand der Leitung, Ω/Leiter
X	Reaktanz der Leitung, Ω/Leiter

Die allgemeine LDC-Gleichung kann berechnet werden.

$$U_z = \frac{I_{injected}}{I_n} \cdot \frac{\left(U_r[\%]\cos\varphi + U_x[\%]\sin\varphi\right)}{100} \quad [xU_n]$$

(Gleichung 189)

$I_{injected}$	Durchschnitt der Ströme I_L1, I_L2 und I_L3
U_r	Einstellung *Line drop V Ris*
U_x	Einstellung *Line drop V React*
φ	Phasenwinkel zwischen U_L1 und I_L1 (überwachtes Datenelement ANGL_UA_IA)

In der Voreinstellung ist die Leitungsabfallkompensierung (LDC) nicht aktiv. Zur Aktivierung der LDC wird der Parameter *LDC enable* auf "True" gesetzt. Damit sich der LDC-Term in allen Situationen innerhalb annehmbarer Grenzen bewegt, verfügt OLATCC über den Einstellungsparameter *LDC limit*, der auf den Wert 0,10 xU_n voreingestellt ist. Dadurch nimmt U_z in Gleichung 187 stets den Maximalwert an.

Wenn mehr als eine Leitung an der Unterspannungs-Sammelschiene angeschlossen ist, wird die äquivalente Impedanz berechnet und als Parametereinstellung zur Berechnung der LDC übergeben (siehe die Abbildung 557 des äquivalenten Schaltkreises). Befinden sich in der Station beispielsweise N identische Leitungen mit identischen Lasten, erhält man die für die Einstellungen *Line drop V React* und *Line drop V Ris* benötigen R- und X-Werte durch Division des Wirkwiderstands und der Reaktanz einer Leitung durch N. Da der Spannungsabfall bei Leitungen mit unterschiedlichen Impedanzen und Lastströmen unterschiedlich ausfällt, muss beim Einstellen der Werte *Line drop V React* und *Line drop V Ris* ein Kompromiss eingegangen werden. Eine Anhebung der Spannung am Punkt der niedrigsten Spannung darf nicht an anderer Stelle zu einer Überspannung führen.

In der Voreinstellung wirkt die Leitungsabfallkompensierung nur in Richtung der normalen Wirkleistung. Bei einer Richtungsumkehr der Wirkleistung im Transformator, also von der geregelten Seite zum Netz auf höherer Ebene hin, wird der LDC-Term ignoriert (d. h. auf Null gesetzt). In einem solchen Fall wird davon

ausgegangen, dass die einspeisenden Einheiten auf der geregelten Seite des Transformators den korrekten Spannungspegel stabil halten. Dies kann zu einem Konflikt führen, wenn der Transformator die Spannung an der Station zu reduzieren versucht. Zudem ist es in einem solchen Fall schwierig, den tatsächlichen Spannungspegel in den Zuleitungen vorherzusagen, und die Absenkung der Spannung an der Station kann sich nachteilig auf das entfernte Ende des Netzes auswirken. Die Einstellung *Rv Pwr flow allowed* erlaubt es aber auch, negative LDC-Terme in die Gleichung aufzunehmen.

Die veränderte Netztopologie kann Änderungen beim äquivalenten Impedanzwert des Netzes zur Folge haben. Wenn die Änderung beträchtlich ist, können die Einstellungsgruppen verwendet werden, um zwischen unterschiedlichen Werten für *Line drop V React* und *Line drop V Ris* umzuschalten. Praktisch bedeutet dies, das die Booleschen Daten aus der Topologieänderung an die aus der aktiven Einstellungsgruppe resultierende Änderung gekoppelt werden.

Die Verwendung der LDC-Gleichung im Falle von parallel betriebenen Transformatoren ist im Kapitel Automatische Spannungsregelung bei parallelen Transformatoren beschrieben.

Eingang "Reduce Set Voltage" (RSV)

Die Netzfrequenz nimmt ab, wenn die im Netz erzeugte Wirkleistung kleiner ist als sein Verbrauch. Dann muss entweder der Betriebsstrom erhöht oder es müssen einige Lasten abgeworfen werden, um das Leistungsgleichgewicht wiederherzustellen.

Der einfachste Weg zur Absenkung der Last besteht darin, den Spannungspegel durch Übergabe eines niedrigeren Bandmittenspannungswerts an die Regler zu reduzieren. Zu diesem Zweck verfügt OLATCC über den Einstellungsgruppenparameter *Band reduction*. Die Aktivierung des Eingangs `RSV` hat die Absenkung zur Folge. Wenn dieser Eingang auf TRUE eingestellt ist, wird die eingestellte Sollspannung um den Wert des Parameters *Band reduction* verringert. Wenn mehr als ein `RSV`-Reduzierschritt gewünscht wird, muss die Änderung über Einstellungsgruppen bewirkt werden; bei diesem Vorgehen werden unterschiedliche Werte für den Parameter *Band reduction* unterstützt. Der verminderte Wert wird als Zielwert beibehalten, solange der Eingang `RSV` den Wert TRUE hat.

Da die Frequenzabnahme die Notwendigkeit einer Lastminderung erkennen lässt, ist es praktisch, das Startsignal eines Unterfrequenz-Funktionsblocks an den digitalen Eingang `RSV` zu koppeln.

Wie stark die Last beim Spannungsabfall reduziert wird, hängt von der Lastkennlinie ab. So verhalten sich beispielsweise rein Ohmsche Lasten proportional zum Quadrat der Spannung, während die Leistungsaufnahme bei auf Frequenzreglern basierenden Motorantrieben auch bei kleineren Spannungsänderungen meist konstant bleibt.

Der Status des Eingangs `RSV` kann aus dem Eingangsdatenelement `RSV` abgelesen werden.

9.5.4.6 Automatische Spannungsregelung bei parallelen Transformatoren

Mit einiger Wahrscheinlichkeit tritt zwischen Transformatoren ein Kreisstrom auf, wenn zwei oder mehr parallel betriebene Transformatoren mit leicht unterschiedlichen Übersetzungen spannungsführend geschaltet werden. Dies ist eine Folge der unausgeglichenen Kurzschlussimpedanzen der parallelen Transformatoren. Um solche Ströme zu vermeiden, sollten die Stufenschalter der Transformatoren so eingestellt werden, dass ein Gleichgewicht entsteht. Bei mutmaßlich identischen Transformatoren sollten auch deren Stufenschalterschritte (Spannungswerte) und die Stufenschalterpositionen einander entsprechen. In diesem Fall kann das Master/Follower-Prinzip angewandt werden. Es können aber auch Transformatoren mit unterschiedlichen Kenngrößen und Stufenschalterschritten parallel geschaltet werden, und solche Konfigurationen können ebenfalls über die Stufenschaltersteuerung verwaltet werden. Bei Konfigurationen dieser Art sollte eine der Regelprinzipien "Kreisstrom-Minimierung" (MCC) oder "Negative Reaktanz" (NRP) angewandt werden. Die Prinzipien MCC und NRP sind auch für identische Transformatoren geeignet.

Der Kreisstrom, der fast immer rein induktiv ist, definiert sich als negativ, wenn er in Richtung des Transformators fließt. U_{ci} in Gleichung 187 ist positiv und die Steuerspannung U_p steigt infolge der Aktivierung des Ausgangssignals `RAISE_OWN` an, wenn der Kreisstrompegel ausreichend ist (Gleichung 190 und Gleichung 192) und wenn die anderen Parameter gleich bleiben. Als Folge sollte der Spannungsanstieg zu einer Verminderung des Kreisstroms führen.

LDC-Gleichung und Parallelschaltung

Hinsichtlich der Leitungsabfallkompensierung besteht bei einer Parallelschaltung die zusätzliche Herausforderung darin, den Summenstrom zu kennen, der durch die parallelen Transformatoren fließt.

Im Master/Follower-Betrieb erschließt sich der Summenstrom etwas einfacher als in parallelen Betriebsarten, da die Transformatoren mutmaßlich identische Kenngrößen verwenden, das heißt, der Summenstrom ($I_{injected}$ in Gleichung 189) resultiert dann aus Multiplikation des gemessenen Laststroms (der Durchschnittswert aus den Sekundärströmen I_L1, I_L2 und I_L3 des angeschlossenen eigenen Transformators) mit der Anzahl der parallelen Transformatoren. OLATCC kann intern aus den angeschlossenen Eingängen für die Stufenschalterposition auf die Zahl der parallelen Transformatoren schließen. Sind jedoch keine angeschlossenen Positionsdaten von anderen parallelen Transformatoren verfügbar, muss die korrekte Zahl der parallelen Transformatoren (unter Ausschluss des eigenen Transformators) über die Einstellung *Parallel transformator* angegeben werden.

Im MCC-Modus werden die Daten aus den gemessenen Lastströmen durch die horizontale Kommunikation zwischen den Reglern ausgetauscht, so dass der für die Leitungsabfallkompensierung benötigte Summenstrom akkurat berechnet werden kann. Dabei definiert sich $I_{injected}$ als Summe der Zeiger aller sekundärseitigen Ströme der parallel betriebenen Transformatoren. Die Ströme aus den anderen

Transformatoren müssen über die Eingänge TRx_I_AMPL und TRx_I_ANGL zugeleitet werden.

Im NRT-Modus haben die parallelen Transformatoren unterschiedliche Kenngrößen und es besteht keine Kommunikation zwischen den Reglern. Daher muss der beim Einstellen der Parameter *Line drop V React* und *Line drop V Ris* in der Gleichung verwendete Wert I_{CT_n1} die Summe der Bemessungsströme aller parallel betriebenen Transformatoren sein. Auch hier definiert sich $I_{injected}$ als Durchschnittswert der abgeschlossenen Sekundärströme (I_L1, I_L2 und I_L3). Der berechnete Wert der Leitungsabfallkompensierung kann am überwachten Datenelement als LDC abgelesen werden.

Master/Follower-Prinzip (M/F)

Das Regelprinzip Master/Follower (M/F) eignet sich für Transformatoren mit identischen Kenngrößen und Schrittspannungen. Ein Spannungsregler (Master) misst und steuert, während die anderen Regler (Follower) ihm folgen; alle parallel geschalteten Stufenschalter sind also miteinander synchronisiert. Ein solcher Parallelbetrieb entsteht durch Anschluss des vom Master bereitgestellten Ausgangs FLLWx_CTL an den entsprechenden Eingang TAPCHG_FLLW der Follower über eine horizontale GOOSE-Kommunikation.

Die Werte für den Befehl FLLWx_CTL sind 1 (= Follower x absenken) und 2 (= Follower x anheben). Folglich lauten die Werte für den Befehl TAPCHG_FLLW 1 (= Absenken) und 2 (= Anheben).

Wenn mehrere Regler (nacheinander) als Master agieren sollen, müssen deren Ausgänge ebenfalls an die Eingänge der anderen Regler geleitet werden. Zum Starten des Parallelbetriebs wird der Master-Regler in den Betriebsmodus "Automatischer Master" und werden die Follower in den Betriebsmodus "Automatischer Follower" versetzt. Zur Implementierung dieser Einstellung muss eine Gruppenänderung geplant werden.

Um alle Stufenschalter in der gleichen Position halten zu können, muss der Master die Stufenschalterpositionen aller Follower kennen. Auf diese Weise wird der Kreisstrom stets auf dem Minimum gehalten. Die Positionswerte der Follower können an den Master entweder über die horizontale GOOSE -Kommunikation oder über die Funktion TPOSYLTC übergeben werden.

Wenn zwischen den Geräten keine horizontale Kommunikation möglich ist, und wenn die Positionsinformationen von den parallelen Transformatoren nicht übergeben werden können, kann das M/F dennoch zur Regelung von beliebig vielen parallel geschalteten Transformatoren verwendet werden. Da der Master die Stufenschalterpositionen der parallelen Transformatoren nicht erkennen kann, aktiviert er bei der Steuerung seines eigenen Stufenschalters einfach die Absenkungs- und Anhebeausgänge für alle Follower mit. Dieser Vorgang wird als "Blindsteuerung" bezeichnet. In diesem Fall werden mehrere parallel geschaltete Transformatoren so geregelt, als würden sie eine Einheit bilden. Die Stufenschaltereingänge 1…3 (TR1_TAP_POS..TR3_TAP_POS) dürfen nicht angeschlossen werden, damit der Master weiß, dass die Stufenschalterpositionen der

Follower unbekannt sind. Die Verzögerung zwischen aufeinander folgenden Befehlen kann über die Einstellung *Follower delay time* festgelegt werden. Der Standardwert ist 6 Sekunden.

Wenn ein noch nicht angeschlossener Transformator in Betrieb genommen wird und die Stufenschalterposition unbekannt ist, sollte der Follower manuell auf dieselbe Position wie der Master gebracht werden. Dies kann auch im Master/Follower-Modus geschehen. Zuerst übergibt der Master einen Steuerbefehl an seinen eigenen Transformator, d. h., die Follower nehmen diesen Befehl passiv auf (die Stufenschalterpositionen der Follower müssen angeschlossen sein). Danach werden mehrere Steuerbefehle nacheinander an die Follower übergeben, bis der Master und die Follower gleiche Stufenschalterpositionen haben.

Außer-Tritt-Funktion

Die Außer-Tritt-Funktion wird normalerweise nur in den M/F-Betriebsmodi verwendet. Außer-Tritt-Funktion bedeutet, dass der Master die Positionswerte der Follower erkennen und an seine eigene Position angleichen kann. In diesem Fall geht der Master davon aus, dass die Follower ebenfalls mit *Raise block tap* höher als *Lower block tap* oder *Lower block tap* höher als *Raise block tap* arbeiten, weil sich daraus der für einen Follower verwendete Befehlsimpuls ergibt. Wenn der Master *Raise block tap* höher als *Lower block tap* und der Follower *Lower block tap* höher als *Raise block tap* verwendet, sollten die entsprechenden, damit einhergehenden `TAPCHG_FLLW`-Steuersignale kreuzweise angeschlossen werden. Dies erfordert eine zusätzliche Logik, bei der zweistellige Befehlsbits umgewandelt werden müssen, d. h. 0=>0, [01]=1=>[10]=2 und [10]=2=>[01]=1.

M/F ist der einzige Parallelmodus, der über die Außer-Tritt-Funktion verfügt. In den Betriebsmodi MCC und NRP ist der Kreisstrom minimiert, was mit einiger Wahrscheinlichkeit bedeutet, dass die parallelen Transformatoren unterschiedliche Stufenschalterpositionen aufweisen. Zudem sind in diesen Betriebsmodi unterschiedliche Bemessungsgrößen und Schrittspannungen bei den parallelen Transformatoren möglich. Daher ist es sinnvoll, die Außer-Tritt-Funktion nur im Betriebsmodus M/F anzuwenden.

Die Außer-Tritt-Funktion wird ausgelöst, wenn der Master eine Differenz von mindestens einem Schritt zwischen den Stufenschalterpositionen der Follower und des Masters feststellt. Der Master sendet dann spezielle Anhebe- oder Absenkbefehle an den „außer Tritt“ befindlichen Follower. Wenn es mit zwei aufeinander folgenden Befehlen nicht gelingt, die Position des Followers in die richtige Richtung umzuändern, aktiviert der Master den Ausgang `PAR_FAIL`, sodass `PAR_FAIL` den Wert TRUE erhält, und beendet die speziellen Normalisierungsversuche. Wenn der Master im weiteren Verlauf seinen eigenen Stufenschalter steuert, sendet er trotzdem jedes Mal auch an den außer Tritt befindlichen Follower einen Steuerimpuls. Wenn der Master auf einen gesendeten Impuls hin eine korrekte Positionsänderung feststellt, wiederholt er zudem den Versuch, den Follower in dieselbe Position zu bringen, und deaktiviert den Ausgang `PAR_FAIL`, setzt also den Ausgang `PAR_FAIL` auf den Wert FALSE. Wenn jedoch weiterhin außer Tritt befindliche Follower vorhanden sind, ist keine Rücksetzung vorgesehen. Eine Rücksetzung ist nur vorgesehen, wenn keine außer Tritt befindlichen Follower existieren. Bei einer

Blindsteuerung ist keine Überwachung auf Parallelschaltungsfehler und somit auch keine entsprechende Meldung möglich. Follower mit Parallelschaltungsfehlern können am überwachten Datenelement FAIL_FLLW abgelesen werden. Wenn beispielsweise nur bei Follower 3 ein Parallelschaltungsfehler vorliegt, hat FAIL_FLLW den Wert "Follower 3". Wenn sowohl bei Follower 1 als auch bei Follower 2 ein Parallelschaltungsfehler vorliegt, hat FAIL_FLLW den Wert "Follower 1+2". In der Voreinstellung, wenn also keine Follower mit Fehlern vorhanden sind, lautet der Wert "No failed followers".

Prinzip "Negative Reaktanz" (NRP)

Dieses Parallelsteuerungsschema eignet sich für Transformatoren mit unterschiedlichen Bemessungsgrößen und Schrittspannungen. Da keine Kommunikation zwischen den Reglern erforderlich ist, kann dieses Prinzip auch dann angewandt werden, wenn sich die parallel betriebenen Transformatoren an unterschiedlichen Stationen befinden. Damit der Parallelbetrieb gestartet werden kann, muss der aktive Betriebsmodus für alle an der Schaltung beteiligten Regler auf "NRP" eingestellt werden. Der aktive Betriebsmodus kann über Funktionsblockeingänge, durch lokale Einstellung oder per Fernbefehl geändert werden.

Bei Anwendung dieses Prinzips hat jeder Regler eine Phasenwinkeleinstellung φ_{Load} (Einstellungsparameter *Load phase angle*), auf die er den Strom einzuregeln versucht. Der Einstellwert wird in Abhängigkeit von dem zu erwartenden Faktor cos(phi) der Last gewählt (positiver Einstellwert gleich induktive Last). Wenn der tatsächliche Phasenwinkel des Laststroms der Einstellung entspricht, und wenn die Transformatoren und ihre Stufenschalterpositionen identisch sind, befinden sich die Ströme von zwei oder mehr Transformatoren im selben Leiter wie der Gesamtlaststrom. Wenn die Stufenschalterpositionen unterschiedlich sind, fließt der Kreisstrom, und die Ströme der verschiedenen Transformatoren eilen dem Laststrom entweder nach oder voraus. Abbildung 558 zeigt, dass der Kreisstrom die reaktive Komponente ist, die den gemessenen Stromzeiger von dem erwarteten Winkelwert trennt.

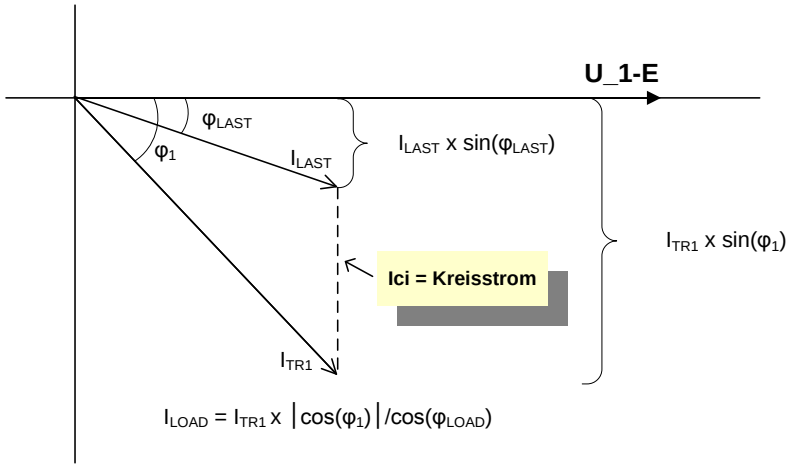


Abb. 558: Der erwartete Winkelwert der von den parallel betriebenen Transformatoren gelieferten Last wird als Einstellwert φ_{Load} eingegeben.

Die Regler berechnen den Kreisstrom mit der Gleichung

$$I_{ci} = (\sin\varphi_1 - \tan\varphi_{Load} \cdot |\cos\varphi_1|) \cdot I_{TR1}$$

(Gleichung 190)

I_{TR1}	Durchschnitt der Ströme I_L1, I_L2 und I_L3
φ_1	Phasenwinkel zwischen U_L1 und I_L1
φ_{Load}	Der eingestellte Lastphasenwinkel des Laststroms

Bei der Methode der negativen Reaktanz wird der Kreisstrom dadurch minimiert, dass die Steuerspannung in Abhängigkeit vom gemessenen Kreisstrom geändert wird. Der Regler berechnet den für die Kreisstromkompensierung verwendeten Term U_{ci} anhand der Gleichung

$$U_{ci} = \frac{-I_{ci}}{I_n} \cdot \frac{Stability}{100} \cdot U_n$$

(Gleichung 191)

I_{ci}	Kreisstrom
Stabilität	Stabilitätseinstellung (der empfohlene Wert hängt von der Schleifenimpendanz ab)

Wenn die parallel betriebenen Transformatoren unterschiedliche Bemessungsströme aufweisen, sollte sich der Wert der Reglereinstellung *Stability factor* proportional zu

den Bemessungsströmen verhalten, d. h., je höher der Bemessungsstrom, desto höher der Einstellwert *Stability factor*.

Durch Vergleich der reaktiven Komponenten der von den verschiedenen Reglern gemessenen Ströme kann festgestellt werden, ob der Kreisstrom minimiert wurde. Der Kreisstrom ist dann minimiert, wenn die reaktiven Komponenten gleich sind.

Die Methode der negativen Reaktanz liefert nur dann zufrieden stellende Ergebnisse, wenn der Phasenwinkel des Laststroms relativ präzise bekannt ist. Wenn der tatsächliche Phasenwinkel vom eingestellten Phasenwinkel abweicht, kommt es zu einem Regulierfehler. In Fällen, in denen es zu einer gelegentlichen, schrittweisen Änderung des Phasenwinkels der Last kommt, kann der Regulierfehler jedoch mithilfe der Logik unterdrückt werden. Eine solche schrittweise Änderung kann beispielsweise auftreten, wenn eine Kondensatorbatterie eingeschaltet wird, um Blindleistung zu kompensieren.

Eine andere Möglichkeit besteht in der automatischen Änderung über Einstellungsgruppen in unterschiedlichen Lastsituationen. Die Einstellungsgruppen haben dann unterschiedliche Sollwerte für den Phasenwinkel der Last.

Prinzip "Kreisstrom-Minimierung" (MCC)

Das Prinzip MCC ist eine optimale Lösung zur Steuerung von parallel betriebenen Transformatoren mit unterschiedlichen Bemessungsgrößen oder Schrittspannungen bei Stationen mit schwankender Blindlast. Da bei dieser Steuerungsmethode ein Datenaustausch zwischen den Reglern möglich ist, kann der Kreisstrom präziser berechnet werden als bei den anderen Methoden. Es können jedoch maximal vier Regler parallel geschaltet werden. Damit der Parallelbetrieb gestartet werden kann, muss der aktive Betriebsmodus für alle an der Schaltung beteiligten Regler auf "MCC" eingestellt werden. Zudem muss das Signal `CON_STATUS` anzeigen, dass die Transformatoren an das Netz angeschlossen sind. Bei einer Einheit, die an der Minimierung des Kreisstroms beteiligt ist, muss der aktive Betriebsmodus auf "MCC" eingestellt sein. Einheiten, bei denen der aktive Betriebsmodus auf "Manuell" eingestellt ist, sind jedoch an den Vorgängen zur Kreisstrom-Minimierung selbst nicht beteiligt.

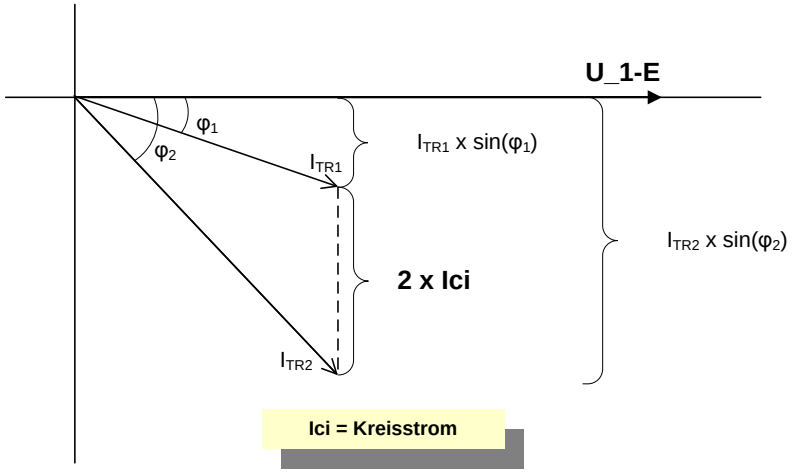


Abb. 559: Der Kreisstrom zwischen zwei parallel betriebenen Transformatoren

In diesem Fall erfolgt die Berechnung des Kreisstroms mit der Gleichung

$$I_{ci} = \frac{(\sin\phi_1 \cdot I_{TR1} - \sin\phi_2 \cdot I_{TR2})}{2}$$

(Gleichung 192)

I_{TR1}	Durchschnittlicher Primärwert der Ströme I_L1, I_L2 und I_L3, gemessen von Regler 1
I_{TR2}	Durchschnittlicher Primärwert der Ströme I_L1, I_L2 und I_L3, gemessen von Regler 2
φ_1	Phasenwinkel zwischen U_L1 und I_L1 in Regler 1
φ_2	Phasenwinkel zwischen U_L1 und I_L1 in Regler 2

Der Kreisstrom kann am überwachten Datenelement als I_CIR abgelesen werden.

Unter Verwendung des Kreisstroms kann der Kompensierungsterm U_{ci} anhand folgender Gleichung berechnet werden:

$$U_{ci} = \frac{-I_{ci}}{I_{CT_n1}} \cdot \frac{\text{Stability}}{100} \cdot U_n$$

(Gleichung 193)

I_{ci}	Kreisstrom, Primärwert
I_{CT_n1}	Primärbemessungsstrom des Stromwandlers
Stabilisierungsfaktor	Stabilitätseinstellung (der empfohlene Wert hängt von der Schleifenimpendanz ab)

Unter Verwendung des Kreisstroms kann der Kompensierungsterm U_{ci} anhand folgender Gleichung 191 berechnet werden: Der Wert von U_{ci} - dieser kann positiv oder negativ sein - wird durch Hinzuaddieren zur *Bandmittenspannung* U_s (Gleichung 187) berücksichtigt. Wie aus Abbildung 559 und Gleichung 192 ersichtlich, werden die Zeigerdaten aus den anderen Geräten benötigt.

Erkennung paralleler Einheiten und der Betriebsmodus MCC

Für den Betriebsmodus MCC müssen die Informationen zum Netzanschlussstatus bekannt sein. Der Status FALSE muss an den Eingang CON_STATUS angeschlossen sein, damit die MCC-Berechnung korrekt durchgeführt werden kann, wenn der Transformator abgetrennt ist, OLATCC jedoch weiterhin im MCC-Modus läuft. Auf diese Weise wird der abgetrennte Transformator von der Berechnung des Kreisstroms ausgeschlossen.

Mithilfe des Eingangs CON_STATUS wird festgestellt, ob eine bestimmte Transformatorsteuerung in der Lage ist, die Stromdaten zum Zwecke der Kreisstrom-Minimierung an andere Transformatorsteuerungen zu senden. Dies hat zur Folge, dass der genannte Eingang nur in den aktiven Betriebsmodi "MCC" und "Manuell" wirksam ist. Wenn der Ausgang CON_STATUS in diesen Betriebsmodi den Status TRUE hat, wird die Datenübertragung gestartet. Der Empfang von Kreisstromdaten ist nur im aktiven Betriebsmodus MCC zulässig (und nur dann), wenn CON_STATUS den Status TRUE hat. PAR_UNIT_MCC ist in der Anzeige "Überwachte Daten" aufgeführt.

Kommunikation und Betriebsmodus MCC

Die Zeigerdaten aus den anderen parallel betriebenen Geräten werden für die Kreisstromberechnung benötigt. Daher wird bei Anwendung des Prinzips MCC eine horizontale GOOSE-Kommunikation zwischen den Geräten benötigt.

Der übertragene Stromzeiger enthält den Primärwert des gemessenen Stroms. Die empfangenen Stromzeigerdaten können über TRx_I_AMPL (Stärke) und TRx_I_ANGL (Winkel) aus den Eingangsdaten ausgelesen werden. Der Wert "x" steht für die Nummer des angeschlossenen parallelen Transformators; dieser Wert kann zwischen 1 und 3 liegen.

Die gesendeten Zeigerdaten repräsentieren stets die Differenz zwischen dem Spannungszeiger *U_1E* und *I_L1*. Diese Informationen zum Stromzeiger können aus den Ausgangsdaten TR0_I_AMPL und TR0_I_ANGL ausgelesen werden. Daten dürfen nur in den aktiven Betriebsmodi "MCC" und "Manuell" gesendet werden, und zwar jeweils nur bei aktiviertem Eingang CON_STATUS- Die Kommunikation kann als aktiv betrachtet werden, wenn der Betrag des gesendeten und empfangenen Vektors nicht auf Null fixiert bleibt. Wenn beim Datenaustausch ein Vektor mit dem Wert Null auffällt, ist dies entweder auf einen zurückgewiesenen aktiven Betriebsmodus oder auf zu geringe Signalstärken zurückzuführen (siehe das Kapitel Spannungs- und Strommessungen). Wenn CON_STATUS aktiv ist, bedeutet dies, dass der betreffende Transformator an das Netz angeschlossen ist, und dass dessen Strom den Kreisstrom der anderen Transformatoren auch dann beeinflusst, wenn der Transformator selbst im Betriebsmodus "Manuell" läuft.

9.5.4.7 Zeitkennlinien

Funktionsweise des Auslöse-Zeitgebers

Mit der Einstellung *Delay characteristic* können die Verzögerungszeiten so eingestellt werden, dass sie entweder der unabhängigen Zeitkennlinie (DT, "Definite Time") oder der abhängigen Zeitkennlinie (IT, "Inverse Time") folgen. In der Voreinstellung wird die Zeitkennlinie DT verwendet. Der Zeitgebermodus kann zwischen den Zyklen T1 und T2 nicht geändert werden; dies ist nur vor dem Start von T1 oder nach dem Ablauf von T2 möglich.

Tabelle 963: Unterschiedliche Verzögerungen beim Zeitgebermodus

Zeitgeber-modus	Einstellung	Beschreibung
T1	*Steuerungsverzögerung 1*	Erste Verzögerung, wenn die gemessene Spannung den Grenzwert über- oder unterschreitet.
T2	*Steuerungsverzögerung 2*	Zweite Verzögerung, wenn der erste Steuervorgang die gemessene Spannung nicht auf den gewünschten Pegel gebracht hat.

Die Verzögerung zwischen der Aktivierung des Befehlsimpulses und dem erneuten Anlaufen des Zeitgebers beträgt sechs Sekunden. Es wird davon ausgegangen, dass diese Verzögerung der Auslöseverzögerung des Stufenschalters entspricht. Der Zeitgeberstatus kann auch am überwachten Datenelement TIMER_STS abgelesen werden; hierbei liefert T1 (aktiv) den Wert "Lower timer1 on" oder "Raise timer1 on", während T2 (aktiv) den Wert "Lower timer2 on" oder "Raise timer2 on" liefert. Darüber hinaus zeigt der Wert "Fast lower T on" an, dass die Steuerfunktion zur schnellen Absenkung aktiv ist (siehe das Kapitel Blockierverfahren).

Durch die Aktivierung des Auslös-Zeitgebers wird auch der Ausgang `TIMER_ON` aktiviert.

IDMT-Betrieb

Der IDMT-Zeitgeber kann durch Einstellen des Parameters *Delay characteristic* auf "Inverszeit" ausgewählt werden. Die Mindestzeit und die abhängige Zeitkennlinie sind auf 1,0 Sekunden begrenzt. Die empfohlenen Mindesteinstellungen für die Steuerungsverzögerungszeiten T1 und T2 betragen jedoch 10 Sekunden (bei Verwendung der Zeitkennlinie) bzw. 25 Sekunden (bei Verwendung der abhängigen Zeitkennlinie).

Die abhängige Zeitfunktion wird durch folgende Gleichungen definiert:

$$B = \frac{U_d}{(U_{BW} / 2)}$$

(Gleichung 194)

U_d $|U_m - U_p|$, Differenzialspannung

U_{BW} Einstellungsparameter *Bandbreitenspannung*

$$t = \frac{T}{2^{(B-1)}}$$

(Gleichung 195)

T T1 oder T2

In der Anzeige "Überwachte Daten" zeigt das Datenelement $U_m - U_p$. Wenn dieser Wert die Hälfte der *Bandbreitenspannung* überschreitet und ein negatives Vorzeichen hat, wird der Anhebeimpuls ausgegeben. Das überwachte Datenelement UD_CTL wird auch im Zeitgebermodus DT angezeigt.

Die Hysteresemethode wird in Abbildung 556 dargestellt.

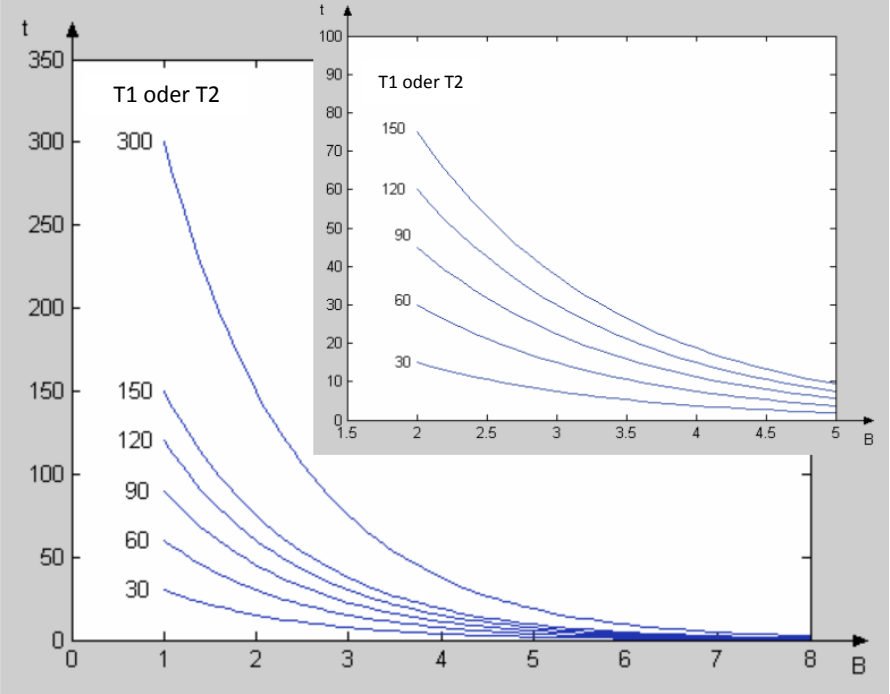


Abb. 560: Abhängige Zeitkennlinie für unterschiedliche Werte in T1 oder T2. (Die kleinere Abbildung ist eine Ausschnittsvergrößerung der großen Abbildung.)

9.5.4.8 Impulssteuerung

Der Stufenschalter erzeugt ein aktives Auslösesignal, wenn der Stufenschalterprozess aktiv ist. Dieses Signal muss an den Eingang TCO angeschlossen werden. Dieses Signal dient zu Alarmierungszwecken. Wenn das Signal nach Deaktivierung des Steuerimpulses mehr als 15 Sekunden lang aktiv bleibt (=TRUE), wird ein Alarm

erzeugt (siehe das Kapitel Alarmanzeige). Wenn der Eingang TCO nicht angeschlossen ist, wird keinen Alarm erzeugt.

Der Steuervorgang wird deaktiviert, wenn das Eingangssignal TCO aktiv ist, sofern keine Blockierung des Stufenschalters erkannt wird (siehe das Kapitel Alarmanzeige). Daher ist es der Steuereinheit nicht möglich, weitere Impulse an den Stufenschalter zu senden, nachdem dieser bereits ausgelöst wurde. Ursache hierfür ist, dass Stufenschalter im Normalfall neue Impulse ignorieren, nachdem sie bereits ausgelöst haben. Da die Impulse ausbleiben, unterbleibt auch das weitere Hochzählen der Impulse durch den Impulszähler der Steuereinheit.

Während eines aktiven Impulses werden keine Befehle toleriert. Daher muss die Dauer des Befehlsimpulses (Einstellung *LTC pulse time*) sorgfältig gewählt werden, obwohl intern ein aktiver Eingang TCO verwendet wird, um ein Eintreffen neuer Befehle beim Stufenschalter zu verhindern.

Damit noch zuverlässiger ausgeschlossen werden kann, dass weitere Impulse an den bereits ausgelösten Stufenschalter gesendet werden, kann das Stufenschalter-Auslösesignal auch an den Eingang LTC_BLOCK angeschlossen werden. In diesem Fall kommt es zu einer externen Blockierung, wenn ein automatischer Impuls an den ausgelösten Stufenschalter gesendet wird. Der externe Eingang LTC_BLOCK hat normalerweise keine Auswirkungen, wenn der aktive Betriebsmodus auf "Manuell" eingestellt ist.

Der Status des Eingangs TCO kann aus dem Eingangsdatenelement TCO abgelesen werden.

9.5.4.9 Blockierverfahren

Der Betrieb des Spannungsreglers kann aus mehreren Gründen blockiert werden. Durch eine Blockierung kann verhindert werden, dass der Stufenschalter unter Bedingungen auslöst, die zu seiner Beschädigung oder zu einer Überschreitung sonstiger netzrelevanter Grenzwerte führen könnten. Das überwachte Datenelement BLK_STATUS lässt zwar nicht direkt auf eine Blockierung schließen, lässt jedoch erkennen, ob der eingehende Befehlsimpuls ausgegeben wurde oder nicht. Zur eigentlichen Blockierung kommt es, wenn das dafür zuständige Bit im Signal BLK_STATUS aktiv ist und der Befehlsimpuls infolge eines abgelaufenen Zeitgebers oder eines lokalen Befehls zur Ausgabe anstünde. Dadurch wird ein unnötiges Senden von Ereignissen vermieden.

Das überwachte Datenelement BLK_STATUS ist auch gepackt. Es enthält Informationen zum Blockierstatus als Bit-kodierten Ausgang. Der Blockierstatus-Ausgang zeigt zwar nicht direkt die eigentliche Blockierung an, gibt jedoch an, ob der eingehende Befehl erfolgreich war. Um die eigentliche Blockierung zu erkennen, sind die Werte in den entsprechenden überwachten Daten zu prüfen (BLK_I_LOD, BLK_U_UN, RNBK_U_OV, BLK_LTCBLOCK, BLK_I_CIR, BLK_RAISE und BLK_LOWER). In Tabelle 964 wird die Bedeutung der verschiedenen überwachten Datenwerte erläutert. Der Blockierstatuswert 9 gibt beispielsweise an, dass bedingte

Kreisstrom- und Laststromblockierungen (8 + 1 = 9) angezeigt werden. Der Status ist standardmäßig "0".

Tabelle 964: Bit-kodierter Blockstatus und die Bedeutung der unterschiedlichen Bits

Bit	Aktiver Wert	Grund der Blockierung
6 (msb)	64	Niedrigste Position erreicht
5	32	Höchste Position erreicht
4	16	Externer LTC_BLOCK
3	8	Hoher Kurzschlussstrom
2	4	Überspannung - Rücklauf Spannung erhöhen
1	2	Unterspannung - Niedrigere Spannung blockieren
0 (lsb)	1	Überstrom - Laststrom

Das Kreuz (X) in der Tabelle zeigt, wann die Auslösung blockiert wird (wenn das dafür zuständige Bit in BLK_STATUS aktiv ist). So führt beispielsweise eine Überspannung ("Rücklauf Spannung erhöhen") nur dann zu einer Blockierung, wenn der aktive Betriebsmodus "Manuell" ist und der manuelle Anhebebefehl zu erteilen wäre.

Tabelle 965: Das Standardblockierschema ist OLATCC

Auslösungs-Betriebsmodus	Befehl	Laststrom	Niedrigere Spannung blockieren	Rücklauf Spannung erhöhen	Hoher fließender Strom	Externe Blockierung	Extreme Position
Manuell	Höher	X		X			X
	Tiefer	X					X
Auto follower	Höher	X	X			X	X
	Tiefer	X	X			X	X
Automatisch einzeln, Automatischer Master, NRP, MCC	Höher	X	X		X[1)]	X	X[2)]
	Tiefer	X	X		X[1)]	X	X[2)]

1) Da der Kreisstrom nur in den Betriebsmodi NRP und MCC berechnet wird, kann er nur in diesen Betriebsmodi blockierend wirken.
2) In solchen Fällen wird im vollautomatischen Betrieb erkannt, dass die Extremposition bereits erreicht wurden und dass es keinen Grund gibt, das Signal zum Senden von Ereignisdaten zu aktivieren. Der automatische Follower-Betrieb ist hierbei mit dem manuellen Betrieb vergleichbar, d. h., Ereignisse können gesendet werden und der entsprechende Ausgang ist aktiviert.

Als Ergänzung zur Standardblockierung wurde die Einstellung *Custom Man blocking* hinzugefügt, da im Hinblick auf die manuelle Blockierung von Befehlen in der Praxis unterschiedlich vorgegangen wird. Diese Einstellung kann verwendet werden, um manuellen Überstrom- und Unterspannungsblockierungen sowie externen Blockierungen Rechnung zu tragen. (Diese Blockiermethoden stehen in der Tabelle

in den Spalten "Laststrom", "Unterspannung blockieren" und "Externe Blockierung", jeweils für den Betriebsmodus "Manuell".) Der Standardwert des Parameters ist "OC". Die Tabelle zeigt also, wie das Standardblockierschema grundsätzlich angewandt wird. Es gibt jedoch weitere Alternativen, die von dieser Tabelle abweichende Auswirkungen haben.

Tabelle 966: Angepasstes manuelles Blockierschema

Art der manuellen Blockierung	Zählerwert	Beschreibung
1	Kundenspez. deaktiviert	Ausbleibender Laststrom, Blockierung der Unterspannung oder externe Blockierung haben Auswirkungen im manuellen Betrieb.
2	OC	Laststromblockierung hat Auswirkungen im manuellen Betrieb.
3	UV	Blockierung der Unterspannung hat Auswirkungen im manuellen Betrieb.
4	OC, UV	Bedingungen 2 und 3 zusammen: Blockierung von Laststrom und Unterspannung haben Auswirkungen im manuellen Betrieb.
5	EXT	Externe Blockierung hat Auswirkungen im manuellen Betrieb.
6	OC, EXT	Bedingungen 2 und 5 zusammen: Laststromblockierung und externe Blockierung haben Auswirkungen im manuellen Betrieb.
7	UV, EXT	Bedingungen 3 und 5 zusammen: Blockierung der Unterspannung und externe Blockierung haben Auswirkungen im manuellen Betrieb.
8	OC, UV, EXT	Bedingungen 2, 3 und 5 zusammen: Blockierung von Laststrom und Unterspannung sowie externe Blockierung haben Auswirkungen im manuellen Betrieb.

Wenn die Einstellung *Custom Man blocking* den Wert "Individuell deaktiviert" hat, gilt in Bezug auf den aktiven Betriebsmodus "Manuell" das in Tabelle 967 angegebene Blockierschema. Andere Betriebsmodi folgen dem Standardschema.

Tabelle 967: Blockierschema für die Auswahl "Individuell deaktiviert"

Auslösungs-Betriebsmodus	Befehl	Laststrom	Niedrigere Spannung blockieren	Rücklauf Spannung erhöhen	Hoher fließender Strom	Externe Blockierung	Extreme Position
Manuell	Höher			X			X
	Tiefer						X

Tabelle 968: Blockierschema für die Auswahl "OC, UV, EXT"

Auslösungs-Betriebsmodus	Befehl	Laststrom	Niedrigere Spannung blockieren	Rücklauf Spannung erhöhen	Hoher fließender Strom	Externe Blockierung	Extreme Position
Manuell	Höher	X	X	X		X	X
	Tiefer	X	X			X	X

Tabelle 969: Blockierschema für die Auswahl "UV, EXT"

Auslösungs-Betriebsmodus	Befehl	Laststrom	Niedrigere Spannung blockieren	Rücklauf Spannung erhöhen	Hoher fließender Strom	Externe Blockierung	Extreme Position
Manuell	Höher		X	X		X	X
	Tiefer		X			X	X

Laststrom

Die Laststromblockierung wird hauptsächlich verwendet, um den Stufenschalter daran zu hindern, in einer Überstromsituation auszulösen. Wenn der Strom beispielsweise nicht hoch genug ist, um das Schutzgerät der Station auszulösen, kann er trotzdem den Lastumschalter des Stufenschalters zerstören. Dieser Vorgang lässt sich über den Einstellungsparameter *Load current limit* einstellen. Für die Blockierung wird der Maximalwert der Messungen auf den Stromleitern der Sekundärseite verwendet. In der Grundeinstellung werden bei Überschreitung des festgelegten Grenzwerts sowohl die automatische als auch die manuelle Auslösung blockiert (siehe Tabelle 965).

Der Blockierstatus kann am überwachten Datenelement BLKD_I_LOD abgelesen werden.

Niedrigere Spannung blockieren

Die Funktion zur Blockierung mittels Unterspannung blockiert sowohl die Anhebe- als auch die Absenkbefehle, wenn die Spannung zu niedrig ist, um durch Auslösung des Stufenschalters korrigiert zu werden. Eine solche Situation kann infolge eines fehlerhaften Messschaltkreises, eines Erdfehlers oder einer Überspannungssituation eintreten. In der Grundeinstellung wird nur die automatische Auslösung (d. h. automatische Follower) blockiert, wenn das Kriterium für die Unterspannungssituation erfüllt ist (siehe Tabelle 965). Dieser Vorgang lässt sich über den Einstellungsparameter *Block lower voltage* einstellen.

Der Blockierstatus kann am überwachten Datenelement als BLKD_U_UN abgelesen werden.

Es gibt jedoch keine Untergrenze für die Blockierung mittels Unterspannung. Die Blockierung ist auch dann zulässig, wenn die gemessene Spannung nicht angeschlossen ist oder vorübergehend einen sehr niedrigen Wert annimmt. Es gibt

eine auf dem Betrag des Spannungszeigers basierende Untergrenze für die Berechnung des Phasenwinkels.

Rücklauf Spannung erhöhen

Der manuelle Anhebebefehl wird blockiert, wenn die Überspannungsgrenze überschritten wird (siehe Tabelle 965). Im automatischen Betriebsmodus löst die Überspannungssituation jedoch die Funktion zur schnellen Absenkung aus. Weitere Informationen finden Sie im Kapitel Manuelle Spannungsregelung. Dieser Vorgang lässt sich über den Einstellungsparameter *Runback raise V* einstellen.

Der Blockierstatus kann am überwachten Datenelement RNBK_U_OV abgelesen werden.

Hoher fließender Strom

Der Kreisstromwert wird in den Betriebsmodi "Negative Reaktanz" (NRP) und "Kreisstrom-Minimierung" (MCC) berechnet. In diesen Betriebsmodi wird nur die automatische Auslösung blockiert, wenn die Obergrenze für den Kreisstrom gemessen wird (siehe Tabelle 965). Dieser Vorgang lässt sich über den Einstellungsparameter *Cir current limit* einstellen.

Der Blockierstatus kann am überwachten Datenelement als BLKD_I_CIR abgelesen werden.

LTC_BLOCK – Eingang für externe Blockierung

Mit den Konfigurationsmöglichkeiten des Hilfsprogramms PCM600 kann die gewünschte Blockierbedingung durch Anschließen eines Ausgangswerts an diesen Eingang definiert werden. Der Blockierstatus kann am überwachten Datenelement BLKD_LTCBLK abgelesen werden. Wenn dieser Eingang aktiviert ist, wird in der Grundeinstellung nur die automatische Auslösung des Reglers blockiert (siehe Tabelle 965). In den vollautomatischen Modi führt die Signalaktivierung zur Zeitgeber-Rücksetzung, und das überwachte Datenelement BLKD_LTCBLK wird nicht aktiviert.

Extreme Position

Diese Blockierfunktion überwacht die Extremstellungen des Stufenschalters. Diese Extremstellungen können mit den Einstellungsparametern *Raise block tap* und *Lower block tap* eingestellt werden. Wenn der Stufenschalter eine dieser beiden Positionen erreicht, werden die Befehle in der betreffenden Richtung blockiert (siehe Tabelle 965). Welche Richtung blockiert wird, hängt von einem Vergleich zwischen den Einstellungen *Raise block tap* und *Lower block tap* ab (siehe den Abschnitt Spannungsregelung vs. Stufenschalterbewegungsrichtung). Diese Blockierung ist sowohl im automatischen als auch im manuellen Betriebsmodus wirksam.

Wie jedoch aus Tabelle 965 ersichtlich, wird in den vollautomatischen Betriebsmodi kein Blockiersignal ausgegeben. "Automatischer Follower" gilt hier nicht als vollautomatischer Betriebsmodus. Die nicht angeschlossenen Positionsinformationen bewirken keine vollständige Blockierung von OLATCC; lediglich die Blockierung der Extremstellung funktioniert nicht.

Der Blockierstatus kann aus den generierten Ereignissen abgelesen werden.

Steuerung der schnellen Absenkung

OLATCC ermöglicht in den automatischen Betriebsmodi die Steuerung einer schnellen Absenkung. Wenn der eingestellte Wert *Runback raise V* überschritten wird, gibt der Regler so lange Steuerbefehle zur schnellen Absenkung ab, bis die Spannung unter den festgelegten Grenzwert abfällt. Der Status der Funktion zur schnellen Absenkung kann anhand des überwachten Datenelements TIMER_STS abgelesen werden; der Wert "Fast lower T on" bedeutet, dass die Funktion aktiv ist.

Damit die Funktion zur schnellen Absenkung aktiviert werden kann, muss der Parameter *Runback raise V* immer auf einen Wert eingestellt werden, der größer als die Steuerspannung (U_CTL) zuzüglich der halben *Bandbreitenspannung* ist.

Normalerweise werden die Blockierungen zurückgesetzt, wenn der entsprechende Grenzwert zuzüglich der Hysterese unter- oder überschritten wird. Obwohl die Blockierung nach Unterschreitung des genannten Grenzwerts zurückgesetzt wird, bleibt die Funktion zur schnellen Absenkung wirksam, bis die Differenz aus den gemessenen Spannungssignalen die Hälfte des Hysteresegrenzwerts *Bandbreitenspannung* unterschreitet (siehe Abbildung 556). Dies hat zur Folge, dass vor Eintritt dieser Bedingung kein normaler automatischer Betriebsmodus möglich ist.

Durch die Funktion zur schnellen Absenkung werden aufeinanderfolgende `LOWER_OWN`-Impulse aktiviert. Die Abgabe dieser aufeinander folgenden Impulse erfolgt in Abständen, die der Impulsdauer zuzüglich 1,5 Sekunden entsprechen.

- Für die Auslösung des Stufenschalters wird in diesem Zyklus keine Verzögerung (normalerweise sechs Sekunden) berücksichtigt. (Dies bedeutet, das einige Befehlsimpulse aufgrund der Stufenschalterauslösung unwirksam sind, siehe das KapitelImpulssteuerung).
- Der durch die Einstellung *Delay characteristic* festgelegte Zeitgebermodus bleibt hier unwirksam (der Zeitgebermodus ist immer DT). Da die Mindestimpulsdauer (die Einstellung *LTC pulse time* 0,5 Sekunden beträgt, kann das kürzeste Intervall zwischen zwei aufeinander folgenden Impulsen bis zu zwei Sekunden betragen.

Im automatischen Follower-Modus wird die schnelle Absenkung nicht ausgelöst. Auf diese Weise kann eine ungünstige Verteilung von Positionswerten in verschiedenen Einheiten vermieden werden. Der Master entscheidet immer im Namen der Follower-Einheiten über die schnelle Absenkung. Zudem sollten Master und Follower gleiche Spannungspegel messen und mit gleichen Grenzwerten für die Blockierung bei Überspannung arbeiten.

9.5.4.10 Alarmanzeige

Überwachung des Stufenschalters

OLATCC überwacht die Auslösung des Stufenschalters und gibt einen Alarm aus, wenn das dafür festgelegte Kriterium erkannt wird. Bei einer Alarmaktivierung wird der Ausgang ALARM aktiviert; die Ursache für den Alarm kann am überwachten Datenelement ALARM_REAS abgelesen werden. Die Alarmfunktion ist in der Grundeinstellung stets aktiviert, kann jedoch durch Zuweisung des Werts "False" an die Einstellung *Alarms enabled* deaktiviert werden. OLATCC kann drei verschiedene Alarmbedingungen und Kombinationen aus diesen erkennen.

Befehlsfehler

OLATCC überwacht nach der Abgabe eines Steuerimpulses die Informationen zur Stufenschalterposition des eigenen Transformators. Wenn die korrekte Positionsänderung – die Richtung hängt jeweils von einem Vergleich der Einstellung *Raise block tap* und *Lower block tap* ab – von OLATCC innerhalb des von *Cmd error delay time* vorgegebenen Zeitraums nach der Impulsabgabe nicht erkannt wird, wird der Alarm ausgegeben.

Wenn die Positionsdaten nicht angeschlossen sind, wird kein Alarm erzeugt. Der Alarm wird zurückgesetzt, wenn der Wert für die korrekte Positionsänderung nach Abgabe eines Impulses erkannt oder ein neuer Befehlsimpuls abgegeben wird.

Während eines Alarms wird das überwachte Datenelement ALARM_REAS aktiviert. ALARM_REAS nimmt dann bei aktiver Alarmursache den Wert "Cmd error" an.

Ausfall des TCO-Signals

Wenn das Stufenschalter-Auslösesignal TCO nach Deaktivierung des Ausgangsimpulses für länger als 15 Sekunden aktiv bleibt, interpretiert OLATCC dies als abnormen Zustand und geht davon aus, dass der Stufenschalter klemmt. Der Alarm wird zurückgesetzt, sobald das Eingangssignal TCO abfällt. Während des Alarms wird das überwachte Datenelement ALARM_REAS aktiviert. In diesem Fall nimmt ALARM_REAS bei aktiver Alarmursache (und nur dann) den Wert "TCO error" an.

Wenn das Eingangssignal TCO nicht angeschlossen ist (infolge schlechter Qualität), steht diese Art von Alarm nicht zur Verfügung.

Überaktivität des Reglers

Fehlerhafte Einstellungen können dazu führen, dass der Regler die Steuerimpulse mit zu hoher Frequenz abgibt. So kann beispielsweise eine zu niedrige Einstellung für den Parameter *Bandbreitenspannung* (siehe Abbildung 556) zu einer Überaktivität führen, die es dem Regler erschwert, die Spannung auf den gewünschten Pegel einzuregeln. OLATCC kann eine solche Situation anhand der Einstellung *Max operations in 1h* erkennen. Mit dieser Einstellung wird die zulässige Anzahl von Absenk- und Anhebebefehlen innerhalb eines Sliding Windows von einer Stunde Dauer festgelegt. Die Erkennung ist sowohl im manuellen als auch im automatischen

Betriebsmodus wirksam. Der Alarm wird zurückgesetzt, sobald die Zahl der erfassten Auslösungen innerhalb des einstündigen Zeitfensters den eingestellten Wert unterschreitet. Die Zahl der innerhalb der letzten Stunde erfolgten Auslösungen kann am überwachten Datenelement OP_TM_NUM_H abgelesen werden. Dieser Parameter wird jedoch nur in Intervallen von drei Minuten Dauer aktualisiert. Auch hier wird während eines Alarms das überwachte Datenelement ALARM_REAS aktiviert. In diesem Fall nimmt ALARM_REAS bei aktiver Alarmursache (und nur dann) den Wert "Pump error" an.

OLATCC selbst wird während einer Alarmsituation nicht blockiert, doch führen alle vorstehend beschriebenen Alarme zu einer Verzögerung bei der automatischen Auslösung. In der Praxis bedeutet dies, dass sich die eingestellten Verzögerungen T1 und T2 verdoppeln.

Neben den Alarmkriterien bietet OLATCC auch einen Parameter (das überwachte Datenelement OPR_CNT), der als nicht flüchtiger Auslösungszähler die Betätigungsintervalle des Stufenschalters erkennen lässt. Dieser Zähler liefert die Gesamtzahl der Anhebe- und Absenkbefehle, die in den manuellen und automatischen Betriebsmodi ausgegeben wurden. Sämtliche Befehle, auch diejenigen, die vom Stufenschalter infolge seiner Auslösesequenz ausgelassen wurden, werden kumulativ aufaddiert. Der daraus resultierende Datenparameter kann mit dem Parameter *OLATCC counter* im Menü "Löschen" zurückgesetzt werden.

9.5.5 Anwendung

OLATCC dient zur Regelung der Spannung auf der Lastseite des Transformators. Basierend auf der gemessenen Spannung und Stromstärke, entscheidet der Funktionsblock, ob die Spannung erhöht oder vermindert werden muss. Die Spannung wird über die an den Stufenschalter gesendeten Anhebe- oder Absenkbefehle geregelt.

Die Spannungsregelung unterliegt dem Grundprinzip, wonach keine Regelung stattfindet, solange sich die Spannung innerhalb der Bandbreiteneinstellung bewegt. Die gemessene Spannung wird immer mit der berechneten Steuerspannung U_p verglichen. Sobald die gemessene Spannung von der Bandbreite abweicht, läuft die Verzögerung T1 an. Nach Verstreichen der eingestellten Verzögerung wird ein Anhebe- oder Absenkbefehl an den Stufenschalter gesendet. Sollte die gemessene Spannung nach einer Positionsänderung immer noch von der Bandbreite abweichen, läuft die Verzögerung T2 an. T2 ist normalerweise kürzer als T1.

Unter bestimmten Voraussetzungen muss der automatische Spannungsregler durch Zusatzfunktionen wie z. B. die Leitungsabfallkompensierung (LDC) oder die Reduzierung der Soll-Spannung (RSV) erweitert werden. Auch stehen verschiedene Betriebsmodi für den Parallelbetrieb unter Einsatzbedingungen zur Verfügung, bei denen zwei oder mehr Transformatoren gleichzeitig an die gleiche Sammelschiene angeschlossen sind. Im Parallelbetrieb kann OLATCC die Regelmethoden "Master/Follower" (M/F), "Negative Reaktanz" (NRP) und "Kreisstrom-Minimierung" (MCC) anwenden.

Konfigurationsbeispiel für den manuellen und den automatischen Einzel-Modus

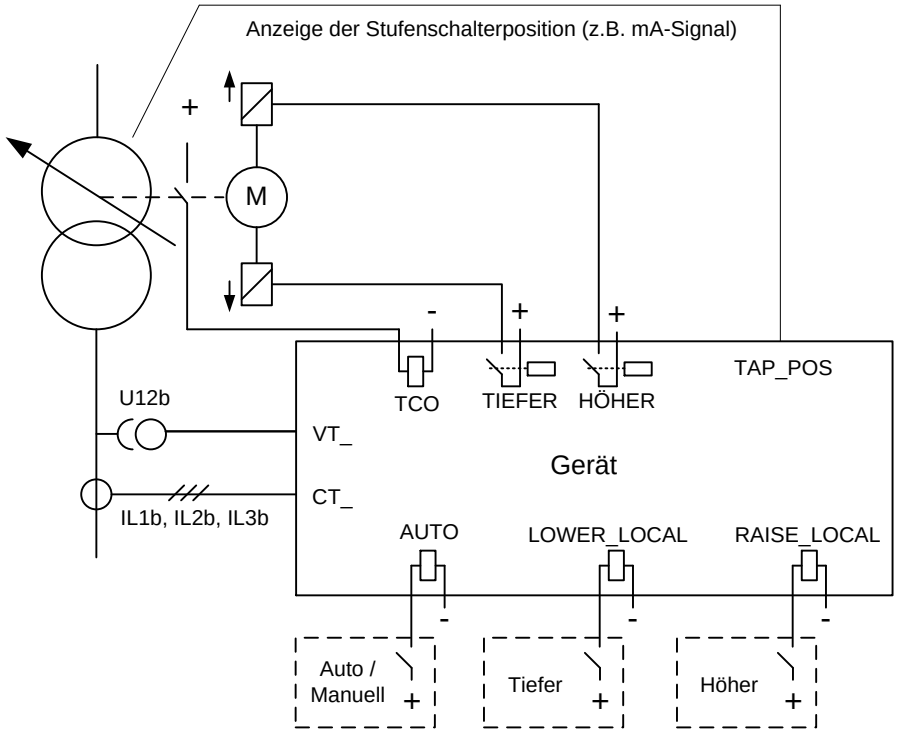


Abb. 561: Vereinfachtes Verbindungsdiagramm für den Spannungsregler

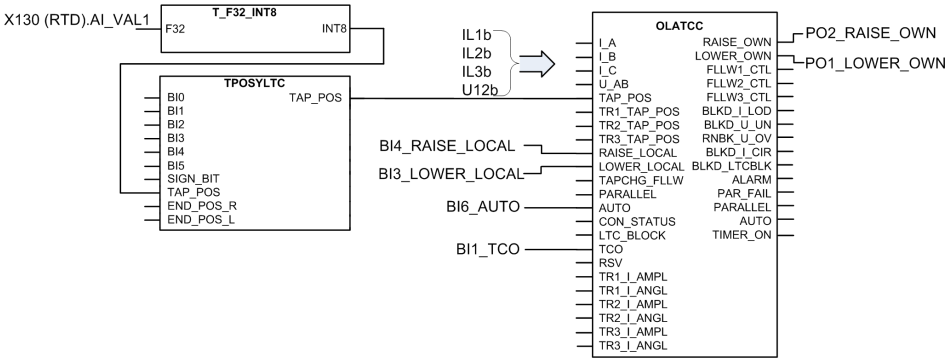


Abb. 562: Konfigurationsbeispiel für den manuellen und den automatischen Einzel-Modus

Im Konfigurationsbeispiel wird ein mA-Signal verwendet, um die Stromstufenposition des lokalen Wandlers anzuzeigen. Damit OLATCC die entsprechenden Positionsdaten übernehmen kann, wird das gemessene mA-Signal zuerst mithilfe der Funktion X130 (RTD) skaliert. Der skalierte Wert wird dann mit

der Funktion T_F32_INT8 in einen ganzzahligen Wert umgewandelt. Diese Ganzzahl wird an den Eingang TAP_POS der Funktion TPOSYLTC angeschlossen. Der Stufenschalterwert wird ohne Konfigurationsanschluss automatisch von TPOSYLTC an OLATCC übertragen.

Konfigurationsbeispiel für den Modus "Automatisch parallel" (Master/Follower)

Das Konfigurationsbeispiel für Master/Follower beschreibt, wie die Informationen zur Stufenschalterposition über die horizontale GOOSE-Kommunikation vom Follower zum Master übertragen werden. Anhand der von den Leistungsschaltern gelieferten Statusinformationen und einer zusätzlichen Logik kann der Auslösemodus über die Eingänge des Masters und des Followers geändert werden (*Betriebsmodus* = "Input control").

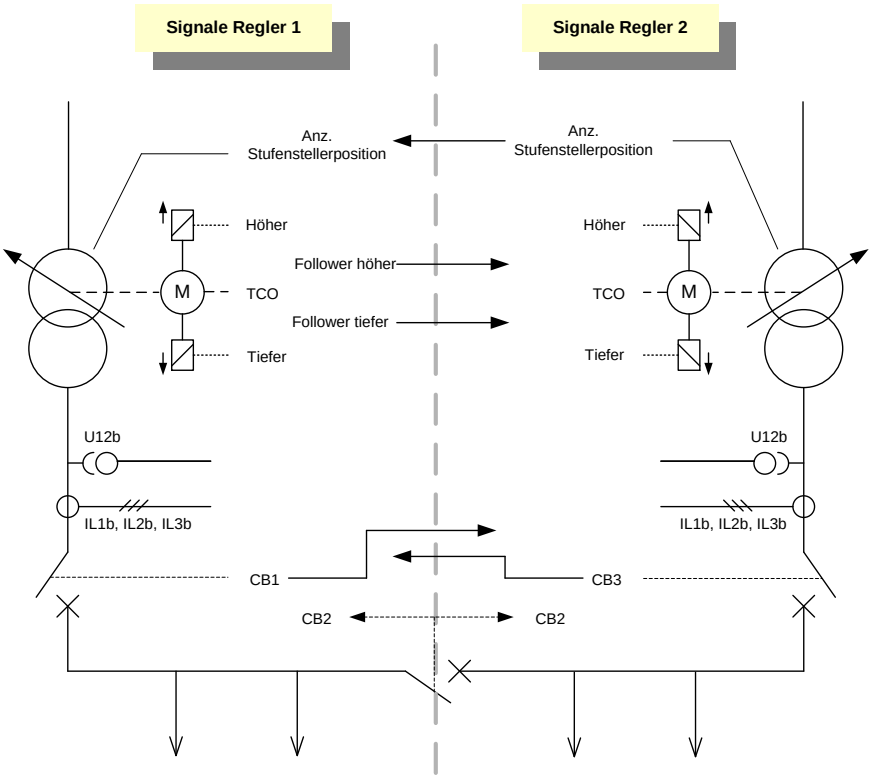


Abb. 563: Ein Beispiel für die Konfiguration des Modus "Automatisch parallel" (Master/Follower). (Hierbei ist dem Master die Follower-Position bekannt.)

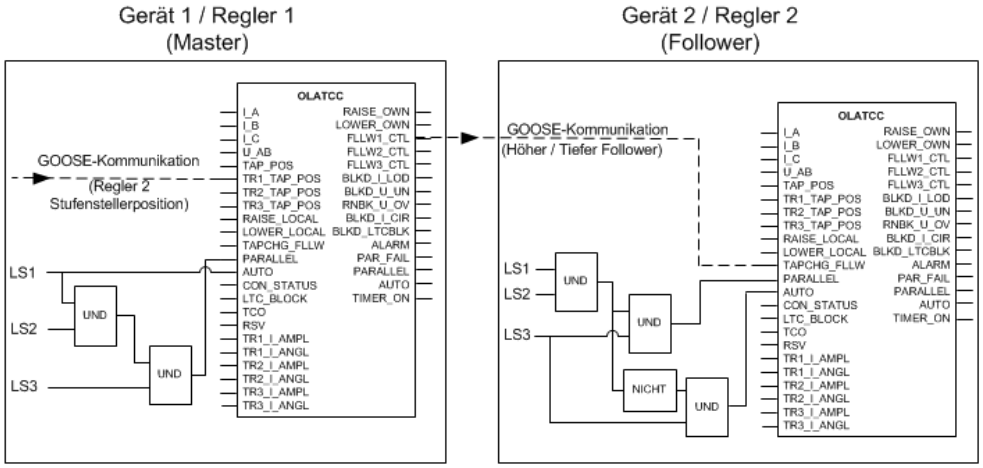


Abb. 564: Konfigurationen für vereinfachte Regler 1 und 2 des Master/Follower-Beispiels

Tabelle 970: Die automatische Auswahl der Betriebsmodi für die Regler im Master/Follower-Beispiel

CB1	CB2	CB3	Regler 1	Regler 2
Öffnen (AUS)	Öffnen (AUS)	Öffnen (AUS)	Manuell	Manuell
Öffnen (AUS)	Öffnen (AUS)	Geschlossen	Manuell	Auto single
Öffnen (AUS)	Geschlossen	Öffnen (AUS)	Manuell	Manuell
Öffnen (AUS)	Geschlossen	Geschlossen	Manuell	Auto single
Geschlossen	Öffnen (AUS)	Öffnen (AUS)	Auto single	Manuell
Geschlossen	Öffnen (AUS)	Geschlossen	Auto single	Auto single
Geschlossen	Geschlossen	Öffnen (AUS)	Auto single	Manuell
Geschlossen	Geschlossen	Geschlossen	Automatisch parallel (Master) *Automatisch parallel* = "Automatischer Master"	Automatisch parallel (Follower) *Automatisch parallel* = "Automatischer Follower"

Konfigurationsbeispiel für den Modus "Automatisch parallel" (MCC)

Der Betriebsmodus "Automatisch parallel" (MCC) dient zur Minimierung des Kreisstroms zwischen den parallel geschalteten Transformatoren. Der Datenaustausch zwischen den Reglern kann über die horizontale GOOSE-Kommunikation erfolgen.

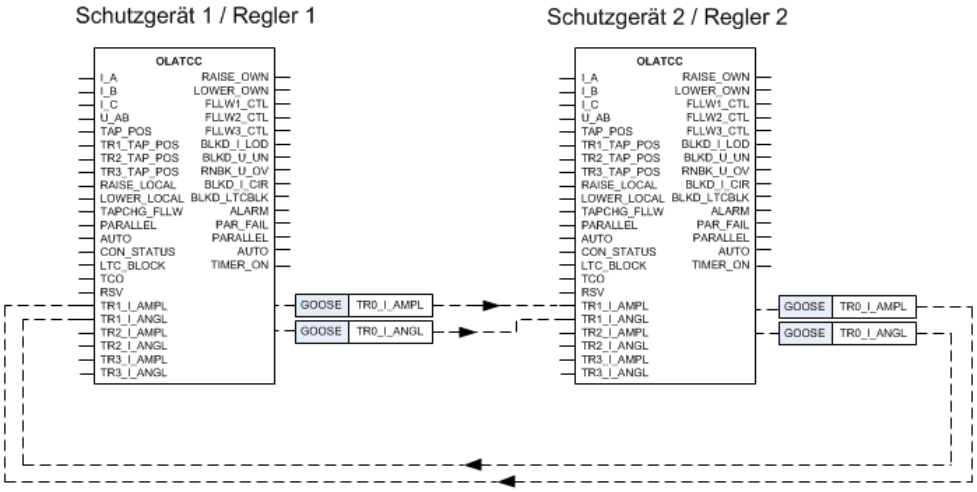


Abb. 565: Zwei parallel betriebene Transformatoren und der horizontale Anschluss über GOOSE zur Übertragung der Strom- und Phasenwinkeldaten bei Anwendung des Prinzips MCC.

Konfigurationsbeispiel für den Modus "Automatisch parallel" (NRP)

Der Vorteil des Betriebsmodus "Negative Reaktanz" (NRW) besteht darin, dass keinerlei Verkabelung oder Kommunikation zwischen den Geräten erforderlich ist. Die Spannungsregler arbeiten unabhängig voneinander. In Fällen, in denen es zu einer gelegentlichen, schrittweisen Änderung des Phasenwinkels der Last kommt, kann der Regulierfehler jedoch durch eine automatische Änderung über Einstellungsgruppen oder durch Änderung des Betriebsmodus mittels der Logik unterdrückt werden.

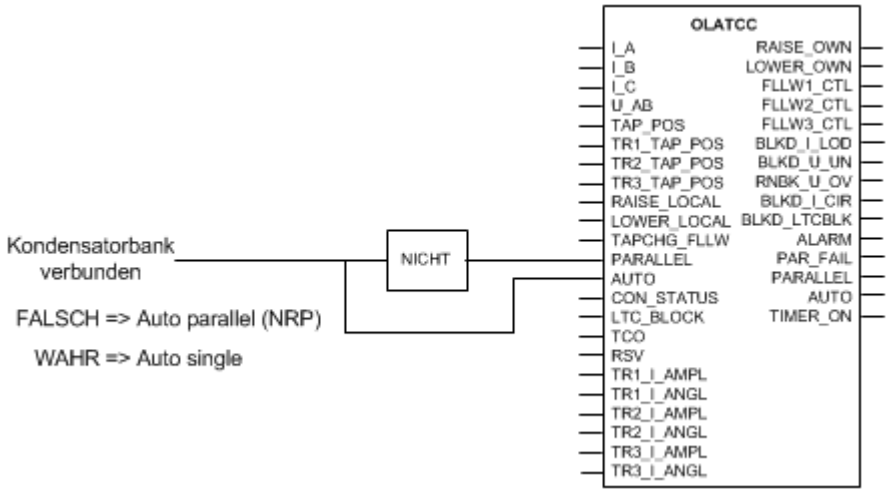


Abb. 566: Automatische Änderung des Betriebsmodus von OLATCC bei angeschlossener Kondensatorbatterie

Vergleich der parallelen Betriebsmodi im Überblick

Die parallelen Betriebsmodi werden benötigt, weil die Transformatoren bei einem unabhängigen Betrieb der parallelen Regler früher oder später außer Tritt geraten würden.

Der Kreisstrom würde sich erhöhen und die Leitungsabfallkompensierung würde somit für den Transformator mit der höchsten Spannungsabgabe ansteigen. Ebenso würde die Erhöhung des Kreisstroms dazu führen, dass der Transformator mit der niedrigsten Spannungsabgabe die Spannung aufgrund eines verminderten Leitungsabfallkompensierungseffekts absenken würde. In anderen Worten: Die beiden Transformatoren wären dann unterschiedlich getaktet.

Es ist jedoch vom jeweiligen Einzelfall abhängig, welcher parallele Betriebsmodus am besten geeignet ist.

Tabelle 971: Unterschiedliche parallele Betriebsmodi

Parallele Betriebsmodi	Beschreibung
Master/Follower (Follower-Positionen sind dem Master nicht bekannt)	Erfordert Transformatoren mit identischen Kenngrößen und Schrittspannungen. - Zusätzliche Verkabelungsarbeit: Vom Master an den Follower ausgegebene Anhebe-/Absenkbefehle (Eingang TAPCHG_FLLW angeschlossen über Ausgang FLLWx_CTL) - Manuelle Steuerung zu Beginn des Vorgangs erforderlich - Blindsteuerung: Follower-Positionen können nach Ansteuerung nicht mehr überwacht werden. Es muss darauf vertraut werden können, das die Follower den Befehlen folgen. + Parallel geschaltete Transformatoren werden als Einheit geregelt + Unterstützt eine unbegrenzte Zahl von parallelen Transformatoren
Master/Follower (Follower-Positionen bekannt)	Erfordert Transformatoren mit identischen Kenngrößen und Schrittspannungen. - Zusätzliche Verkabelungsarbeit: Vom Master an den Follower ausgegebene Anhebe-/Absenkbefehle (Eingang TAPCHG_FLLW angeschlossen über Ausgang FLLWx_CTL) TAP_POS-Anschlüsse von den Followern an den Master - Unterstützt maximal vier parallel betriebene Transformatoren.
Prinzip "Negative Reaktanz"	Der tatsächliche Phasenwinkel führt zu einem Regulierfehler. Bei Verwendung der Leitungsabfallkompensierung sollte die Einstellung geändert werden, wenn sich die Zahl der parallel betriebenen Transformatoren ändert. + Die Stufenspannungs- und Kurzschluss-Impendanzen der Transformatoren müssen nicht gleich sein. + Da keine Kommunikation oder Verkabelung zwischen den Reglern erforderlich ist, kann dieses Prinzip auch dann angewandt werden, wenn sich die parallel betriebenen Transformatoren an unterschiedlichen Stationen befinden. + Unterstützt eine unbegrenzte Zahl von parallelen Transformatoren
Kreisstrom-Minimierung	- Erfordert zusätzliche Konfigurationsarbeit, da dieses Prinzip horizontale Kommunikation zwischen den Reglern nutzt. (Die Eingänge TRx_I werden über die Ausgänge TR0_I der Steuerung des parallel betriebenen Transformators angeschlossen werden.) + Die Stufenspannungs- und Kurzschluss-Impendanzen der Transformatoren müssen nicht gleich sein. + Der Phasenwinkel des Laststroms kann ohne irgendwelche Auswirkungen auf die Regelgenauigkeit variieren. + Automatische Einstellung der Transformatoranzahl (zur präzisen Berechnung des Terms für die Leitungsabfallkompensierung)

9.5.6 Signale

Tabelle 972: OLATCC – Eingangssignale

Name	Typ	Vorgabe	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Strom Leiter L1
I_L2	SIGNAL	0	Strom Leiter L2
I_L3	SIGNAL	0	Strom Leiter L3
U_L1-L2	SIGNAL	0	Leiter-Leiter-Spannung L1-L2
TAP_POS	INT8	0	Integerwert gibt Position des Stufenstellers am eigenen Transformator an
TR1_TAP_POS	INT32	0	Integerwert gibt Position des Stufenstellers am Transformator 1 an
TR2_TAP_POS	INT32	0	Integer Wert gibt Position des Stufenstellers am 3. Transformator an
TR3_TAP_POS	INT32	0	Integer Wert gibt Position des Stufenstellers am 4. Transformator an
ERHÖHEN_LOKAL	BOOLEAN	0=False	Erhöhungsbefehl aus der Konfiguration
TIEFER_LOKAL	BOOLEAN	0=False	Lower command input from configuration
TAPCHG_FLLW	Enum	0=False	Änderungsbefehl vom Master für Stufensteller 4 (Stopp, tiefer, höher)(?)
PARALLEL	BOOLEAN	0=False	Parallel or single operation
Auto	BOOLEAN	0=False	Autom./manuelle Indikation
CON_STATUS	BOOLEAN	0=False	Verbindungsstatus des (eigenen) Transformators im Netz
LTC_BLOCK	BOOLEAN	0=False	Externes Blockiersignal
TCO	BOOLEAN	0=False	Transformatorstufenstellereingang
RSV	BOOLEAN	0=False	Reduzierte Spannungeinstellung aktiv
TR1_I_AMPL	FLOAT32	0.00	Empfangene Strommagnitude von Transformator 1
TR1_I_WINKL	FLOAT32	0.00	Empfange Stromwinkel von Trafo 1
TR2_I_AMPL	FLOAT32	0.00	Empfangene Strommagnitude von Transformator 2
TR2_I_WINKL	FLOAT32	0.00	Empfange Stromwinkel von Trafo 2
TR3_I_AMPL	FLOAT32	0.00	Empfangene Strommagnitude von Transformator 3
TR3_I_WINKL	FLOAT32	0.00	Empfange Stromwinkel von Trafo 3

Tabelle 973: OLATCC – Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
Erhöhen_Eigenen	BOOLEAN	Erhöhungsbefehl für eigenen Transformator
Niedriger _eigner	BOOLEAN	Tieferstufungsbefehl für eigenen Trafo
FLLW1_CTL	INT32	Lower/Raise command for follower transformer 1 in the Master/Follower operation mode
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt		

Name	Typ	Beschreibung
FLLW2_CTL	INT32	Lower/Raise command for follower transformer 2 in the Master/Follower operation mode
FLLW3_CTL	INT32	Lower/Raise command for follower transformer 3 in the Master/Follower operation mode
ALARM	BOOLEAN	Alarmstatus
PAR_FAIL	BOOLEAN	Parallel Fehler erkannt
PARALLEL	BOOLEAN	Parallel- oder Einzelauslösung
Auto	BOOLEAN	Automatische/manuelle Anzeige
BLKD_I_LOD	BOOLEAN	Anzeige der Überstromblockierung
BLKD_U_UN	BOOLEAN	Indikationen einer Blockierung durch Unterspannung
RNBK_U_OV	BOOLEAN	Anzeige des Raise-Spannungsrücklaufs
BLKD_I_CIR	BOOLEAN	Indikation einer Blockierung durch einen hohen zirkulierenden Stroms
BLKD_LTCBLK	BOOLEAN	Anzeige einer externen Blockierung

9.5.7 Einstellungen

Tabelle 974: OLATCC Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Auto Parallelmodus	2=Auto Master 3=Auto Follower 5=NRP 7=MCC			2=Auto Master	Parallelmodus ausgewählt
Spannung Bandmitte	0.000...2.000	xUn	0.001	1.000	Spannung Bandmitte Us
Line drop V Ris	0.0...25.0	%	0.1	0.0	Widerst. Leitungs-drop Kompensationsfaktor
Line drop V React	0.0...25.0	%	0.1	0.0	Blind. Leitungs-drop Kompensationsfaktor
Band reduzieren	0.00...9.00	%Ur	0.01	0.00	Step size for reduce Set Voltage (RSV)
Stabilisierungsfaktor	0.0...70.0	%	0.1	0.0	Stabilisierungsfaktor für Parallelbetrieb
Laststromwinkel	-89...89	Grad	1	0	Load phase-shift, used only with the negative reactance principle
Steuerungsverzögerung 1	1000...300000	ms	100	60000	Steuerungsverzögerung für ersten Steuerungsimpuls
Steuerungsverzögerung 2	1000...300000	ms	100	30000	Steuerungsverzögerung für nachfolgende Steuerungsimpulse

Tabelle 975: OLATCC Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Aktivierung	1=Ein 5=Aus			1=Ein	Aktivierung Aus / Ein
Ausführungsmodus	1=Manuell 2=Auto einzeln 3=Auto parallel 4=Eingangssteuerung 5=Befehl			5=Befehl	Der Ausführungsmodus
Man. Kundenblockierung	1=Kundenspez. deaktiviert 2=OC 3=UV 4=OC, UV 5=EXT 6=OC, EXT 7=UV, EXT 8=OC, UV, EXT			2=OC	Kundenspez. man. blockiert
Paralleltransformatoren	0...10		1	0	Anzahl der parallelen Transformatoren zusätzlich zum eigenen Trafo
Verzögerungscharakteristik	0=Inverse Zeit 1=Bestimmte Zeit			1=Bestimmte Zeit	Auswahl der Verzögerungscharakteristik
Spannung Bandbreite	1.20...18.00	%Ur	0.01	3.00	Gestattete eine Abweichung von der Steuerspannung
Laststromgrenze	0.10...5.00	xIn	0.01	2.00	Laststromblockiergrenze
Block lower voltage	0.10...1.20	xUn	0.01	0.70	Spannungsgrenze, ab der weitere Befehle zum Senken der Spannung blockiert werden
Runback Raise Voltage (?)	0.80...2.40	xUn	0.01	1.25	Spannungsgrenze, an der schnelle Befehle zum Senken stattfinden
Zir Stromgrenze	0.10...5.00	xIn	0.01	0.15	Blockiergrenze für den zirkulierenden Strom
LDC Grenzen	0.00...2.00	xUn	0.01	0.10	Maximaler Grenzwert für Leitungs-Drop Kompensation
Lower block tap	-36...36		1	0	Stufenschaltergrenze, die die geringste Spannung auf der regulierten Seite angibt
Raise block tap	-36...36		1	17	Stufenschaltergrenze, die die höchste Spannung auf der regulierten Seite angibt
LTC Pulszeit	500...10000	ms	100	1500	Impulslänge des Ausgangssignals, identisch für höher / niedriger
LDC Freigabe	0=False 1=True			1=True	Auswahl für Leitungseinbruchkompensation

Tabelle 976: OLATCC Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Wertebereich	Einheit	Schrittweite	Vorgabe	Beschreibung
Max Schaltungen in einer Stunde	0...10000		1	100	Gestattete Anzahl an Steuerbefehlen pro Stunde (Sliding Window-Prinzip)
Cmd error delay time	10...50	s	1	20	Zeitverzögerung, bevor Befehlsfehler aktiviert wird
Follower Verzögerungszeit	6...20	s	1	6	Zeitverzögerung zwischen Follower-Befehlen von einem Master
Alarme freigegeben	0=False 1=True			1=True	Alarmauswahl
Rv Pwr flow allowed	0=False 1=True			0=False	Rückleistungsfluss erlaubt

9.5.8 Überwachte Daten

Tabelle 977: OLATCC – Überwachte Daten

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
TR0_I_AMPL	FLOAT32	0.00...15000.00	A	Übermittelte Stromgröße
TR0_I_WINKL	FLOAT32	-180,00...180,00	Grad	Übermittelter Stromwinkel
U_MEAS	FLOAT32	0.00...5.00	xUn	Leiter-Leiter-Spannung (Mittelwertfilter)
ANGL_UA_IA	FLOAT32	-180...180	Grad	Gemessener Winkel zwischen Strom und Spannung Leiter L1
TIMER_STS	Enum	0=Zeitgeber AUS 1=Niedriger Zeitgeber1 on 2=Steigender Zeitgeber1 on 3=Niedriger Zeitgeber2 on 4=Steigender Zeitgeber2 on 5=Schneller niedriger Zeitgeber T on		Zeitgeber T1, T2 oder schneller niedriger Zeitgeber aktiv
AUSF_MODUS_STS	Enum	0=Nicht verwendet 1=Manuell 2=Auto single 3=Auto master 4=Autofollower 5=MCC 6=NRP		Aktiver Ausführungsmodus des Funktionsblocks
U_CTL	FLOAT32	0.000...3.000	xUn	Steuerspannung, Up, Zielspannungspegel
UD_CTL	FLOAT32	-2,000...2,000	xUn	Spannungsdifferenz zwischen gemessen und Steuerspannung: Um - Up

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Name	Typ	Wertebereich	Einheit	Beschreibung
I_CIR	FLOAT32	-10,00...10,00	xIn	Berechneter zirkulierender Strom - Berechnet in den Betriebsmodi NRP und MCC
LDC	FLOAT32	-2,00...2,00	xUn	Berechnete Spannungsabfallkompensation
BLK_STATUS	INT32	0...127		BIT-kodierter Ausgang zeigt den Blockierstatus für die nächste Handlung an
ALARM_REAS	Enum	0=Kein Alarm 1=Cmd error 2=TCO Fehler 3=Cmd + TCO err 4=Pumpenfehler 5=Pump + cmd err 6=Pump + TCO err 7=Pmp+TCO +cmd err		Status und Grund für den Alarm
OP_TM_NUM_H	INT32	0...2147483647		Anzahl der Steuerungen für eigenen Stufenschalter während der letzten Stunde
FAIL_FLLW	Enum	0=No failed followers 1=Follower 1 2=Follower 2 3=Followers 1+2 4=Follower 3 5=Followers 1+3 6=Followers 2+3 7=Followers 1+2+3		Fehlgeschlagene Follower
PAR_UNIT_MCC	Enum	0=No parall units 1=Trafo 1 2=Trafo 2 3=Trafo 1 und 2 4=Trafo 3 5=Trafo 1 und 3 6=Trafo 2 und 3 7=Trafo 1 + 2 + 3		Parallele Einheiten in der MCC-Berechnung
OPR_CNT	INT32	0...2147483647		Absolute Anzahl an Raise- und Lower-Befehlen, die im man. und Automodus gegeben wurden
OLATCC	Enum	1=Ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=Aus		Status

9.5.9 Technische Daten

Tabelle 978: OLATCC Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit[1)]	Abhängig von der Frequenz des gemessenen Stroms, f_n ±2 Hz
	Differentialspannung U_d = ±0,5% des gemessenen Wertes oder ±0,005 × U_n (in gemessenen Spannungen <2,0 x U_n) Auslösewert = ±1,5% von U_d für Us = 1,0 × U_n
Auslösegenauigkeit im unabhängigen Modus[2)]	+4,0%/-0% des eingestellten Wertes
Auslösegenauigkeit im abhängigen Modus[2)]	+8,5%/-0% des eingestellten Wertes (bei theoretischem B im Bereich von 1,1…5,0) Beachten Sie auch die festgelegte Mindestbetriebszeit (IDMT) 1 s.
Verhältnis für Steuerfunktionen zurücksetzen Verhältnis für analog-basierte Blockierungen zurücksetzen (außer rückgängig gemachtes Anheben der Spannungsblockierung)	Üblicherweise 0,80 (1,20) Üblicherweise 0,96 (1,04)

1) Verwendete Standardeinstellungswerte
2) Spannung vor Abweichung = eingestellte *Bandmittenspannung*

9.5.10 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 979: OLATTC Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Neuen Ausgang `TIMER_ON` hinzugefügt (mit neuen 61850-Daten). ACT-Schnittstelle verändert und vorhandene Daten zwischen den überwachten Daten und der Ausgangsschnittstelle ausgetauscht. Voreinstellung für *Betriebsmodus* geändert in 4=Eingabesteuerung (vorher "Manuell").
C	Interne Verbesserungen.
D	Eingang `TAP_POS` hinzugefügt. Modus "Befehl" der Einstellung *Betriebsmodus* hinzugefügt.

Abschnitt 10 Spannungsqualitäts-Messfunktionen

10.1 Oberschwingungsanteile des Stroms (CMHAI)

10.1.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Oberschwingungsanteile des Stroms	CMHAI	PQM3I	PQM3I

10.1.2 Funktionsblock

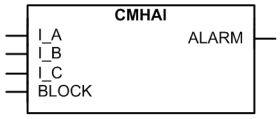


Abb. 567: Funktionsblock

10.1.3 Funktion

Die Funktion CMHAI für Oberschwingungsanteile des Stroms wird zur Überwachung der gesamten Stromlastverzerrung (Total Demand Distortion, TDD) verwendet.

10.1.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von CMHAI lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

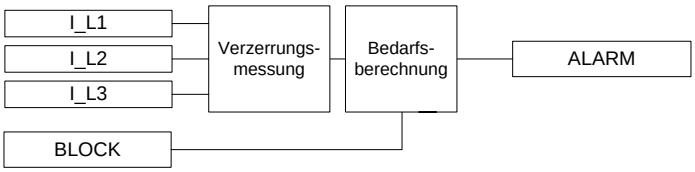


Abb. 568: Logikdiagramm

Messung der Verzerrung

Das Modul für die Verzerrungsmessung misst Oberschwingungen bis zur 11. Ordnung. Die Gesamtabnahmeverzerrung (Total Demand Distortion = TDD) wird aus den gemessenen Oberschwingungskomponenten mit der folgenden Formel berechnet.

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{N} I_k^2}}{I_{max_demand}}$$

(Gleichung 196)

I_k k^{th} Oberschwingungskomponente

I_{max_demand} Der maximale Abnahmestrom, gemessen mit CMMXU

Wenn CMMXU in der Konfiguration nicht verfügbar ist oder wenn der gemessene maximale Abnahmestrom unter dem Wert der Einstellung *Initial Dmd current* liegt, wird *Initial Dmd current* für I_{max_demand} verwendet.

Abnahmeberechnung

Der Abnahmewert für TDD wird für jeden Leiter getrennt berechnet. Wenn einer der berechneten Gesamtabnahmeverzerrungswerte über dem eingestellten Alarmgrenzwert *TDD alarm limit* liegt, wird der Ausgang ALARM aktiviert.

Das Zeitfenster für die Abnahmeberechnung wird über die Einstellung *Demand interval* festgelegt. Es gibt sieben Zeitfensterlängen, von "1 Minute" bis "180 Minuten". Der Zeitfenstertyp kann über die Einstellung *Demand window* festgelegt werden. Die möglichen Optionen sind "Sliding" und "Non-sliding".

Durch die Aktivierung des Eingangs BLOCK wird der Ausgang ALARM blockiert.

10.1.5 Anwendung

In den Normen wird die Power Quality über die Merkmale der Versorgungsspannung definiert. Transienten, kurz und lang anhaltende Spannungsunsymmetrien, Ungleichgewichte und Kurvenformverzerrungen sind wichtige Merkmale zur Beschreibung der Power Quality. Die Power Quality ist jedoch kundenabhängig. Man könnte sagen, dass jedes Stromproblem, das die Spannung oder Stromstärke betrifft

und zu einem Ausfall oder einer Fehlfunktion der Netzbetriebsmittel führt, ein Problem mit der Power Quality ist.

Eine Oberschwingungs-Verzerrung in einem elektrischen Netz wird durch nichtlineare Geräte verursacht. Die Lasten elektronischer Leistungswandler stellen die wichtigste Klasse nichtlinearer Lasten in einem elektrischen Netz dar. Der Strom der Schaltnetzteile in einer Reihe von einphasigen elektronischen Geräten wie PCs, Drucker, Kopierer enthält einen großen Anteil an dritten Oberschwingung. Die Leistungselektronik wie Stromrichter und Frequenzumrichter erzeugen jedoch keine Oberschwingungsströme der dritten Oberschwingung. Sie können allerdings eine bedeutende Quelle von Oberschwingungen sein.

Die Überwachung der Power Quality ist ein wichtiger Service, die Energieversorger ihren Industrie- und Großkunden anbieten können. Ein Überwachungssystem kann nicht nur Informationen über Systemstörungen und deren mögliche Ursachen bereitstellen, sondern Problemzustände im gesamten System im Vorfeld erkennen, noch bevor diese zu Kundenbeschwerden, Gerätefehlfunktionen oder sogar Geräteschäden oder -ausfällen führen. Probleme mit der Power Quality beschränken sich nicht nur auf die Versorgungsseite des Systems. Vielmehr tritt der Großteil der Probleme mit der Power Quality bei Kundeneinrichtungen auf. Daher ist die Überwachung der Power Quality nicht nur eine effektive Kundendienststrategie sondern auch eine Möglichkeit, mit der ein Energieversorger seinen Ruf in Bezug auf Power Quality und Service schützen kann.

CMHAI bietet die Möglichkeit der Überwachung der Power Quality über die Verzerrung einer Stromkurvenform. CMHAI liefert einen 3-Sekunden-Kurzzeitdurchschnitt und eine Langzeitlast für die gesamte Lastverzerrung (TDD).

10.1.6 Signale

Tabelle 980: CMHAI Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_L1	Signal	0	Leiter L1 Strom
I_L2	Signal	0	Leiter L2 Strom
I_L3	Signal	0	Leiter L3 Strom
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für alle binären Ausgänge

Tabelle 981: CMHAI Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
ALARM	BOOLEAN	Alarmsignal für TDD

10.1.7 Einstellungen

Tabelle 982: CMHAI Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Anforderungsintervall	0=1 Minute 1=5 Minuten 2=10 Minuten 3=15 Minuten 4=30 Minuten 5=60 Minuten 6=180 Minuten			2=10 Minuten	Zeitintervall für Anforderungsberechnung
Anforderungsfenster	1=Gleitend 2=Nicht gleitend			1=Gleitend	Anforderungsberechnung Fenstertyp
TDD Alarmgrenze	1,0...100,0	%	0,1	50,0	TDD Alarmgrenze

Tabelle 983: CMHAI Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Initial Dmd current	0,10...1,00	xIn	0,01	1,00	Initialanforderung Strom

10.1.8 Überwachte Daten

Tabelle 984: CMHAI Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
Max demand TDD IL1	FLOAT32	0,00...500,00	%	Maximale Anforderung TDD für Leiter L1
Max demand TDD IL2	FLOAT32	0,00...500,00	%	Maximale Anforderung TDD für Leiter L2
Max demand TDD IL3	FLOAT32	0,00...500,00	%	Maximale Anforderung TDD für Leiter L3
Time max dmd TDD IL1	Zeitstempel			Zeit der maximalen Anforderung TDD Leiter L1
Time max dmd TDD IL2	Zeitstempel			Zeit der maximalen Anforderung TDD Leiter L2
Time max dmd TDD IL3	Zeitstempel			Zeit der maximalen Anforderung TDD Leiter L3
3SMHTDD_L1	FLOAT32	0,00...500,00	%	3 s Mittelwert von TDD für Leiter L1
DMD_TDD_L1	FLOAT32	0,00...500,00	%	Anforderungswert für TDD für Leiter L1
3SMHTDD_L2	FLOAT32	0,00...500,00	%	3 s Mittelwert von TDD für Leiter L2
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
DMD_TDD_L2	FLOAT32	0,00...500,00	%	Anforderungswert für TDD für Leiter L2
3SMHTDD_L3	FLOAT32	0,00...500,00	%	3 s Mittelwert von TDD für Leiter L3
DMD_TDD_L3	FLOAT32	0,00...500,00	%	Anforderungswert für TDD für Leiter L3

10.1.9 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 985: CMHAI Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Interne Verbesserungen.
C	Interne Verbesserungen.
D	Interne Verbesserungen.

10.2 Oberschwingungsanteile der Spannung (VMHAI)

10.2.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Oberschwingungsanteile der Spannung	VMHAI	PQM3U	PQM3V

10.2.2 Funktionsblock

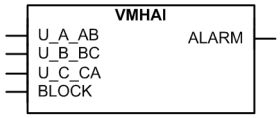


Abb. 569: Funktionsblock

10.2.3 Funktion

Die Funktion VMHAI für Oberschwingungsanteile der Spannung wird zur Überwachung der gesamten Oberschwingungsverzerrung (THD) verwendet.

10.2.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von VMHAI lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

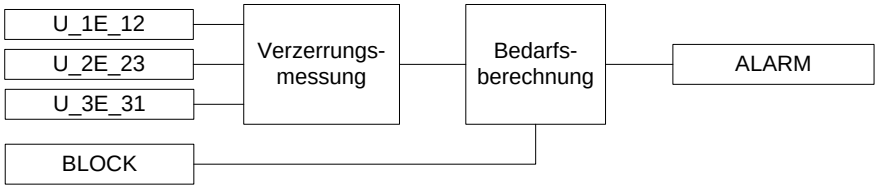


Abb. 570: Logikdiagramm

Messung der Verzerrung

Das Modul für die Verzerrungsmessung misst Oberschwingungen bis zur 11. Oberschwingung. Die gesamte Oberschwingungsverzerrung (Total Harmonic Distortion = THD) wird aus den gemessenen Oberschwingungskomponenten mit der folgenden Formel berechnet:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{N} U_k^2}}{U_1}$$

(Gleichung 197)

U_k k^{th} Oberschwingungskomponente

U_1 die Spannungs-Grundkomponentenamplitude

Abnahmeberechnung

Der Abnahmewert für THD wird für jeden Leiter getrennt berechnet. Wenn einer der berechneten THD-Abnahmewerte über dem eingestellten Alarmgrenzwert *THD alarm limit* liegt, wird der Ausgang `ALARM` aktiviert.

Das Zeitfenster für die Abnahmeberechnung wird über die Einstellung *Demand interval* festgelegt. Es gibt sieben Zeitfensterlängen, von "1 Minute" bis "180 Minuten". Der Zeitfenstertyp kann über die Einstellung *Demand window* festgelegt werden. Die möglichen Optionen sind "Sliding" und "Non-sliding".

Durch die Aktivierung des Eingangs `BLOCK` wird der Ausgang `ALARM` blockiert.

10.2.5 Anwendung

VMHAI bietet die Möglichkeit der Überwachung der Power Quality über die Verzerrung einer Spannungskurvenform. VMHAI liefert einen 3-Sekunden-Kurzzeitdurchschnitt und eine Langzeitlast für die gesamte Oberschwingungs-Verzerrung (THD).

10.2.6 Signale

Tabelle 986: VMHAI Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
U_L1_L1-L2	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L1 oder Leiter-Leiter-Spannung L1-L2
U_L2_L2-L3	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L2 oder Leiter-Leiter-Spannung L2-L3
U_L3_L3-L1	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L3 oder Leiter-Leiter-Spannung L3-L1
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für alle binären Ausgänge

Tabelle 987: VMHAI Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
ALARM	BOOLEAN	Alarmsignal für THD

10.2.7 Einstellungen

Tabelle 988: VMHAI Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Anforderungsintervall	0=1 Minute 1=5 Minuten 2=10 Minuten 3=15 Minuten 4=30 Minuten 5=60 Minuten 6=180 Minuten			2=10 Minuten	Zeitintervall für Anforderungsberechnung
Anforderungsfenster	1=Gleitend 2=Nicht gleitend			1=Gleitend	Anforderungsberechnung Fenstertyp
THD Alarmgrenze	1,0...100,0	%	0,1	50,0	THD Alarmgrenze

10.2.8 Überwachte Daten

Tabelle 989: VMHAI Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
Max demand THD UL1	FLOAT32	0,00...500,00	%	Maximale Anforderung THD für Leiter L1
Max demand THD UL2	FLOAT32	0,00...500,00	%	Maximale Anforderung THD für Leiter L2
Max demand THD UL3	FLOAT32	0,00...500,00	%	Maximale Anforderung THD für Leiter L3
Time max dmd THD UL1	Zeitstempel			Zeit der maximalen Anforderung THD Leiter L1
Time max dmd THD UL2	Zeitstempel			Zeit der maximalen Anforderung THD Leiter L2
Time max dmd THD UL3	Zeitstempel			Zeit der maximalen Anforderung THD Leiter L3
3SMHTHD_L1	FLOAT32	0,00...500,00	%	3 s Mittelwert von THD für Leiter L1
DMD_THD_L1	FLOAT32	0,00...500,00	%	Anforderungswert für THD für Leiter L1
3SMHTHD_L2	FLOAT32	0,00...500,00	%	3 s Mittelwert von THD für Leiter L2
DMD_THD_L2	FLOAT32	0,00...500,00	%	Anforderungswert für THD für Leiter L2
3SMHTHD_L3	FLOAT32	0,00...500,00	%	3 s Mittelwert von THD für Leiter L3
DMD_THD_L3	FLOAT32	0,00...500,00	%	Anforderungswert für THD für Leiter L3

10.2.9 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 990: VMHAI Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Interne Verbesserungen.
C	Interne Verbesserungen.

10.3 Spannungsunsymmetrie (PHQVVR)

10.3.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Spannungsunsymmetrie	PHQVVR	PQMU	PQMV

10.3.2 Funktionsblock

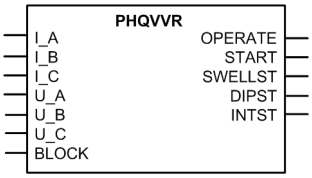


Abb. 571: Funktionsblock

10.3.3 Funktion

Die Funktion zur Spannungsunsymmetrie PHQVVR dient zur Messung kurzfristiger Spannungsunsymmetrien in Verteilungsnetzen.

Die Power Quality in der Spannungskurvenform wird durch Messung der Spannungsanstiege, -einbrüche und Unterbrechungen beurteilt. PHQVVR enthält Modi für einphasige und dreiphasige Spannungsabweichungen.

In der Regel sind kurzzeitige Spannungsabweichungen so definiert, dass sie eine Laufzeit von mehr als der Hälfte der Bemessungsfrequenzdauer haben und weniger als eine Minute dauern. Die maximale Größe (eines Spannungsanstiegs) oder Tiefe (eines Spannungseinbruchs oder einer Unterbrechung) sowie die Dauer der Abweichung können durch Messung des Effektivwerts der Spannung für jeden Leiter ermittelt werden. Die internationale Norm 61000-4-30 legt fest, dass die Spannungsunsymmetrie anhand des Effektivwerts der Spannung zu verwenden ist. Die IEEE-Norm 1159-1995 enthält Empfehlungen für die Überwachung der Power Quality von Wechsel- und Drehstromnetzen.

PHQVVR enthält eine Blockierfunktion. Ein Satz von Funktionsausgängen bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

10.3.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von PHQVVR lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

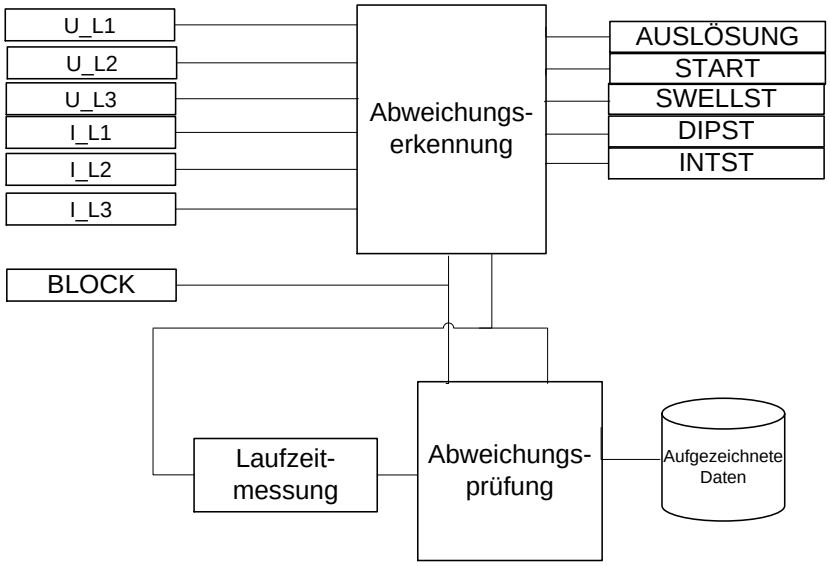


Abb. 572: Logikdiagramm

10.3.4.1 Leitermoduseinstellung

PHQVVR ist für Wechsel- und Drehstromnetze konzipiert, und die Auswahl kann über die Einstellung *Leitermodus* erfolgen, die entweder auf "Ein Leiter" oder "Drei Leiter" gesetzt werden kann. Die Voreinstellung ist "Ein Leiter".

Der grundlegende Unterschied zwischen diesen Alternativen ist davon abhängig, wie viele Leiter benötigt werden, um die Spannungsabweichung zu aktivieren. Im *Leitermodus* "Ein Leiter" erfolgt die Aktivierung direkt. Beim Abweichungsbeginn gibt es keine Abhängigkeit zwischen den Leitern. Der Ausgang `START` und die entsprechende Leiteranregung werden aktiviert, wenn der Grenzwert überschritten oder unterschritten wird. Die entsprechende Deaktivierung der Leiteranregung erfolgt, wenn der Grenzwert (einschließlich kleiner Hysterese) unterschritten oder überschritten wird. Der Ausgang `START` wird deaktiviert, wenn keine weiteren aktiven Leiter vorliegen.

Wenn jedoch *Leitermodus* auf "Drei Leiter" gesetzt ist, müssen alle überwachten Leitersignalbeträge, die mit *Leiterüberwachung* definiert sind, unter den Grenzwert fallen oder diesen überschreiten, damit der Ausgang `START` und der entsprechende Leiterausgang aktiviert wird, d. h. alle überwachten Leiter müssen aktiviert sein. Dementsprechend erfolgt die Deaktivierung, wenn die Aktivierungsanforderung nicht erfüllt ist, d. h. ein oder mehrere überwachte Leitersignalbeträge fallen unter ihre Grenzwerte. Die Leiter müssen nicht durch den gleichen Abweichungstyp aktiviert werden, um die Aktivierung des Ausgangs `START` zu bewirken. Eine weitere Folge ist: Wenn nur ein oder zwei Leiter überwacht werden, ist es ausreichend, wenn diese überwachten Leiter den Ausgang `START` aktivieren.

10.3.4.2 Abweichungserkennung

Das Modul vergleicht die gemessene Spannung mit den eingestellten Grenzwerten. Bei dauerhaften Unter- oder Überspannungen kann die Einstellung *Referenzspannung* auf diesen Spannungspegel eingeregelt werden, um unerwünschte Angaben zu Spannungseinbrüchen oder -spitzen zu umgehen. Dies wird über eine Konvertierung der Abweichungsgrenzen über die Einstellung *Referenzspannung* im Modul Abweichungserkennung erreicht. Liegt also eine Spannung vor, die von der Bemessungsspannung abweicht, wird die Einstellung *Referenzspannung* auf den Wert dieser Spannung gesetzt.

Mit der Einstellung *Abweichung aktivieren* können die Abweichungstypen aktiviert oder deaktiviert werden. Der Wert ist standardmäßig auf "Swell+dip+Int" festgelegt, und es werden alle alternativen Abweichungstypen angezeigt. Bei der Einstellung "Swell+dip" (Anstieg+Einbruch) ist beispielsweise die Unterbrechungserkennung nicht aktiviert und es werden nur Anstiege oder Einbrüche angezeigt.

In Fällen, in denen *Leitermodus* auf "Ein Leiter" gesetzt ist und die Einbruchsfunktion verfügbar ist, wird der Ausgang `DIPST` aktiviert, wenn der gemessene TRMS-Wert in einem Leiter unter den Wert von *Einstellung Spannungseinbruch 3* fällt und zugleich über dem Wert der Einstellung *Spannung Int Einst* bleibt. Sinkt die Spannung unter den Wert der Einstellung *Spannung Int Einst*, wird der Ausgang `INTST` aktiviert. `INTST` wird deaktiviert, wenn der Spannungswert über den Wert der Einstellung *Spannung Int Einst* steigt. Steigt derselbe gemessene TRMS-Wert über den Wert der Einstellung *Spannungsanst.-Einstellung 3*, wird der Ausgang `SWELLST` aktiviert.

Es gibt drei einstellbare Grenzwerte für Einbruchs- (*Einstellung Spannungseinbruch 1..3*) und Anstiegsaktivierungen (*Spannungsanst.-Einstellung 1..3*) und einen einzustellenden Grenzwert für Unterbrechungen.

Ist *Leitermodus* auf "Drei Leiter" gesetzt, werden die Ausgänge `DIPST` und `INTST` aktiviert, wenn die Spannungspegel aller überwachten Leiter (festgelegt mit dem Parameter *Leiterüberwachung*) unter den Wert der Einstellung *Spannung Int Einst* fallen. Ein Beispiel für das Erkennungsprinzip einer Spannungsunterbrechung bei "Drei Leiter", wenn *Leiterüberwachung* auf "Leiter L1+L2+L3" gesetzt ist, und auch für die entsprechenden Startsignale, wenn *Leitermodus* auf "Ein Leiter" gesetzt ist, wird im Beispiel für die Erkennung einer dreipoligen Unterbrechung gezeigt.

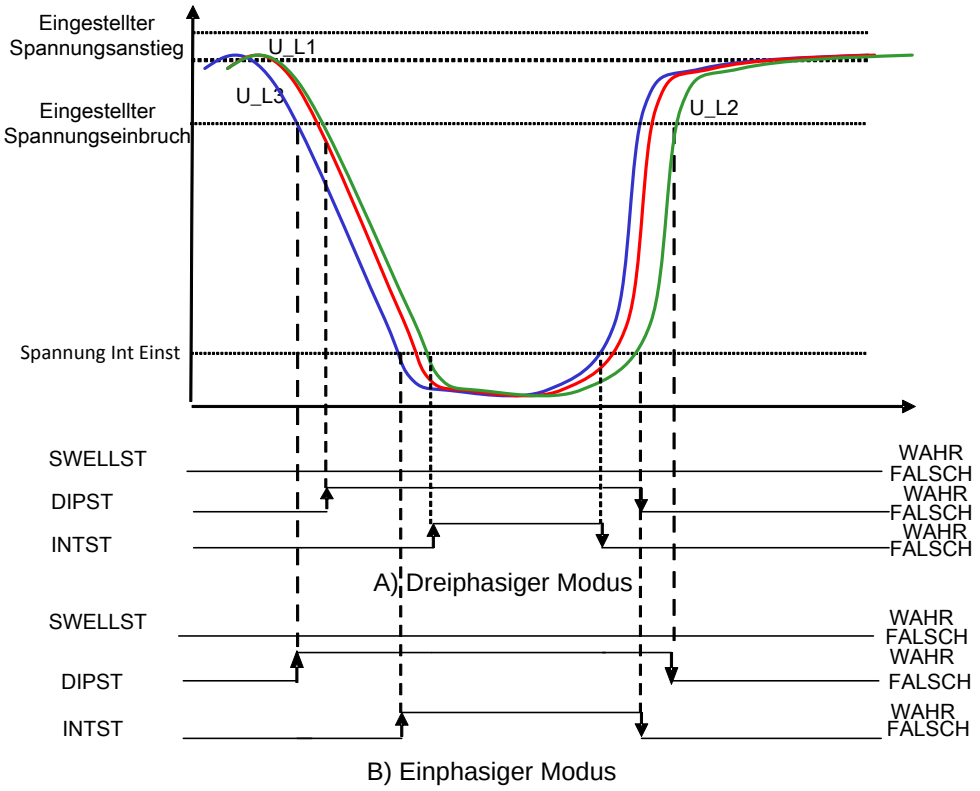


Abb. 573: Erkennung einer dreipoligen Spannungsunterbrechung

Das Modul misst die Höhe der Spannungsabweichung separat auf jedem Leiter, d. h. es gibt für die Anzeige der Spannungsabweichung für jeden Leiter separate Ausgänge: `ST_A`, `ST_B` und `ST_C`. Im Konfigurationsparameter *Leiterüberwachung* ist festgelegt, welche Leiter-Erde-Spannungen überwacht werden. Wird eine Leiter-Erde-Spannung zur Überwachung ausgewählt, geht die Funktion davon aus, dass sie an einem Spannungsmesskanal angeschlossen ist. Das heißt, wenn ein nicht angeschlossener Leiter überwacht wird, erkennt die Funktion fälschlicherweise eine Spannungsunterbrechung auf diesem Leiter.

Die maximale Größe und Tiefe sind als prozentuale Werte definiert, die aus der Differenz zwischen der Bezugs- und der gemessenen Spannung berechnet wird. So bedeutet zum Beispiel ein Einbruch von 70 Prozent, dass die Mindestabweichung des Spannungseinbruchs 70 Prozent der Amplitude der Referenzspannung beträgt.

Durch die Aktivierung des Eingangs `BLOCK` werden die Funktion und die Ausgänge zurückgesetzt.

10.3.4.3 Abweichungsprüfung

Das Prüfkriterium für eine Spannungsabweichung ist, dass die Laufzeit der gesamten gemessenen Abweichung zwischen dem eingestellten Wert der minimalen und der maximalen Laufzeit bleibt (einer der Werte *VVa dip time 1*, *VVa swell time 1* oder *VVa*

Int time 1, je nach Abweichungstyp, und *VVa Dur Max*). Die Einstellung für die maximale Abweichungsdauer ist für alle Abweichungstypen gleich.

In Abbildung 574 sind die Auslösebereiche für Spannungseinbrüche dargestellt. In Abbildung 573 ist nur ein Spannungseinbruch/ein Spannungsanstieg/eine Spannungsunterbrechung dargestellt, wogegen in dieser Abbildung insgesamt drei untergeordnete Grenzwerte für die Einbruchauslösung vorhanden sind. Wenn *Einstellung Spannungseinbruch 3* unterschritten wird, werden die entsprechenden Ausgänge `ST_x` und `DIPST` aktiviert. Wenn der TRMS-Wert des Spannungsbetrags zwischen *Einstellung Spannungseinbruch 2* und *Einstellung Spannungseinbruch 1* für einen Zeitraum länger als *VVa dip time 2* (kürzer als *VVa dip time 3*) bleibt, wird ein aktuelles Einbruchereignis erkannt. Wenn der Signalbetrag länger als *VVa dip time 3* (kürzer als *VVa Dur max*) zwischen den Grenzwerten bleibt, wird ein vorübergehendes Einbruchereignis erkannt. Bleibt die Spannung unter dem Wert von *Einstellung Spannungseinbruch 1* für einen Zeitraum länger als *VVa dip time 1*, aber kürzer als *VVa dip time 2*, wird ein unverzögertes Einbruchereignis erkannt.

Bei der Ereigniserkennung ist der Ausgang `AUSLÖSUNG` immer für einen Aufgabenzyklus aktiviert. Der entsprechende Zähler und nur einer davon (INSTDIPCNT, MOMDIPCNT oder TEMPDIPCNT) wird um den Wert 1 erhöht. Wenn die Unterschreitungsdauer für den Einbruchgrenzwert kürzer ist als *VVa dip time 1*, *VVa swell time 1* oder *VVa Int time 1*, wird das Ereignis überhaupt nicht erkannt, und wenn die Dauer länger ist als *VVa Dur Max*, wird MAXDURDIPCNT um den Wert 1 erhöht, es erfolgt jedoch keine Ereigniserkennung, wodurch der Ausgang `AUSLÖSUNG` und die Aktualisierung der Aufzeichnungsdaten aktiviert werden. Diese Zähler stehen in der Ansicht "Überwachte Daten" in der LHMI oder über Kommunikationsverbindungen zur Verfügung. Es gibt keine leiterselektiven Zähler, jedoch werden alle Abweichungserkennungen in einem gemeinsamen Zeit-/Betrags-klassifizierten Zählertyp registriert. Somit wird ein gleichzeitig in mehreren Leitern auftretendes Ereignis (d. h. der Zeitpunkt der Erkennung eines Abweichungsereignisses ist für zwei oder mehr Leiter exakt gleich) auch bei Wechselstromnetzen nur einmal gezählt.

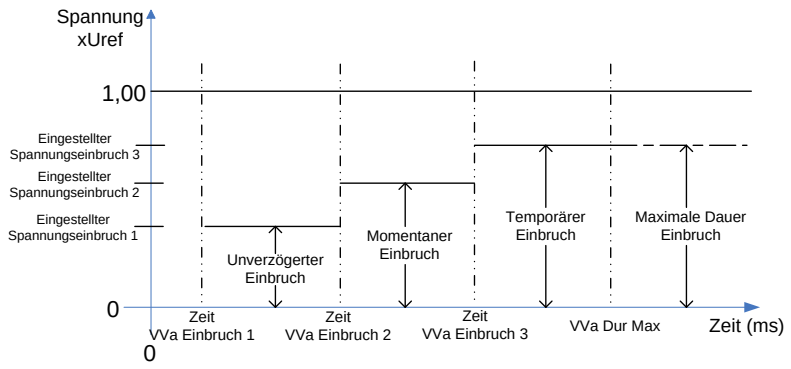


Abb. 574: Auslösebereiche für Spannungseinbrüche

In Abbildung 575 sind die entsprechenden Grenzwerte für die Anstiege mit der unterschiedlichen Reihenfolge der Betragsgrenzwerte angegeben. Das Anstiegsfunktionsprinzip ist für Einbrüche das gleiche, es werden jedoch verschiedene Grenzwerte für den Signalbetrag und Zeiten mit der geänderten Auslösezone (hier *Spannungsanst.-Einstellung x* > 1,0 xUn) angewendet.

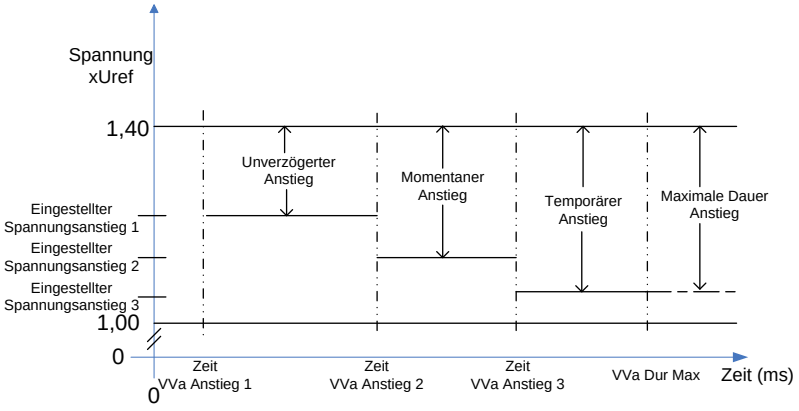


Abb. 575: Auslösebereich für Spannungsanstiege

Bei Unterbrechungen wie in Abbildung 576 gibt es nur einen Betragsgrenzwert, jedoch vier Zeitdauergrenzwerte für die Klassifizierung einer Unterbrechung. Jetzt sind Ereignis und Zählertyp nur von der Abweichungsdauer abhängig.

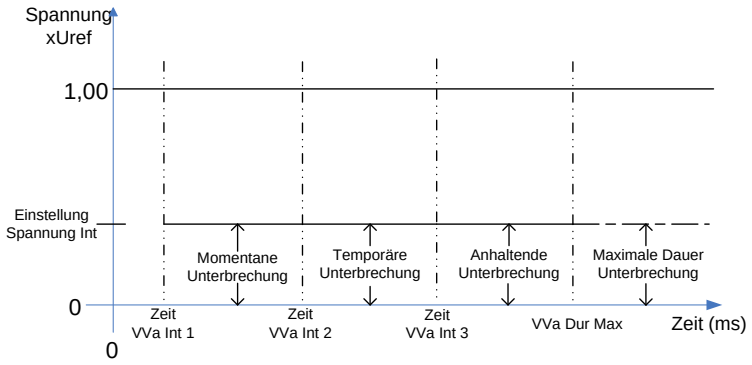


Abb. 576: Auslösebereiche für Unterbrechungen

Generell wird kein Ereignis erkannt, wenn die Anforderungen an Betrag und Zeitdauer nicht erfüllt sind. Wenn z. B. der TRMS-Wert des Spannungsbetrags zwischen *Voltage dip set 3* und *Voltage dip set 2* für einen Zeitraum, der kürzer ist als *VVa dip time 3*, bleibt, wird ein Einbruchereignis erst dann ausgegeben, wenn *Voltage dip set 3* wieder überschritten wird.

Die Ereignisanzeige endet und eine mögliche Erkennung ist abgeschlossen, wenn der TRMS-Wert des Spannungsbetrags über (bei Einbruch oder Unterbrechung) oder unter (bei Anstieg) den Grenzwert für den Beginn des Aktivierungsstarts steigt bzw.

fällt. Wenn z. B. nach einer unverzögerten Anzeige eines Einbruchereignisses der Spannungsbetrag über *Voltage dip set 1* steigt, wird dies nicht sofort sondern erst dann erkannt (und aufgezeichnet), wenn keine Einbruchanzeige für die gleiche Einbruchabweichung erfolgt, und die maximale Abweichungsdauer wird erst dann überschritten, wenn der Signalbetrag über *Voltage dip set 3* steigt. Für all diese Grenzwerte gibt es eine kleine Hysterese, um ein Flattern der Ausgabeaktivierung zu vermeiden. Auf Grund dieser Hysterese erfolgt hier kein Rückfall.

Somit kann für eine Spannungsabweichung nur eine Ereigniserkennung und -aufzeichnung für den gleichen Abweichungstyp erfolgen, sodass die längste angezeigte Abweichung eines Abweichungstyps erkannt wird. Weiterhin ist es möglich, dass ein weiteres unverzögertes Einbruchereignis das bereits angezeigte ersetzt, wenn nach der ersten Erkennung der Betrag erneut *Voltage dip set 1* für die festgelegte Zeit unterschreitet und die Signalbetrags-/Zeitanforderung erneut erfüllt wird. Eine weitere Möglichkeit ist, dass wenn die Zeitbedingung für die unverzögerte Einbrucherkennung nicht erfüllt ist, jedoch das Signal über *Voltage dip set 1* ansteigt, die bereits abgelaufene Zeit im Zeitgeber für aktuelle Einbrüche berücksichtigt wird. Besonders die Unterbrechungszeit wird in der Einbruchzeit berücksichtigt. Überschreitet das Signal nicht *Voltage dip set 2*, bevor der Zeitgeber *VVa dip time 2* abgelaufen ist, und wurde der Zeitgeber für aktuelle Einbrüche gestartet, nachdem der Betrag den Wert *Voltage dip set 2* unterschritten hat, wird stattdessen das aktuelle Einbruchereignis erkannt. Folglich kann das gleiche Einbruchereignis mit veränderter Abweichungstiefe zu mehreren Einbruchereignisanzeigen aber nur zu einer Erkennung führen. Wenn z. B. für eine kürzere Zeit als im Wert *VVa dip time 1* festgelegt der Betrag den Wert *Voltage dip set 1* unterschreitet, jedoch über dem Wert *Voltage Intr set* bleibt, dann jedoch das Signal in einen Bereich zwischen *Voltage dip set 1* und *Voltage dip set 2* ansteigt, sodass die Gesamtdauer der Einbruchaktivierung länger als *VVa dip time 2* war und die maximale Zeit nicht überschritten wurde, wird dies als aktueller Einbruch erkannt, obwohl eine kurzzeitige unverzögerte Einbruchperiode vorlag. Die Begriffe "tiefer" und "höher" beziehen sich auf Einbruch und Unterbrechung.

Auch wenn die Beispiele nur Einbruchereignisse enthalten können die gleichen Regeln auf Anstiege und Unterbrechungen angewendet werden. Bei einer Anstiegsanzeige bedeutet der Begriff "tiefer", dass das Signal noch weiter ansteigt und "höher", dass der Signalbetrag entsprechend sinkt.

Für die einstellbaren Spannungsschwellenwerte gelten die folgenden Verhältnisse:

VVa dip time 1 ≤ *VVa dip time 2* ≤ *VVa dip time 3*.

VVa swell time 1 ≤ *VVa swell time 2* ≤ *VVa swell time 3*.

VVa Int time 1 ≤ *VVa Int time 2* ≤ *VVa Int time 3*.

Es gibt eine integrierte Validierungsfunktion, die die Einhaltung des Verhältnisses überprüft, sodass wenn *VVa x time 1* höher als *VVa x time 2* oder *VVa x time 3* ist, *VVa x time 2* und *VVa x time 3* auf den neuen Wert von *VVa x time 1* gesetzt werden. Wenn *VVa x time 2* höher als *VVa x time 3* eingestellt ist, wird *VVa x time 3* auf den neuen Wert von *VVa x time 2* gesetzt. Wenn *VVa x time 2* niedriger als *VVa x time 1*

eingestellt ist, wird der eingegebene Wert für *VVa x time 2* verworfen. Wenn *VVa x time 3* niedriger als *VVa x time 2* eingestellt ist, wird der eingegebene Wert für *VVa x time 3* verworfen.

10.3.4.4 Laufzeitmessung

Die Laufzeit einer jeden Spannungsphase entspricht dem Zeitraum, in dem die gemessenen TRMS-Werte über oder unter dem entsprechenden Grenzwert bleiben.

Neben den drei Grenzwerten für die Abweichungstypen "Einbruch" und "Erhöhung" gibt es außerdem eine spezifische Laufzeiteinstellung für jeden Grenzwert. Für die Unterbrechung gibt es nur einen gemeinsamen Grenzwert für alle drei Laufzeiteinstellungen. Die maximale Laufzeiteinstellung ist bei allen Abweichungstypen gleich.

Das Laufzeitmessmodul misst die Laufzeit der Spannungsabweichung getrennt für jede Leiterspannung, wenn die Einstellung *Leitermodus* = "Ein Leiter". Die Laufzeiten der Phasenabweichungen sind voneinander unabhängig. Allerdings kann bei der Einstellung *Leitermodus* = "Drei Leiter" die Spannungsabweichung eventuell erst angeregt werden, wenn alle überwachten Leiter aktiv sind. Ein Beispiel für die Laufzeit der Abweichung im *Leitermodus* "Ein Leiter" wird in Abbildung 577 gezeigt. Die Spannungsabweichung im Beispiel wird als Unterbrechung für Leiter L2 und Einbruch für Leiter L1 erkannt. Außerdem werden die Laufzeiten der Abweichung als unabhängige Laufzeiten `U_L2` und `U_L1` interpretiert. Bei einer Unterbrechung in einem Leiter ist der Ausgang `DIPST` aktiv, wenn entweder `ST_L1` oder `ST_L2` aktiv ist. Die gemessenen Laufzeiten der Phasenabweichungen sind die gemessenen Zeiten zwischen der Aktivierung der Ausgänge `ST_L1` oder `ST_L2` und der Deaktivierung der Ausgänge `ST_L1` oder `ST_L2`. Im *Leitermodus* "Drei Leiter" führt der Beispielfall zu keiner Aktivierung.

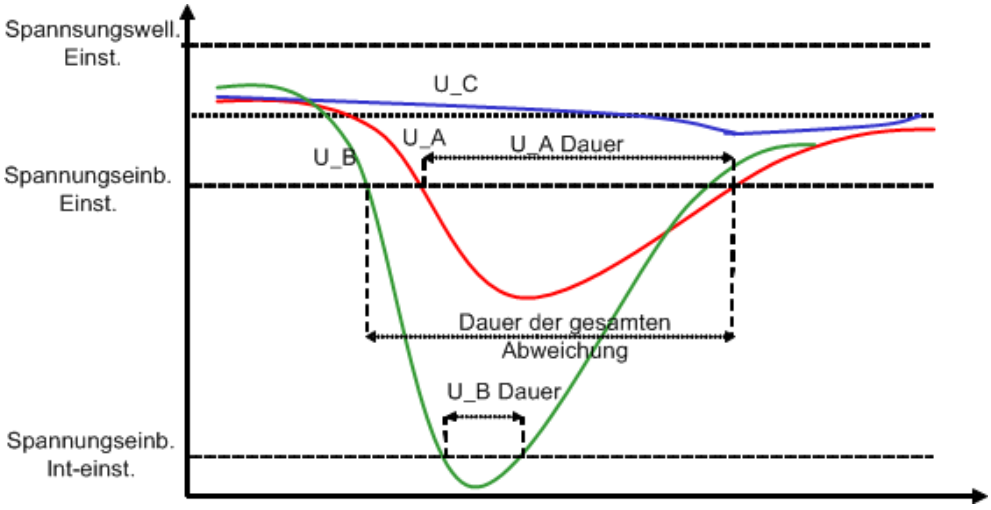


Abb. 577: Unterbrechung in einem Leiter bei Leitermodus "Ein Leiter"

10.3.4.5 Beispiele für drei-/einphasige Auswahlvariation

Die angegebenen Regeln gelten für das Wechselstromnetz (*Leitermodus* = "Ein Leiter"). Für Drehstromnetze (*Leitermodus* = "Drei Leiter") müssen alle Leiter aktiviert sein, damit die Aktivierung des Ausgangs `START` erfolgt. Für eine Unterbrechungsereignisanzeige müssen alle drei Leiter gleichzeitig unter den Wert der Einstellung *Spannung Int Einst* fallen, wie in Abbildung 573 dargestellt. Wenn die Anforderung für eine Unterbrechung für "Drei Leiter" nicht mehr erfüllt wird, wird eine Abweichung als Einbruch angezeigt, solange alle Leiter aktiv sind.

Wenn bei einer Unterbrechung in einem der in Abbildung 577 dargestellten Leiter in einem anderen Leiter ein Einbruch angezeigt wird, jedoch der dritte Leiter nicht aktiv ist, erfolgt kein Start der Abweichungsanzeige, wenn *Leitermodus* auf "Drei Leiter" gesetzt ist. In diesem Fall erfolgt nur mit der Einstellung *Leitermodus* = "Ein Leiter" zur `ST_L2` Unterbrechung und dem `ST_L1` Einbruch.

Es kann auch gleichzeitig ein Einbruch in einem Leiter und ein Anstieg in anderen Leitern auftreten. Die Funktionsweise der entsprechenden Ereignisanzeige mit einem inaktiven Leiter ist in Abbildung 578 dargestellt. Hier ist der Abweichungstyp "Swell + dip" (Anstieg+Einbruch) von *Leitermodus* auf "Ein Leiter" gesetzt. Wenn *Leitermodus* auf "Drei Leiter" eingestellt ist, erfolgt aufgrund eines inaktiven Leiters keine Ereignisanzeige oder irgendeine Aktivierung.

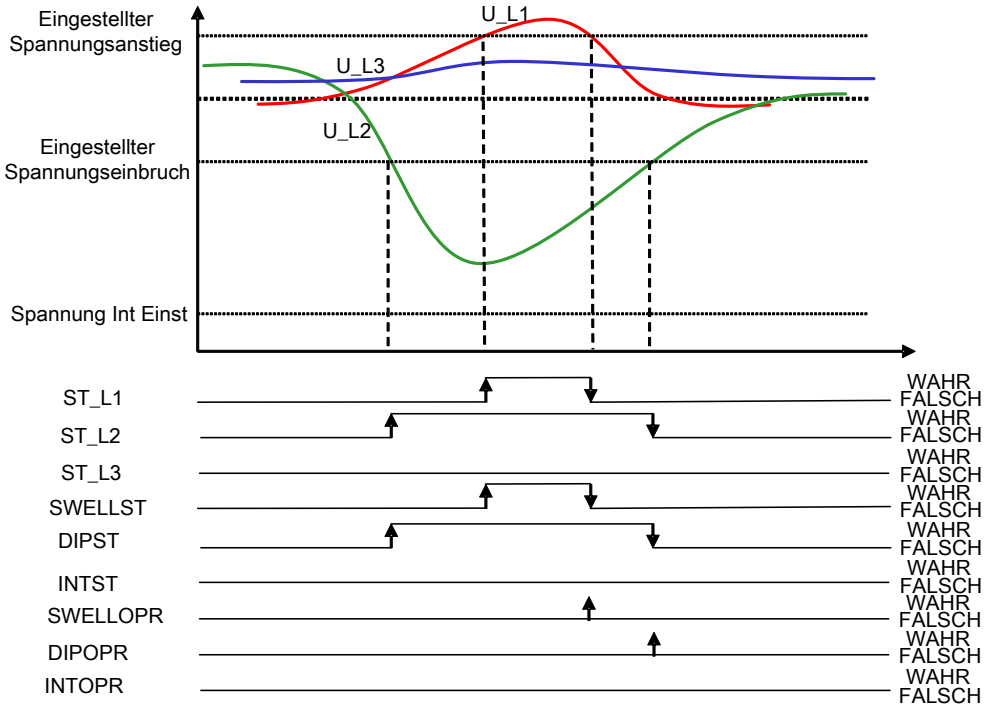


Abb. 578: Gleichzeitiger Einbruch und Anstieg bei Einstellung Leitermodus = "Ein Leiter"

In Abbildung 579 ist ein Leiter im Einbruch und zwei Leiter haben eine Anstiegsanzeige. Bei der Einstellung *Leitermodus* = "Drei Leiter" erfolgt nur dann die Aktivierung, wenn alle Leiter aktiv sind. Darüber hinaus erfolgt die Ereigniserkennung für Anstiegs- und Einbruchabweichung gleichzeitig. Bei gleichzeitig auftretenden Spannungseinbrüchen und Spannungsanstiegen werden SWELLCNT und DIPCNT um den Wert 1 erhöht.

In Abbildung 579 ist zu sehen, dass bei der Einstellung *Leitermodus* = "Drei Leiter" zwei Ereigniserkennungen für Anstiegsabweichungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten erfolgen und deshalb DIPCNT um den Wert 1 erhöht wird, SWELLCNT jedoch insgesamt um den Wert 2. In Abbildung 578 und Abbildung 579 wird davon ausgegangen, dass die Laufzeiten der Abweichung ausreichen, damit die Erkennungen erfolgen können.

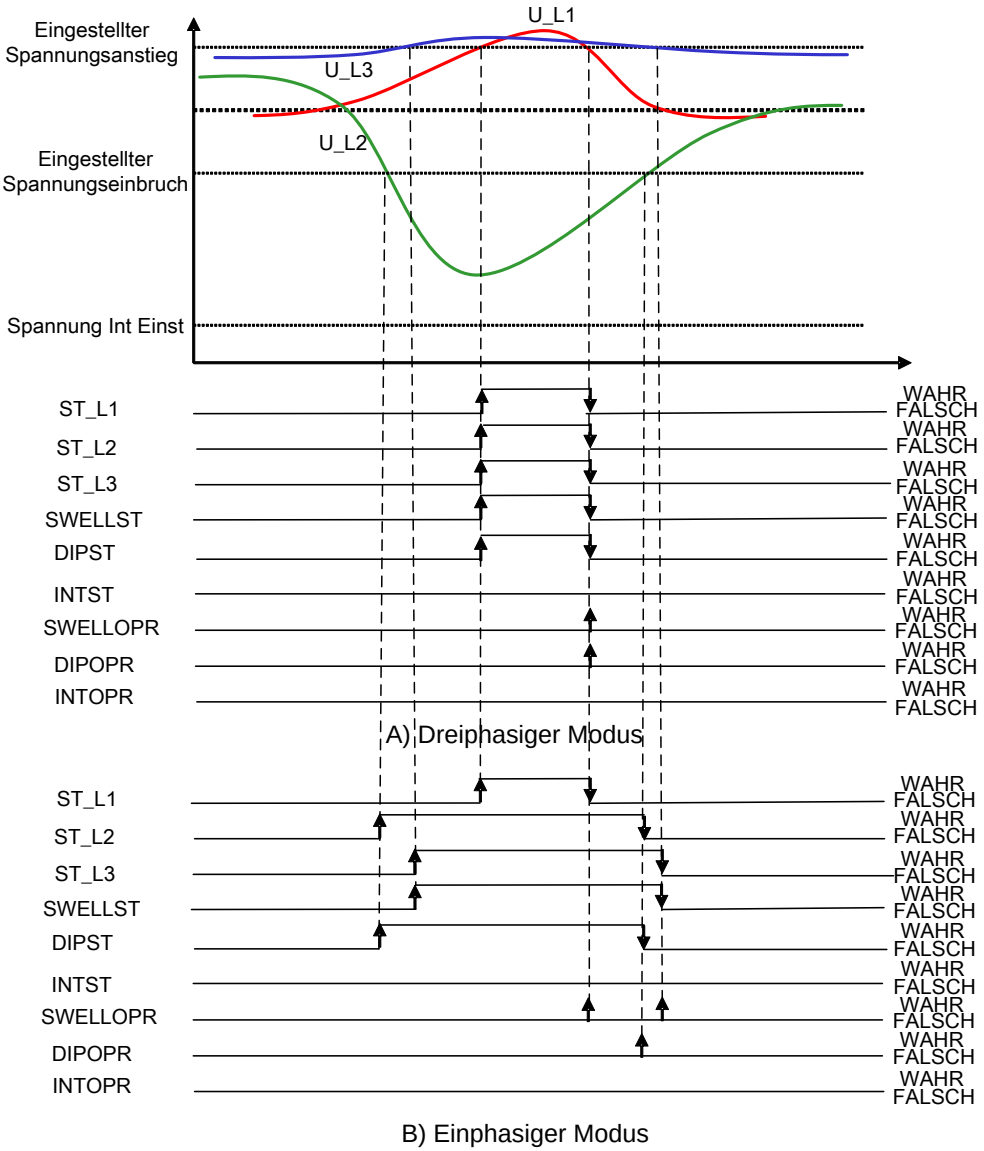


Abb. 579: Gleichzeitiger Einbruch und zweiphasiger Anstieg

10.3.5 Aufgezeichnete Daten

Neben den Zählerinkrementen werden die Informationen, die für eine spätere Fehleranalyse benötigt werden, gespeichert, nachdem eine zulässige Spannungsabweichung erkannt wurde.

Aufgezeichnete Dateninformationen

Wenn die Spannungsabweichung beginnt, werden die Beträge des Leiterstroms zum Zeitpunkt vor der Aktivierung gespeichert. Es werden auch die Beträge der Anfangsspannung zum Zeitpunkt des Abweichungsstarts temporär gespeichert. Wenn es sich bei der Abweichung z. B. um einen zweiphasigen Spannungseinbruch

handelt, wird der Spannungsbetrag des inaktiven Leiters zu diesem Moment gespeichert, wie in Abbildung 580 dargestellt. Die Funktion verfolgt jede Abweichung der aktiven Spannungsphase und der minimale und maximale Betrag entsprechend für Erhöhung oder Einbruch/Unterbrechung während der Abweichung werden temporär gespeichert. Wenn der minimale und maximale Betrag in der Verfolgung gefunden und ein neuer Betrag gespeichert wird, werden auch die Spannungswerte der inaktiven Leiter zum gleichen Zeitpunkt gespeicher, d. h. für die inaktiven Leiter werden keine Beträge verfolgt. Der Zeitpunkt (Zeitstempel), zu dem der minimale und maximale Betrag gemessen werden, wird auch für jede Spannungsphase temporär gespeichert, bei der eine Abweichung auftritt. Die Abweichungserkennung löst die Aktualisierung der aufgezeichneten Daten aus, sobald die Abweichungsaktivierung endet und die maximale Laufzeit nicht überschritten ist.

Tabelle 991 enthält die Datenobjekte, die für PHQVVR aufzuzeichnen sind. Es gibt insgesamt drei Datenbänke und die in der Tabelle enthaltenen Informationen beziehen sich auf den Inhalt einer Datenbank.

Die drei Sätze aufgezeichneter Daten werden in den Datenbanken 1-3 gespeichert. Datenbank 1 enthält stets die zuletzt aufgezeichneten Daten, und die älteren Daten werden in die nachfolgenden Datenbanken (1→2 und 2→3) verschoben, sobald eine zulässige Spannungsabweichung erkannt wird. Wenn alle drei Datenbanken Daten enthalten und eine neue Abweichung erkannt wird, werden die neuesten Daten in Datenbank 1 verschoben und die Daten in Datenbank 3 durch die Daten aus Datenbank 2 überschrieben.

Abbildung 580 zeigt eine zulässige aufgezeichnete Spannungsunterbrechung und zwei Einbrüche bei der Einstellung *Leitermodus* = "Ein Leiter". Die Laufzeit des ersten Einbruchereignisses basiert auf der Laufzeit `U_L1`, während der zweite Einbruch auf der Zeitdifferenz zwischen der Einbruch-Stopp- und Startzeit basiert. Das erste erkannte Ereignis ist eine Unterbrechung basierend auf der in Abbildung 580 angegebenen Laufzeit `U_B`. Es ist zudem mit gestrichelten Pfeilen dargestellt, wie die Spannungszeitstempel vor dem finalen Zeitstempel für die Aufzeichnung, der als durchgehender Pfeil dargestellt ist, erfasst werden. Hier wird der Zeitstempel `U_L2` nicht erfasst, wenn die Aktivierung `U_L1` startet.

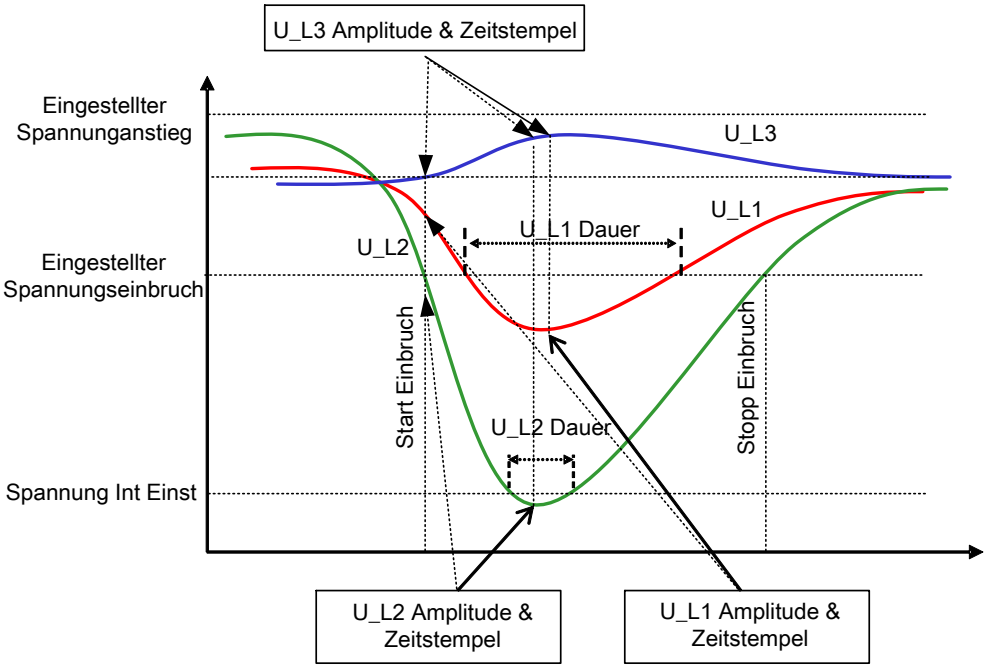


Abb. 580: Zulässige aufgezeichnete Spannungsunterbrechung und zwei Einbrüche

Tabelle 991: Von PHQVVR aufgezeichnete Datenbankparameter

Parameterbeschreibung	Parametername
Auslöse-Zeitstempel für Ereigniserkennung	Zeit
Abweichungstyp	Abweichungstyp
Größe der Abweichung L L1	Abweichung Leiter L1
Zeitstempel für Größe der Abweichung L L1 (maximale/minimale Größe bei Messung des Zeitpunkts während der Abweichung)	Abweichung Leiter L1 rec time
Größe der Abweichung L L2	Abweichung Leiter L2
Zeitstempel für Größe der Abweichung L L2 (maximale/minimale Größe bei Messung des Zeitpunkts während der Abweichung)	Abweichung Leiter L2 rec time
Größe der Abweichung L L3	Abweichung Leiter L3
Zeitstempel für Größe der Abweichung L L3 (maximale/minimale Größe bei Messung des Zeitpunkts während der Abweichung)	Abweichung Leiter L3 rec time
Laufzeit der Abweichung L L1	Abweichung Dur Leiter L1
Zeitstempel Start Abweichung L L1 (Startzeitpunkt Abweichung Leiter L1)	Abweichungsdauer Leiter L1 Zeitpunkt
Laufzeit der Abweichung L L2	Abweichung Dur Leiter L2
Zeitstempel Start Abweichung L L2 (Startzeitpunkt Abweichung Leiter L2)	Abweichungsdauer Leiter L2 Zeitpunkt
Laufzeit der Abweichung L L3	Abweichung Dur Leiter L3
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt	

Parameterbeschreibung	Parametername
Zeitstempel Start Abweichung L L3 (Startzeitpunkt Abweichung Leiter L3)	Abweichungsdauer Leiter L3 Zeitpunkt
Stromstärke L L1 vor der Abweichung	Abweichung Strom Leiter L1
Stromstärke L L2 vor der Abweichung	Abweichung Strom Leiter L2
Stromstärke L L3 vor der Abweichung	Abweichung Strom Leiter L3

Tabelle 992: Zählerwerte für die aufgezeichneten Datenparameter

Parametername	Zählername	Wert
Abweichungstyp	Erhöhung	1
Abweichungstyp	Einbruch	2
Abweichungstyp	Erhöhung + Einbruch	3
Abweichungstyp	Unterbrechung	4
Abweichungstyp	Erhöhung + Unt	5
Abweichungstyp	Einbruch + Unt	6
Abweichungstyp	Erhöhung+Einbruch+Unt	7

10.3.6 Anwendung

Spannungsabweichungen sind die typischsten Abweichungen bei der Spannungsqualität im öffentlichen elektrischen Netz. In der Regel sind kurzzeitige Spannungsabweichungen so definiert, dass sie eine Laufzeit von mehr als der Hälfte der Bemessungsfrequenzdauer haben und weniger als eine Minute dauern (Europäische Norm EN 50160 und IEEE Std 1159-1995).

Diese kurzzeitigen Spannungsabweichungen werden praktisch immer durch einen Fehlerzustand hervorgerufen. Je nachdem, wo der Fehler vorliegt, kann er entweder einen vorübergehenden Spannungsanstieg (Erhöhung) oder einen Spannungsabfall (Einbruch) verursachen. Ein Sonderfall eines Spannungsabfalls ist der völlige Spannungsverlust (Unterbrechung).

PHQVVR dient zur Messung kurzfristiger Spannungsunsymmetrien in Verteilernetzen. Die Power Quality wird in der Spannungskurvenform durch Messung der Anstiege, Einbrüche und Unterbrechungen beurteilt.

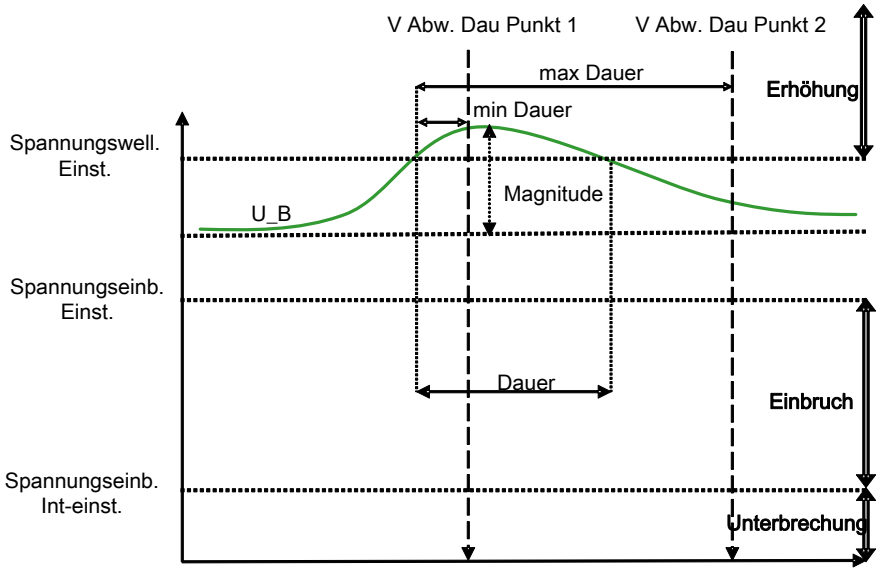


Abb. 581: Grenzwerte für Dauer und Spannungspegel bei der Messung von Anstiegen, Einbrüchen und Unterbrechungen

Spannungseinbrüche wirken sich störend auf empfindliche Geräte wie mit dem elektrischen Netz verbundene Computer aus und können den Ausfall der Geräte verursachen. Spannungseinbrüche werden in der Regel durch Fehler im Verteilernetz verursacht. Typische Ursachen für diese Fehler sind Blitzschlag und Kontakt mit Bäumen. Neben Fehlersituationen führen auch das Schalten hoher Lasten und das Anlassen großer Motoren zu Einbrüchen.

Spannungsanstiege bedeuten eine zusätzliche Belastung für die Komponenten des Netzes und die mit dem elektrischen Netz verbundenen Geräte. Spannungsanstiege werden in der Regel durch Erdfehler im Verteilernetz verursacht.

Spannungsunterbrechungen stehen typischerweise mit dem Auslösen von Schaltanlagen beim Auslösen und am Ende von Kurzschlüssen in Verbindung. Das Auslösen eines Leistungsschalters trennt einen Teil des Netzes von der Energiequelle. Bei Freileitungen werden häufig automatische Wiedereinschaltsequenzen an den Leistungsschaltern durchgeführt, die Fehlerströme unterbrechen. Alle diese Maßnahmen haben einen plötzlichen Spannungsabfall in allen Spannungsphasen zur Folge.

Bedingt durch die Art der Spannungsabweichungen geben die Stromqualitätsnormen keine Akzeptanzgrenzen vor. Sie enthalten lediglich Richtwerte wie z. B. Spannungseinbrüche in der Europäischen Norm EN 50160. Die Stromqualitätsnormen wie die internationale Norm IEC 61000-4-30 geben jedoch vor, dass ein Spannungsabweichungsereignis durch seine Dauer und Stärke charakterisiert wird. Darüber hinaus enthält die IEEE-Norm 1159-1995 Empfehlungen zur Vorgehensweise bei der Überwachung der Power Quality.

Spannungsschwankungsmessungen können an den Leiter-Erde-Spannungen und Leiter-Leiter-Spannungen vorgenommen werden. Die Stromqualitätsnormen geben nicht vor, ob die Messung an Leiter-Erde- oder an Leiter-Leiter-Spannungen vorgenommen werden sollen. In einigen Fällen sind die Messungen jedoch vorzugsweise an Leiter-Erde-Spannungen vorzunehmen. Als Messmodus wird immer TRMS verwendet.

10.3.7 Signale

Tabelle 993: PHQVVR Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
I_L1	SIGNAL	0	Stromstärke L1
I_L2	SIGNAL	0	Stromstärke L2
I_L3	SIGNAL	0	Stromstärke L3
U_L1	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L1
U_L2	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L2
U_L3	SIGNAL	0	Leiter-Erde-Spannung L3
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blockiersignal für die Aktivierung des Blockiermodus

Tabelle 994: PHQVVR Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
AUS	BOOLEAN	Spannungsabweichung erkannt
START	BOOLEAN	Spannungsabweichung vorhanden
SWELLST	BOOLEAN	Spannungswell. aktiv
DIPANR	BOOLEAN	Spannungseinbruch aktiv
INTANR	BOOLEAN	Spannungsunterbrechnung aktiv

10.3.8 Einstellungen

Tabelle 995: PHQVVR Gruppeneinstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Referenzspannung	10,0...200,0	%Ur	0,1	57,7	Referenzversorgungsspannung in %
Spannungseinb.-Einstellung 1	10,0...100,0	%	0,1	80,0	Einbruchsgrenze 1 in % der Referenzspannung
VVa Abfallzeit 1	0,5...54,0	Zyklen	0,1	3,0	Spannungsabweichung Abfalldauer 1
Spannungseinb.-Einstellung 2	10,0...100,0	%	0,1	80,0	Einbruchsgrenze 2 in % der Referenzspannung
VVa Abfallzeit 2	10,0...180,0	Zyklen	0,1	30,0	Spannungsabweichung Abfalldauer 2
Spannungseinb.-Einstellung 3	10,0...100,0	%	0,1	80,0	Einbruchsgrenze 3 in % der Referenzspannung
VVa Abfallzeit 3	2000...60000	ms	10	3000	Spannungsabweichung Abfalldauer 3
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt					

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Spannungsanst.-Einstellung 1	100,0...140,0	%	0,1	120,0	Erhöhungsgrenze 1 in % der Referenzspannung
VVa Erhöhungszeit 1	0,5...54,0	Zyklen	0,1	0,5	Spannungsabweichung Erhöhungsdauer 1
Spannungsanst.-Einstellung 2	100,0...140,0	%	0,1	120,0	Erhöhungsgrenze 2 in % der Referenzspannung
VVa Erhöhungszeit 2	10,0...80,0	Zyklen	0,1	10,0	Spannungsabweichung Erhöhungsdauer 2
Spannungsanst.-Einstellung 3	100,0...140,0	%	0,1	120,0	Erhöhungsgrenze 3 in % der Referenzspannung
VVa Erhöhungszeit 3	2000...60000	ms	10	2000	Spannungsabweichung Erhöhungsdauer 3
Spannungseinb. Inteinst.	0,0...100,0	%	0,1	10,0	Unterbrechungsgrenze in % der Referenzspannung
VVa Unterbr.-Zeit 1	0,5...30,0	Zyklen	0,1	3,0	Spannungsabweichung Unterbrechungsdauer 1
VVa Unterbr.-Zeit 2	10,0...180,0	Zyklen	0,1	30,0	Spannungsabweichung Unterbrechungsdauer 2
VVa Unterbr.-Zeit 3	2000...60000	ms	10	3000	Spannungsabweichung Unterbrechungsdauer 3
VVa Dur Max	100...3600000	ms	100	60000	Max Spannungsabweich.-Dauer

Tabelle 996: PHQVVR Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Aus / Ein
Abweichung aktivieren	1=Erhöhung 2=Einbruch 3=Erhöhung + Abfall 4=Unterbrechung 5=Erhöhung + Unterbrechung 6=Abfall + Unterbrechung 7=Erhöhung + Abfall + Unterbrechung			7=Erhöhung + Abfall + Unterbrechung	Abweichungstyp aktivieren

Tabelle 997: PHQVVR Allgemeine Einstellungen (erweitert)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Leiterüberwachung	1=L L1 2=L L2 3=L L1 + L2 4=L L3 5=L L1 + L3 6=L L2 + L3 7=L L1 + L2 + L3			7=L L1 + L2 + L3	Überwachte Spannung
Leitermodus	1=Drei Leiter 2=Ein Leiter			2=Ein Leiter	Drei/einphasiger Modus

10.3.9 Überwachte Daten

Tabelle 998: PHQVVR Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
ANR_L1	BOOLEAN	0=False 1=True		Start Leiter L1 (Spannungsabweichungsereignis läuft)
ANR_L2	BOOLEAN	0=False 1=True		Start Leiter L2 (Spannungsabweichungsereignis läuft)
ANR_L3	BOOLEAN	0=False 1=True		Start Leiter L3 (Spannungsabweichungsereignis läuft)
INSTSWELLCNT	INT32	0...2147483647		Unverzögerter Erhöhungs-Auslösezähler
MOMSWELLCNT	INT32	0...2147483647		Momentaner Erhöhungs-Auslösezähler
TEMPSWELLCNT	INT32	0...2147483647		Temporärer Erhöhungs-Auslösezähler
MAXDURS-WELLCNT	INT32	0...2147483647		Maximale Dauer Erhöhungs-Auslösezähler
INSTDIPCNT	INT32	0...2147483647		Unverzögerter Abfall-Auslösezähler
MOMDIPCNT	INT32	0...2147483647		Momentaner Abfall-Auslösezähler
TEMPDIPCNT	INT32	0...2147483647		Temporärer Abfall-Auslösezähler
MAXDURDIPCNT	INT32	0...2147483647		Maximale Dauer Abfall-Auslösezähler
MOMINTCNT	INT32	0...2147483647		Momentaner Unterbrechungs-Auslösezähler
TEMPINTCNT	INT32	0...2147483647		Temporärer Unterbrechungs-Auslösezähler
SUSTINTCNT	INT32	0...2147483647		Dauerhafter Unterbrechungs-Auslösezähler
MAXDURINTCNT	INT32	0...2147483647		Maximale Dauer Unterbrechungs-Auslösezähler
PHQVVR	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status
Zeit	Zeitstempel			Zeit
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
Abweichungstyp	Enum	0=Keine Abweichung 1=Erhöhung 2=Einbruch 3=Erhöhung + Abfall 4=Unterbrechung 5=Erhöhung + Unterbrechung 6=Abfall + Unterbrechung 7=Erhöhung + Abfall + Unterbrechung		Abweichungstyp
Abweichung L L1	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Abweichungsgröße Leiter L1
Var Ph A rec time	Zeitstempel			Abweichungsgröße Leiter L1 Zeitstempel
Abweichung L L2	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Abweichungsgröße Leiter L2
Var Ph B rec time	Zeitstempel			Abweichungsgröße Leiter L2 Zeitstempel
Abweichung L L3	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Abweichungsgröße Leiter L3
Var Ph C rec time	Zeitstempel			Abweichungsgröße Leiter L3 Zeitstempel
Abweichungsdauer L L1	FLOAT32	0,000...3600,000	s	Abweichungsdauer Leiter L1
Var Dur Ph A time	Zeitstempel			Abweichung L L1 Start Zeitstempel
Abweichungsdauer L L2	FLOAT32	0,000...3600,000	s	Abweichungsdauer Leiter L2
Var Dur Ph B time	Zeitstempel			Abweichung L L2 Start Zeitstempel
Abweichungsdauer L L3	FLOAT32	0,000...3600,000	s	Abweichungsdauer Leiter L3
Var Dur Ph C time	Zeitstempel			Abweichung L L3 Start Zeitstempel
Var current Ph A	FLOAT32	0,00...60,00	xIn	Stromgröße Leiter L1 vorherige Abweichung
Var current Ph B	FLOAT32	0,00...60,00	xIn	Stromgröße Leiter L2 vorherige Abweichung
Var current Ph C	FLOAT32	0,00...60,00	xIn	Stromgröße Leiter L3 vorherige Abweichung
Zeit	Zeitstempel			Zeit
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
Abweichungstyp	Enum	0=Keine Abweichung 1=Erhöhung 2=Einbruch 3=Erhöhung + Abfall 4=Unterbrechung 5=Erhöhung + Unterbrechung 6=Abfall + Unterbrechung 7=Erhöhung + Abfall + Unterbrechung		Abweichungstyp
Abweichung L L1	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Abweichungsgröße Leiter L1
Var Ph A rec time	Zeitstempel			Abweichungsgröße Leiter L1 Zeitstempel
Abweichung L L2	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Abweichungsgröße Leiter L2
Var Ph B rec time	Zeitstempel			Abweichungsgröße Leiter L2 Zeitstempel
Abweichung L L3	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Abweichungsgröße Leiter L3
Var Ph C rec time	Zeitstempel			Abweichungsgröße Leiter L3 Zeitstempel
Abweichungsdauer L L1	FLOAT32	0,000...3600,000	s	Abweichungsdauer Leiter L1
Var Dur Ph A time	Zeitstempel			Abweichung L L1 Start Zeitstempel
Abweichungsdauer L L2	FLOAT32	0,000...3600,000	s	Abweichungsdauer Leiter L2
Var Dur Ph B time	Zeitstempel			Abweichung L L2 Start Zeitstempel
Abweichungsdauer L L3	FLOAT32	0,000...3600,000	s	Abweichungsdauer Leiter L3
Var Dur Ph C time	Zeitstempel			Abweichung L L3 Start Zeitstempel
Var current Ph A	FLOAT32	0,00...60,00	xIn	Stromgröße Leiter L1 vorherige Abweichung
Var current Ph B	FLOAT32	0,00...60,00	xIn	Stromgröße Leiter L2 vorherige Abweichung
Var current Ph C	FLOAT32	0,00...60,00	xIn	Stromgröße Leiter L3 vorherige Abweichung
Zeit	Zeitstempel			Zeit
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
Abweichungstyp	Enum	0=Keine Abweichung 1=Erhöhung 2=Einbruch 3=Erhöhung + Abfall 4=Unterbrechung 5=Erhöhung + Unterbrechung 6=Abfall + Unterbrechung 7=Erhöhung + Abfall + Unterbrechung		Abweichungstyp
Abweichung L L1	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Abweichungsgröße Leiter L1
Var Ph A rec time	Zeitstempel			Abweichungsgröße Leiter L1 Zeitstempel
Abweichung L L2	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Abweichungsgröße Leiter L2
Var Ph B rec time	Zeitstempel			Abweichungsgröße Leiter L2 Zeitstempel
Abweichung L L3	FLOAT32	0,00...5,00	xUn	Abweichungsgröße Leiter L3
Var Ph C rec time	Zeitstempel			Abweichungsgröße Leiter L3 Zeitstempel
Abweichungsdauer L L1	FLOAT32	0,000...3600,000	s	Abweichungsdauer Leiter L1
Var Dur Ph A time	Zeitstempel			Abweichung L L1 Start Zeitstempel
Abweichungsdauer L L2	FLOAT32	0,000...3600,000	s	Abweichungsdauer Leiter L2
Var Dur Ph B time	Zeitstempel			Abweichung L L2 Start Zeitstempel
Abweichungsdauer L L3	FLOAT32	0,000...3600,000	s	Abweichungsdauer Leiter L3
Var Dur Ph C time	Zeitstempel			Abweichung L L3 Start Zeitstempel
Var current Ph A	FLOAT32	0,00...60,00	xIn	Stromgröße Leiter L1 vorherige Abweichung
Var current Ph B	FLOAT32	0,00...60,00	xIn	Stromgröße Leiter L2 vorherige Abweichung
Var current Ph C	FLOAT32	0,00...60,00	xIn	Stromgröße Leiter L3 vorherige Abweichung

10.3.10 Technische Daten

Tabelle 999: PHQVVR - Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	±1,5 % des eingestellten Wertes oder ±0,2 % der Referenzspannung
Rückstellverhältnis	Üblicherweise 0,96 (Erhöhung), 1,04 (Einbruch, Unterbrechung)

10.3.11 Technisches Änderungsverzeichnis

Tabelle 1000: PHQVVR Technisches Änderungsverzeichnis

Technische Änderungen	Änderung
B	Interne Verbesserungen.
C	Interne Verbesserungen.
D	Interne Verbesserungen.

10.4 Spannungsungleichgewicht (VSQVUB)

10.4.1 Kennung

Funktionsbeschreibung	IEC-61850-Kennung	IEC-60617-Kennung	ANSI/IEEE C37.2-Kennung
Spannungsungleichgewicht	VSQVUB	PQUUB	PQVUB

10.4.2 Funktionsblock

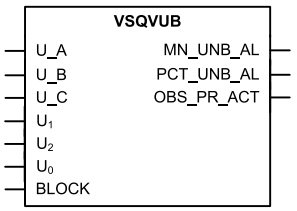


Abb. 582: Funktionsblock

10.4.3 Funktion

Mit der Funktion VSQVUB für Spannungsungleichgewicht werden Spannungsunsymmetrien in Stromübertragungs- und Verteilernetzen überwacht. Sie kann zur Identifizierung einer Netz- und Lastungleichheit verwendet werden, die zu

einer andauernden Spannungsunsymmetrie führen kann. VSQVUB wird außerdem verwendet, um die Verpflichtung des Netzbetreibers zu überprüfen, hohe Qualität, d. h. eine ständige, gleichmäßige Spannungsversorgung sicherzustellen.

VSQVUB verwendet für die Berechnung von Spannungsunsymmetrien fünf verschiedene Methoden. Dies sind die Höhe der Gegensystemspannung, Höhe der Nullsystemspannung, das Verhältnis zwischen der Gegensystemspannung und der Mitsystemspannung, das Verhältnis zwischen der Nullsystemspannung und der Mitsystemspannung sowie das Verhältnis zwischen der maximalen Abweichung der Leiter-Erde-Spannung von der mittleren Spannung und dem Mittelwert der Leiter-Erde-Spannung.

VSQVUB liefert statistische Werte, mit denen die Übereinstimmung der Power Quality mit der Europäischen Norm EN 50160 (2000) überprüft werden kann. Die statistischen Werte über den gewählten Zeitraum enthalten ein frei wählbares Perzentil für das Ungleichgewicht. VSQVUB enthält auch eine Alarmfunktion, die einen maximalen Unsymmetriewert sowie Datum und Uhrzeit des Auftretens bereitstellt.

VSQVUB enthält eine Blockierfunktion. Ein Satz von Funktionsausgängen bzw. die Funktion selbst können bei Bedarf blockiert werden.

10.4.4 Funktionsweise

Die Funktion kann mit dem Parameter *Funktion* aktiviert und deaktiviert werden. Die entsprechenden Parameterwerte sind "Ein" und "Aus".

Die Funktionsweise von VSQVUB lässt sich anhand eines Moduldiagramms veranschaulichen. Die einzelnen Module im Diagramm werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

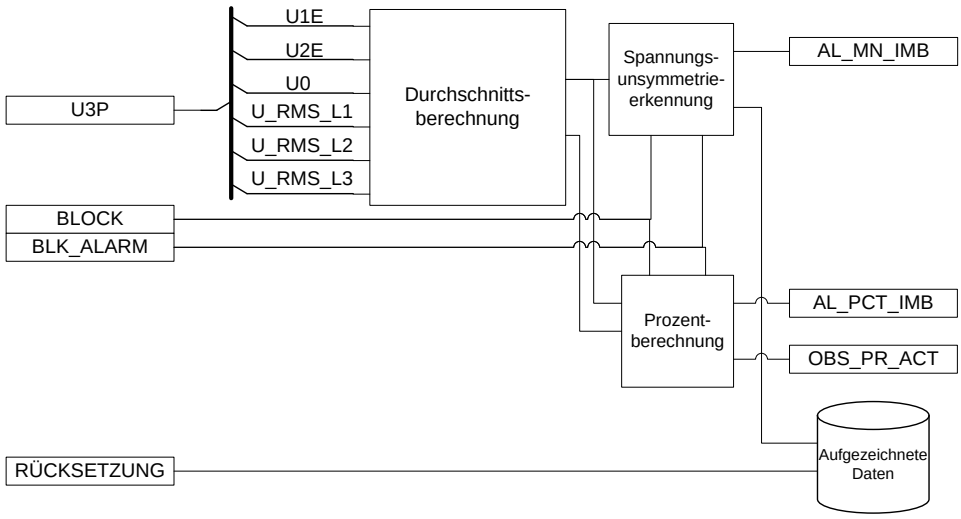


Abb. 583: Logikdiagramm

Berechnung des Durchschnitts

VSQVUB berechnet zwei Gruppen mit Messwerten der Spannungsunsymmetrie, ein nicht-gleitender Durchschnittswert bei 3 Sekunden und bei 10 Minuten. Der Durchschnittswert von 3 Sekunden wird für die kontinuierliche Überwachung verwendet. Für die Perzentilberechnung für einen längerer Zeitraum wird der 10-Minuten-Durchschnittswert verwendet.

Das Modul für die Berechnung des Durchschnitts verwendet die unterschiedlichen Verfahren für die Berechnung des Durchschnitts. Das erforderliche Verfahren kann mit dem Parameter *Unb detection method* ausgewählt werden.

Wenn der "Gegensystem"-Modus über die Einstellung *Unb detection method* ausgewählt wurde, wird die Spannungsunsymmetrie basierend auf dem Betrag der Gegensystemspannung berechnet. Wenn der "Nullsystem"-Modus ausgewählt wurde, wird die Spannungsunsymmetrie basierend auf dem Betrag der Nullsystemspannung berechnet. Wenn der Modus "Neg to Pos Seq" ausgewählt ist, wird die Spannungsunsymmetrie basierend auf dem Verhältnis zwischen dem Betrag der Gegensystemspannung und dem Betrag der Mitsystemspannung berechnet. Wenn der Modus "Zero to Pos Seq" ausgewählt ist, wird die Spannungsunsymmetrie basierend auf dem Verhältnis zwischen dem Betrag der Nullsystemspannung und dem Betrag der Mitsystemspannung berechnet. Wenn der Modus "Phasevektor Komp" ausgewählt ist, wird für die Berechnung der Spannungsunsymmetrie das Verhältnis zwischen der maximalen Abweichung des Betrags der Leiter-Erde-Spannungen vom mittleren Spannungsbetrag und dem mittleren Betrags der Leiter-Erde-Spannungen verwendet.

Der berechnete 3-Sekunden- und der 10-Minuten-Wert sind im Menüpunkt "Überwachte Daten" über die Ausgänge `3S_MN_UNB` und `10MN_MN_UNB` verfügbar.

Bei Spannungswandlerverbindung = "Delta" ist die berechnete Nullsystemspannung immer Null. Daher ist die Einstellung *Unb detection method* = "Zero Seq" in einer solchen Spannungswandlerkonfiguration nicht anwendbar.

Spannungsunsymmetrieerkennung

Der Drei-Sekunden-Durchschnittswert wird berechnet und mit dem eingestellten Wert aus *Schieflast Startwert* verglichen. Übersteigt die Spannungsunsymmetrie diesen Grenzwert, wird der Ausgang `MN_UNB_AL` aktiviert.

Durch die Aktivierung des Eingangs `BLOCK` wird der Ausgang `MN_UNB_AL` blockiert.

Perzentilberechnung

Das Modul für die Perzentilberechnung führt die Statistikberechnung für den Pegel des Spannungsasymmetrie-Wertes für einen einstellbaren Zeitraum durch. Die

Arbeitsweise des Moduls für die Perzentilberechnung lässt sich mithilfe eines Moduldiagramms darstellen.

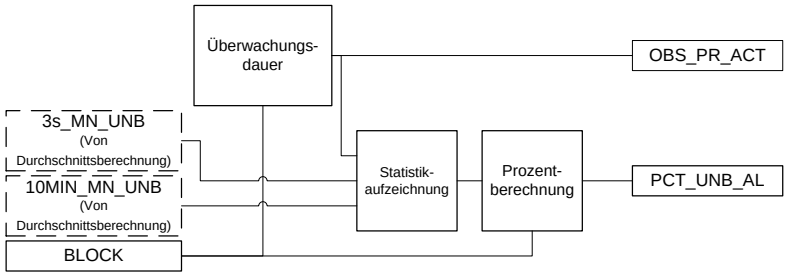


Abb. 584: Perzentilberechnung

Überwachungszeitraum

Das Modul für den Überwachungszeitraum berechnet die Länge des Überwachungszeitraums für das Untermodul für statistische Aufzeichnung und legt auch den möglichen Beginn einer neuen Überwachung fest. Ein neuer Zeitraum kann über eine zeitlich gesteuerte Aktivierung über die Einstellungen *Obs period Str year*, *Obs period Str month*, *Obs period Str day* und *Obs period Str hour* gestartet werden.

Mit den Einstellungen für die Startzeit des Überwachungszeitraums *Obs period Str year*, *Obs period Str month*, *Obs period Str day* und *Obs period Str hour* wird die Kalenderzeit im UTC-Format festgelegt. Diese Einstellungen müssen gemäß der lokalen Uhrzeit bzw. Sommerzeit festgelegt werden.

Für längere Überwachungszeiträume von Monaten oder Jahren kann die gewünschte fortlaufende statistische Aufzeichnung ausgewählt werden. Die Aktivierung des nächstmöglichen Überwachungszeitraums, nachdem der vorherige Zeitraum abgelaufen ist, kann mit der Einstellung *Trigger mode* ausgewählt werden.

Tabelle 1001: Triggermodus-Überwachungszeit

Triggermodus	Überwachungszeit
Single	Es wird nur ein Überwachungszeitraum aktiviert.
Periodic	Der Zeitraum zwischen zwei Triggersignalen beträgt sieben Tage.
Continuous	Der nächste Zeitraum beginnt direkt nach Ablauf des vorherigen Überwachungszeitraums.

Die Länge des Zeitraums wird mit den Einstellungen *Obs period selection* und *User Def Obs period* festgelegt. Der Ausgang `OBS_PR_ACT` gibt ein Anzeigesignal aus, das einer ansteigenden Flanke entspricht (TRUE), wenn der Überwachungszeitraum

beginnt, und einer abfallenden Flanke (FALSE), wenn der Überwachungszeitraum endet.

Ändern sich die Einstellungen *Percentile unbalance*, *Trigger mode* oder *Obs period duration*, wenn OBS_PR_ACT aktiviert ist, wird OBS_PR_ACT sofort deaktiviert.

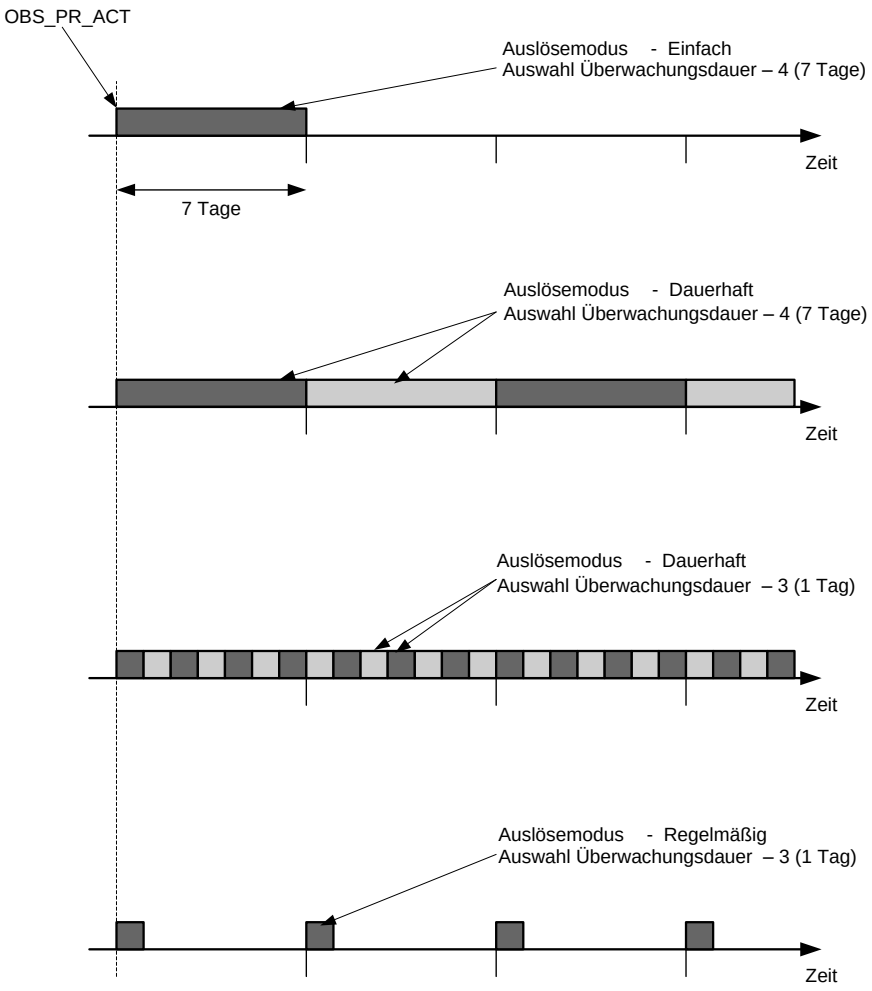


Abb. 585: Zeiträume für die statistische Aufzeichnung mit verschiedenen Triggermodi und Einstellungen für den Zeitraum

Der Eingang BLOCK blockiert den Ausgang OBS_PR_ACT, wodurch dann die Berechnung des Maximalwertes des statistischen Aufzeichnungsmoduls deaktiviert wird. Der festgelegte Zeitraum beginnt normal, wenn "Trigger mode" auf "Periodic" oder "Continuous" gesetzt ist und die Blockierung deaktiviert wird, bevor der nächste Überwachungszeitraum ansteht.

Statistische Aufzeichnung

Das Modul für die Statistische Aufzeichnung gibt bereits berechnete 3-Sekunden- und 10-Minuten-Werte des ausgewählten Leiters basierend auf der Länge des aktiven Überwachungszeitraums an das Perzentilberechnungsmodul aus. Wenn der Überwachungszeitraum kürzer als ein Tag ist, werden die Werte des 3-Sekunden-Durchschnitts verwendet. Wenn der Überwachungszeitraum ein Tag oder länger ist, werden die Werte des 10-Minuten-Durchschnitts verwendet.

Während des aktiven Überwachungszeitraums wird die mittlere Spannungsunsymmetrie für die 3-Sekunden- und 10-Minuten-Werte aufgezeichnet. Startzeit des Überwachungszeitraums *PR_STR_TIME*, Endzeit des Überwachungszeitraums *PR_END_TIME*, maximaler Spannungsunsymmetriewert während des aktiven Überwachungszeitraums, *MAX_UNB_VAL* und Zeit des Auftretens *MAX_UNB_TIME* steht über die Anzeige "Überwachte Daten" zur Verfügung. Diese Ausgänge werden aktualisiert, sobald `OBS_PR_ACT` deaktiviert wird.

Perzentilberechnung

Das Perzentilberechnungsmodul berechnet den Spannungsunsymmetriepegel, sodass über den Überwachungszeitraums 95 Prozent (Standardwert der Einstellung *Percentile unbalance*) aller gemessenen Spannungsunsymmetrieamplituden kleiner oder gleich dem berechneten Perzentil sind.

Der berechnete Ausgangswert `PCT_UNB_VAL`, unter dem das Perzentil der Werte liegt, steht über die Anzeige "Überwachte Daten" zur Verfügung. Der Ausgangswert `PCT_UNB_VAL` wird nach Ablauf des Überwachungszeitraums aktualisiert.

Ist der Ausgangswert `PCT_UNB_VAL` nach Ablauf des Überwachungszeitraums höher als die definierte Einstellung *Schieflast Startwert*, wird ein Alarmausgang `PCT_UNB_AL` aktiviert. Der Ausgang `PCT_UNB_AL` bleibt für den gesamten Zeitraum aktiv, bevor der nächste Zeitraum abgeschlossen ist.

Der Eingang `BLOCK` blockiert den Ausgang `PCT_UNB_VAL`.

Aufgezeichnete Daten

Die Informationen, die für eine spätere Fehleranalyse benötigt werden, werden beim Triggern des Datenaufzeichnungsmoduls gespeichert. Dies geschieht, wenn das Modul zur Erkennung von Spannungsunsymmetrien eine Spannungsunsymmetrie erkennt.

Insgesamt sind drei Sätze aufgezeichneter Daten verfügbar. Die Sätze werden in den Datenbanken 1 bis 3 gespeichert. Datenbank 1 enthält die zuletzt aufgezeichneten Daten. Ältere Daten werden in die jeweils nachfolgende Bank (1 in 2 und 2 in 3) verschoben, wenn eine Spannungsunsymmetrie erkannt wird. Sind in allen drei Banken Daten gespeichert und tritt eine neue Abweichung auf, wird der neueste Satz aufgezeichneter Daten in Bank 1 gespeichert und die Daten in Bank 3 werden mit den Daten aus Bank 2 überschrieben.

Die aufgezeichneten Daten können mit dem binären Eingangssignal RÜCKSETZEN zurückgesetzt werden, indem Sie die Rücksetzfunktion in der HMI wählen (**Hauptmenü/Löschen/Aufgezeichnete Daten zurücksetzen/VSQVUBx**) oder über eine Kommunikationsverbindung die Tools aufrufen.

Wenn eine Spannungsunsymmetrie im Netz erkannt wird, reagiert VSQVUB mit dem Alarmsignal MN_UNB_AL. Während der Alarmsituation speichert VSQVUB den maximalen Betrag und die Zeit des Auftretens sowie die Dauer des Alarms MN_UNB_AL. Die aufgezeichneten Daten werden gespeichert, wenn MN_UNB_AL deaktiviert ist.

Tabelle 1002: Aufgezeichnete Daten

Parameter	Beschreibung
Alarm high mean Dur	Dauer für oberen Alarm für mittlere Unsymmetrie
Max unbalance Volt	Maximale Drei-Sekunden-Spannung
Time Max Unb Volt	Zeitstempel der Spannungsunsymmetrie

10.4.5 Anwendung

Spannungsunsymmetrie zählt zu den grundlegenden Parametern der Power Quality.

Idealerweise sind die Frequenz und Spannung aller drei Leiter in einem elektrischen Netz mit drei oder mehr Leitern gleich, ebenso wie die Phasenverschiebung zwischen zwei beliebigen aufeinanderfolgenden Leiter gleich ist. Dies wird als "symmetrische Stromversorgung" bezeichnet. Neben der symmetrischen Stromversorgung sind in der Regel auch das Netz und die Lasten symmetrisch, was bedeutet, dass auch die Netzimpedanz und Lastimpedanz in jedem Leiter gleich sind. In einigen Fällen wird die Symmetriebedingung für Netz und Last nicht vollständig erfüllt, was Strom- und Spannungsunsymmetrien im Netz verursacht. Das Anlegen einer unsymmetrischen Versorgungsspannung beeinträchtigt die Funktion von Lasten. So hat beispielsweise eine an einen Induktionsmotor angelegte geringe Gegensystemspannung eine deutliche Erwärmung des Motors zur Folge.

Eine symmetrische Stromversorgung, ein symmetrisches Netz und eine symmetrische Last ergeben eine bessere Energiequalität. Wenn eine dieser Bedingungen nicht vollständig erfüllt wird, verschlechtert sich die Energiequalität. VSQVUB überwacht Spannungsunsymmetrien in Stromübertragungs- und Verteilernetzen. VSQVUB berechnet zwei Gruppen mit Messwerten, einen nichtgleitenden Durchschnittswert bei 3 Sekunden und bei 10 Minuten. Der 3-Sekunden-Durchschnittswert wird für die fortgesetzte Überwachung verwendet, während der 10-Minuten-Durchschnittswert für die Perzentilberechnung für einen längerer Zeitraum verwendet wird. Sie kann zur Identifizierung einer Netz- und Lastungleichheit verwendet werden, die zu einer andauernden Spannungsunsymmetrie führen kann. Ein Einzelleiter- oder Leiter-Leiter-Fehler auf Netz- oder Lastseite kann eine Spannungsunsymmetrie hervorrufen, aber da die Fehler normalerweise in kurzer Zeit isoliert werden können, ist die

Spannungsunsymmetrie nicht von Dauer. Deshalb wird die Spannungsunsymmetrie von VSQVUB eventuell nicht erkannt.

Ein weiterer wichtiger Anwendungsbereich ist die langfristige Überwachung der Power Quality. Hiermit kann die Übereinstimmung der Qualität der Spannungsversorgung mit den entsprechenden Normen bestätigt werden. Die Funktion liefert einen Spannungsunsymmetriepegel, der dem 95. Perzentil des 10-Minuten-Durchschnitts der über einen Zeitraum von bis zu einer Woche aufgezeichneten Spannungsunsymmetrie entspricht. Dies bedeutet, dass bei 95 Prozent der Zeit während des Überwachungszeitraums die Spannungsunsymmeterie kleiner oder gleich dem berechneten Perzentil war. Wenn dieser Wert den einstellbaren Wert übersteigt, ist ein Alarm verfügbar.

Die Funktion verwendet für die Berechnung von Spannungsunsymmetrien fünf verschiedene Methoden.

- Höhe der Gegensystemspannung
- Höhe der Nullsystemspannung
- Verhältnis zwischen dem Betrag der Gegensystem- und der Mitsystemspannung
- Verhältnis zwischen dem Betrag der Gegensystem- und der Nullsystemspannung
- Verhältnis zwischen der maximalen Abweichung des Betrags der Leiter-Erde-Spannung vom mittleren Spannungsbetrag und dem mittleren Betrags der Leiter-Erde-Spannung.

Normalerweise wird das Verhältnis zwischen dem Betrag der Gegensystemspannung und dem Betrag der Mitsystemspannung zur Überwachung der Spannungsunsymmetrie ausgewählt. Bei Bedarf können aber auch andere Methoden eingesetzt werden.

10.4.6 Signale

Tabelle 1003: VSQVUB Eingangssignale

Name	Typ	Standard	Beschreibung
U_L1	SIGNAL	0	Leiter L1 Spannung
U_L2	SIGNAL	0	Leiter L2 Spannung
U_L3	SIGNAL	0	Leiter L3 Spannung
U_1	SIGNAL	0	Mitsystemspannung
U_2	SIGNAL	0	Gegensystemspannung
U_0	SIGNAL	0	Nullsystemspannung
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block alle Ausgänge mit Ausnahme der gemes. Werte

Tabelle 1004: VSQVUB Ausgangssignale

Name	Typ	Beschreibung
MN_UNB_AL	BOOLEAN	Alarm aktiviert wenn eine Unsymmetrie-Spannung 3 sec die Schwelle überschreitet
PCT_UNB_AL	BOOLEAN	Alarm aktiviert wenn die perzentile Unsymmetrie den Grenzwert überschreitet
OBS_PR_ACT	BOOLEAN	Überwachungsdauer ist aktiv

10.4.7 Einstellungen

Tabelle 1005: VSQVUB Allgemeine Einstellungen (Basis)

Parameter	Werte (Bereich)	Einheit	Stufe	Standard	Beschreibung
Funktion	1=ein 5=aus			1=ein	Funktion Ein/Aus
Unb Erkennungsmethode	1=Gegensys 2=Nullsys 3=Gegensys zu Mitsys 4=Nullsys zu Mitsys 5=Phasenzeiger Komp			3=Gegensys zu Mitsys	Einstellung des Betriebsmodus der Spannungsunsymmetrie-Berechnung
Schieflast Startwert	1...100	%	1	1	Spannungsverschiebung Startwert
Auslösemodus	1=Einzel 2=Periodisch 3=Kontinuierlich			3=Kontinuierlich	Gibt die Überwachungsdauer Auslösemodus
Perzentil-Unsymmetrie	1...100	%	1	95	Die Prozent, bis zu dem der Perzentilwert PCT_UNB_VAL berechnet wird
Obs period selection	1=1 Stunde 2=12 Stunden 3=1 Tag 4=7 Tage 5=Benutzerdefiniert			5=Benutzerdefiniert	Überwachungsdauer für Unsymmetrieberechnung
User Def Obs period	1...168	h	1	168	Benutzerdefinierte Überwachungsdauer für Statistikberechnung
Obs period Str year	2008...2076			2011	Kalenderzeit für Überwachungsdauer Startjahr JJJJ
Obs period Str month	0=Reserviert 1=Januar 2=Februar 3=März 4=April 5=Mai 6=Juni 7=Juli 8=August 9=September 10=Oktober 11=November 12=Dezember			1=Januar	Kalenderzeit für Überwachungsdauer Startmonat
Obs period Str day	1...31			1	Kalenderzeit für Überwachungsdauer Starttag
Obs period Str hour	0...23	h		0	Kalenderzeit für Überwachungsdauer Startstunde

10.4.8 Überwachte Daten

Tabelle 1006: VSQVUB Überwachte Daten

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
3S_MN_UNB	FLOAT32	0,00...150,00	%	Nicht gleitender 3 s Unsymmetrie-Spannungsmittelwert
10MIN_MN_UNB	FLOAT32	0,00...150,00	%	Gleitendender 10 min Unsymmetrie-Spannungsmittelwert
PCT_UNB_VAL	FLOAT32	0,00...150,00	%	Grenzwert, unter dem die perzentile Unsymmetrie der Werte liegt
MAX_UNB_VAL	FLOAT32	0,00...150,00	%	Maximale Spannungsunsymmetrie, die im Überwachungszeitraum gemessen wurde
MAX_UNB_TIME	Zeitstempel			Zeitstempel, an dem die maximale Spannungsunsymmetrie im Überwachungszeitraum gemessen wurde
PR_STR_TIME	Zeitstempel			Zeitstempel für das Starten des vorherigen Überwachungszeitraums
PR_END_TIME	Zeitstempel			Zeitstempel für das Ende des vorherigen Überwachungszeitraums
Alarm high mean Dur	FLOAT32	0,000...3600,000	s	Zeitraum für den Alarm hohe mittlere Unsymmetrie
Max unbalance Volt	FLOAT32	0,00...150,00	%	Maximal 2 Sekunden Unsymmetriespannung
Time Max Unb Volt	Zeitstempel			Zeitstempel der maximalen Spannungsunsymmetrie
Alarm high mean Dur	FLOAT32	0,000...3600,000	s	Zeitraum für den Alarm hohe mittlere Unsymmetrie
Max unbalance Volt	FLOAT32	0,00...150,00	%	Maximal 2 Sekunden Unsymmetriespannung
Time Max Unb Volt	Zeitstempel			Zeitstempel der maximalen Spannungsunsymmetrie
Alarm high mean Dur	FLOAT32	0,000...3600,000	s	Zeitraum für den Alarm hohe mittlere Unsymmetrie
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt				

Name	Typ	Werte (Bereich)	Einheit	Beschreibung
Max unbalance Volt	FLOAT32	0,00...150,00	%	Maximal 2 Sekunden Unsymmetriespannung
Time Max Unb Volt	Zeitstempel			Zeitstempel der maximalen Spannungsunsymmetrie
VSQVUB	Enum	1=ein 2=Blockiert 3=Test 4=Test/Blockiert 5=aus		Status

10.4.9 Technische Daten

Tabelle 1007: VSQVUB Technische Daten

Charakteristik	Wert
Ansprechgenauigkeit	±1,5 % des eingestellten Wertes oder ±0,002 × U_r
Rückfallverhältnis	Üblicherweise 0,96

Abschnitt 11 Allgemeine Funktionsblockeigenschaften

11.1 Unabhängige Charakteristik

11.1.1 Unabhängiger Überstrom-Betrieb

Der unabhängige Zeitmodus ist aktiv, wenn die Einstellung *Typ Auslösekurve* entweder auf "unabhängig DT (ANSI) " oder "unabhängig DT (IEC) " gesetzt ist. Im unabhängigen Zeitmodus wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` der Funktion aktiviert, wenn die Zeitberechnung die eingestellte *Auslösezeitverzögerung* überschreitet.

Der Benutzer kann das Rücksetzverhalten im unabhängigen Zeitmodus mit dem Parameter *Rückfallzeitverzögerung* festlegen, die bei Bedarf ein verzögertes Zurücksetzen ermöglicht.

Bei aktiviertem unabhängigem Zeitmodus hat der Parameter *Typ Rücksetzkurve* keine Auswirkungen auf die Rücksetzmethode, das Zurücksetzen wird ausschließlich durch den Parameter *Rückfallzeitverzögerung* festgelegt.

Zweck des verzögerten Zurücksetzens ist es, eine schnelle Behebung von intermittierenden Fehlern zu ermöglichen, z. B. selbstlöschende Isolierfehler und schwerwiegende Fehler, die das Auftreten von hohen asymmetrischen Fehlerströmen zur Folge haben könnten, die zu einer Teilsättigung der Stromwandler führen. Es ist typisch für einen intermittierenden Fehler, dass der Fehlerstrom sogenannte Rückfallperioden enthält, innerhalb derer der Fehlerstrom unter den vorgegebenen Startstromwert fällt, einschließlich Hysterese. Ohne die Rücksetzverzögerung würde der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt, sobald der Strom zurückfällt. In gleicher Weise kann der Auslöse-Zeitgeber auch bei Auftreten einer Rückfallperiode des Sekundärstroms eines gesättigten Stromwandlers zurückgesetzt werden.

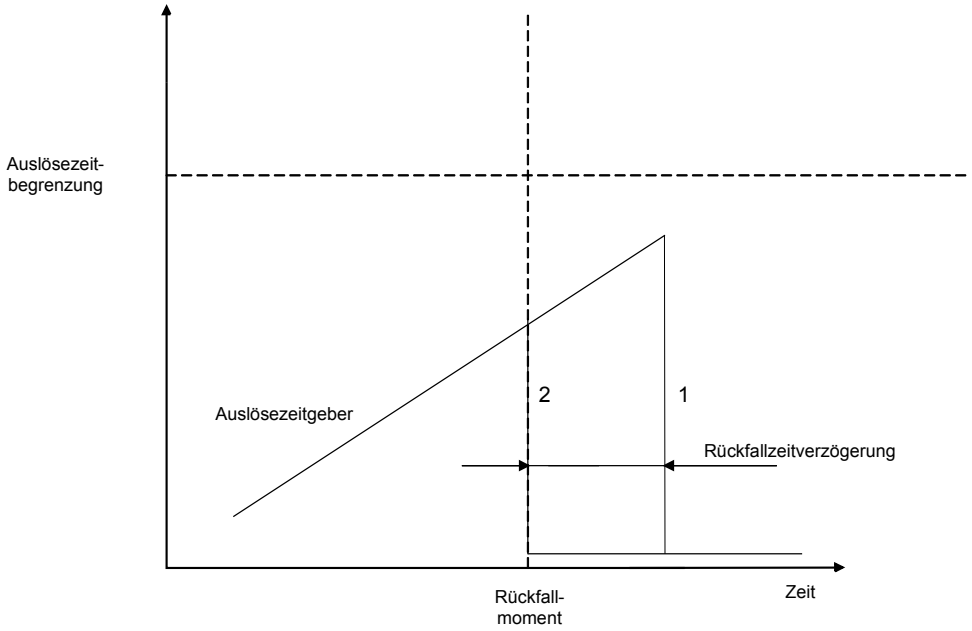


Abb. 586: Verhalten des Zählers in Rückfallsituationen

In Fall 1 wird das Zurücksetzen durch die Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* verzögert, in Fall 2 wird der Zähler sofort zurückgesetzt, da *Rückfallzeitverzögerung* auf Null gesetzt ist.

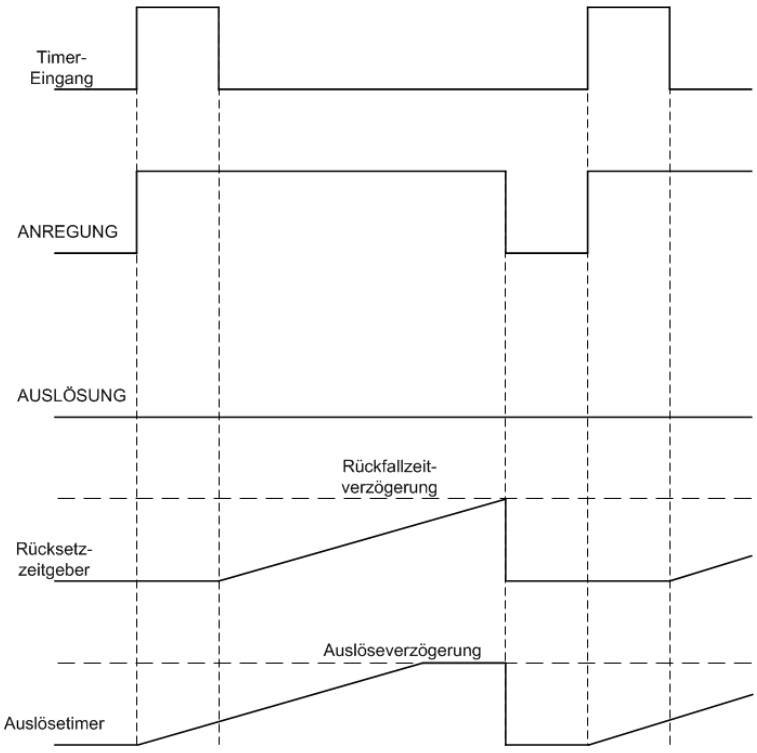


Abb. 587: Verlauf, wenn die Rückfallphase länger dauert als die eingestellte Rückfallzeitverzögerung.

Wenn die Dauer der Rückfallphase die eingestellte *Rückfallzeitverzögerung* überschreitet, wie in Abbildung 587 dargestellt, dann ist das Eingangssignal für den unabhängigen Zeitgeber (hier:Zeitgebereingang) aktiv, wenn der Strom über dem eingestellten *Startwert* liegt. Das Eingangssignal ist inaktiv, wenn der Strom unter dem eingestellten *Startwert* und dem eingestellten Hysteresebereich liegt. Das Signal am Zeitgebereingang steigt an, wenn ein Fehlerstrom festgestellt wird. Der unabhängige Zeitgeber aktiviert den Ausgang `START` und der Auslöse-Zeitgeber beginnt abzulaufen. Der Rücksetz-(Rückfall-)Zeitgeber startet, wenn das Signal am Zeitgebereingang fällt, d. h. der Fehler verschwindet. Wenn der Rücksetz-(Rückfall-)Zeitgeber abläuft, wird der Auslöse-Zeitgeber zurückgesetzt. Da dies geschieht, bevor ein anderes Startsignal auftritt, wird der Ausgang `AUS (Auslösung)` nicht aktiviert.

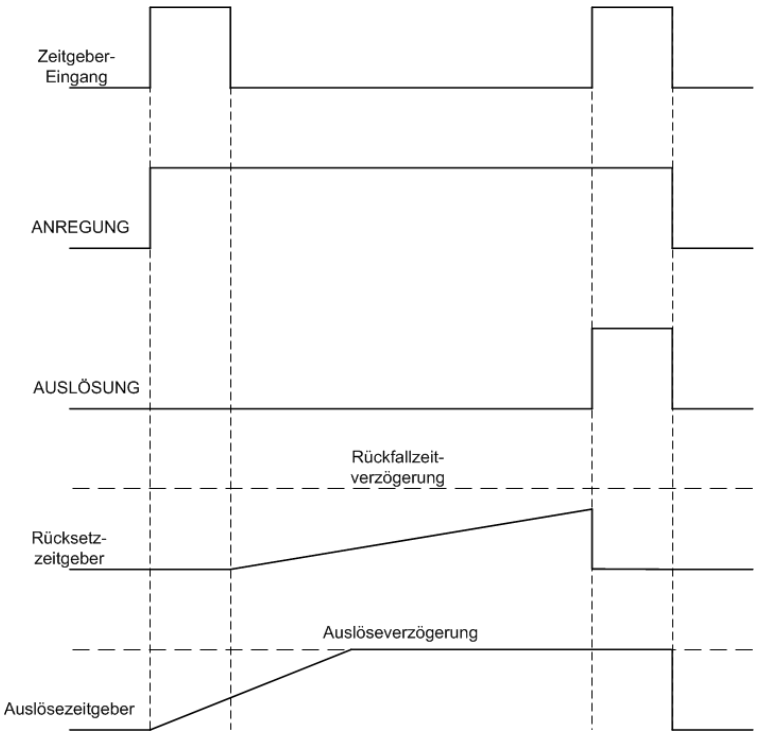


Abb. 588: Verlauf, wenn die Rückfallphase kürzer dauert als die eingestellte Rückfallzeitverzögerung.

Wenn die Dauer der Rückfallphase die eingestellte *Rückfallzeitverzögerung* unterschreitet, wie in Abbildung 588 dargestellt, dann ist das Eingangssignal für den unabhängigen Zeitgeber (hier:Zeitgebereingang) aktiv, wenn der Strom über dem eingestellten *Startwert* liegt. Das Eingangssignal ist inaktiv, wenn der Strom unter dem eingestellten *Startwert* und dem eingestellten Hysteresebereich liegt. Das Signal am Zeitgebereingang steigt an, wenn ein Fehlerstrom festgestellt wird. Der unabhängige Zeitgeber aktiviert den Ausgang `START` und der Auslöse-Zeitgeber beginnt abzulaufen. Der Rücksetz-(Rückfall-)Zeitgeber startet, wenn das Signal am Zeitgebereingang fällt, d. h. der Fehler verschwindet. Vor Ablauf des Rücksetz-(Rückfall-)Zeitgebers tritt eine weitere Fehlersituation auf. Dies führt zur Aktivierung des Ausgangs `AUS (Auslösung)`, da der Auslöse-Zeitgeber bereits abgelaufen ist.

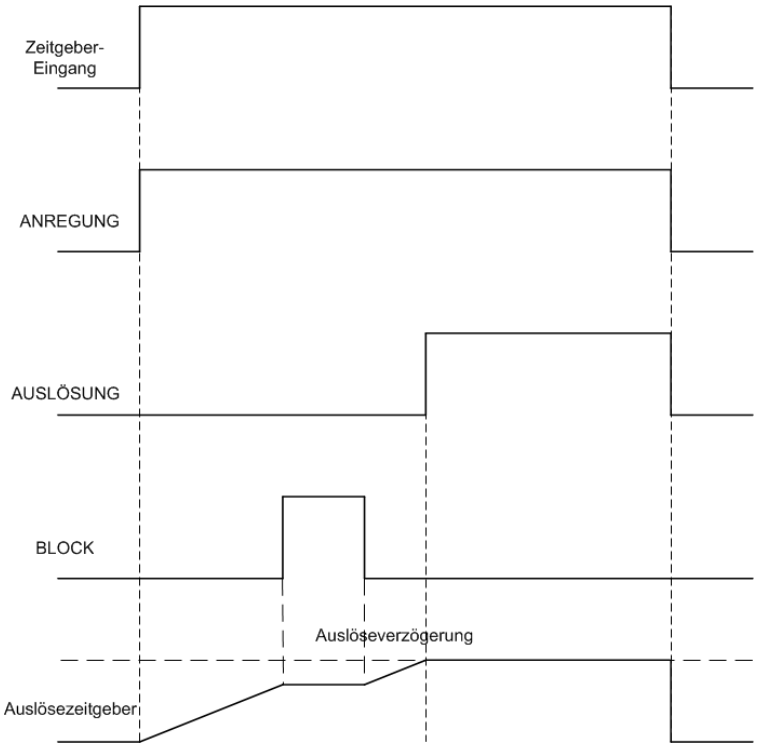


Abb. 589: Wirkung des Eingangs BLOCK bei ausgewähltem Blockiermodus "Zeitgeber einfrieren"

Wenn der Eingang BLOCK aktiviert wird, während der Auslöse-Zeitgeber läuft, wie in Abbildung 589 dargestellt, wird der Zeitgeber eingefroren, solange BLOCK aktiv bleibt. Wenn der Zeitgebereingang nicht länger aktiv ist als durch die Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* vorgegeben, dann wird der Auslöse-Zeitgeber auf die Weise zurückgesetzt, wie in Abbildung 587 dargestellt, unabhängig vom Eingang BLOCK.

Der ausgewählte Blockiermodus ist "Zeitgeber einfrieren".

11.2 Stromabhängige Charakteristik

11.2.1 Abhängige Zeitkennlinie für Leiter-Überstromschutz

In abhängigen Modi ist die Auslösezeit abhängig vom momentanen Stromwert, je höher der Strom, desto kürzer die Auslösezeit. Die Berechnung oder Integration der Auslösezeit beginnt sofort, nachdem der Strom den eingestellten *Startwert* überschritten hat und der Ausgang ANR (Anregung) aktiviert wurde.

Der Ausgang AUS (Auslösung) der Funktion wird aktiviert, wenn die kumulative Summe des Integrators, der die Unterspannungssituation berechnet, den durch den

abhängigen Zeitmodus vorgegebenen Wert überschreitet. Der eingestellte Wert hängt vom ausgewählten Kurventyp und von den verwendeten Einstellungen ab. Die Kurvenskalierung wird mit der Einstellung *Zeitmultiplikator* festgelegt.

Für die Angleichung der abhängigen Zeitkennlinie gibt es zwei Methoden.

- Die Einstellung *Minimale Auslösezeit* definiert die minimale Auslösezeit für die abhängige Zeitkennlinie, d. h. die Auslösezeit entspricht immer mindestens dem Wert der Einstellung *Minimale Auslösezeit*.
- Alternativ wird die Einstellung *IDMT Sat point* verwendet, über die der Angleichungspunkt als Vielfaches der Einstellung *Startwert* vorgegeben wird. (Globale Einstellung: **Konfiguration/System/*IDMT Sat point***). Der Standardwert des Parameters ist 50. Diese Einstellung betrifft ausschließlich die Zeitgeber für Überstrom- und Erdfehlerschutz.

Bei Strömen über 50 x Ir ist die abhängige Auslösezeit nicht gewährleistet.

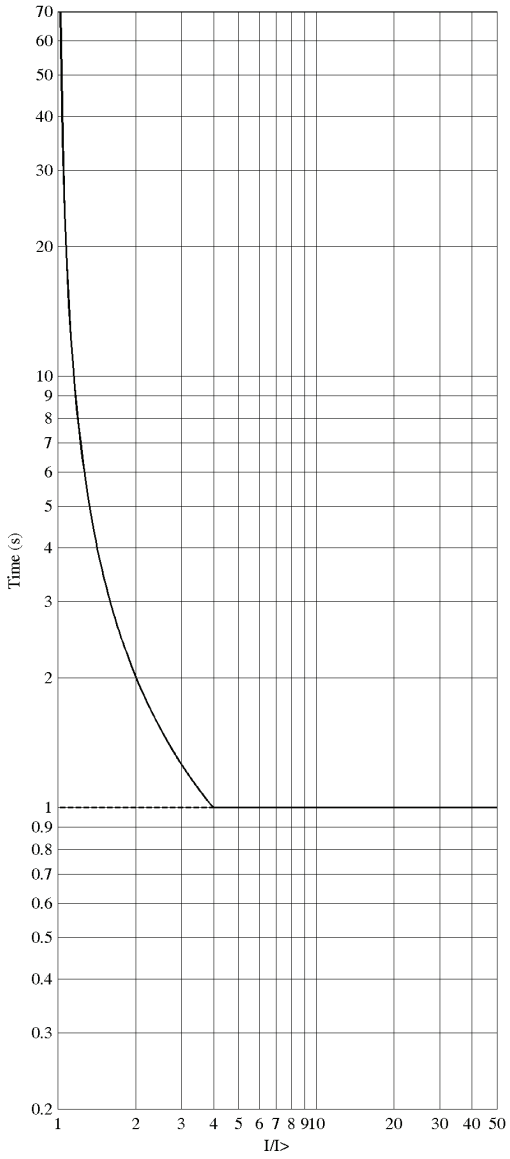


Abb. 590: Auslösezeitkurve gemäß der abhängigen Kennlinie mit einer Angleichung über die Einstellung Minimale Auslösezeit ist auf 1000 ms eingestellt (Einstellung IDMT Sat point ist auf Maximalwert gesetzt).

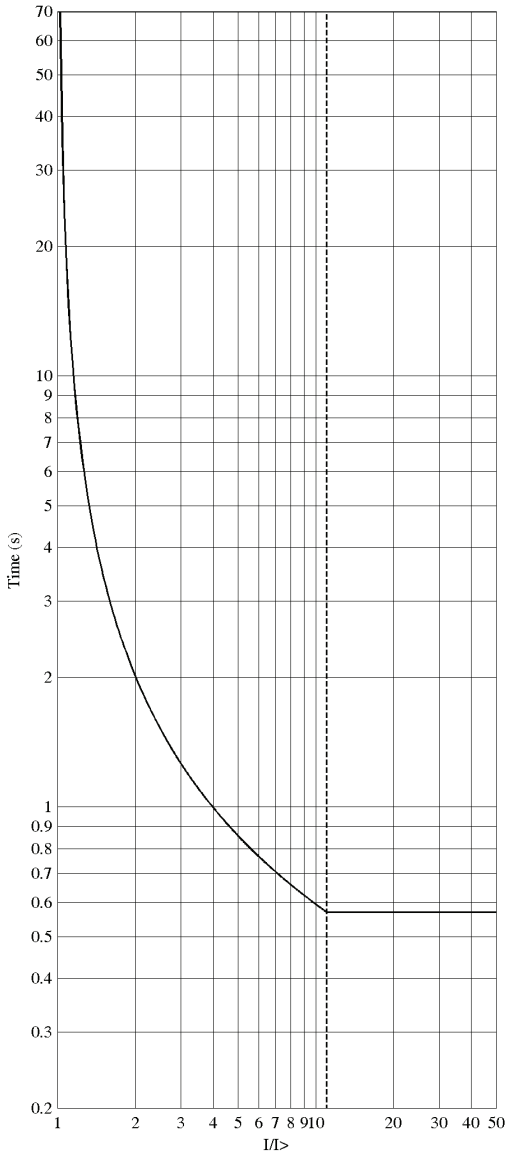


Abb. 591: Auslösezeitkurve gemäß der abhängigen Kennlinie mit einer Angleichung über die Einstellung IDMT Sat point mit dem Wert “11” (Minimale Auslösezeit ist auf Minimalwert gesetzt).

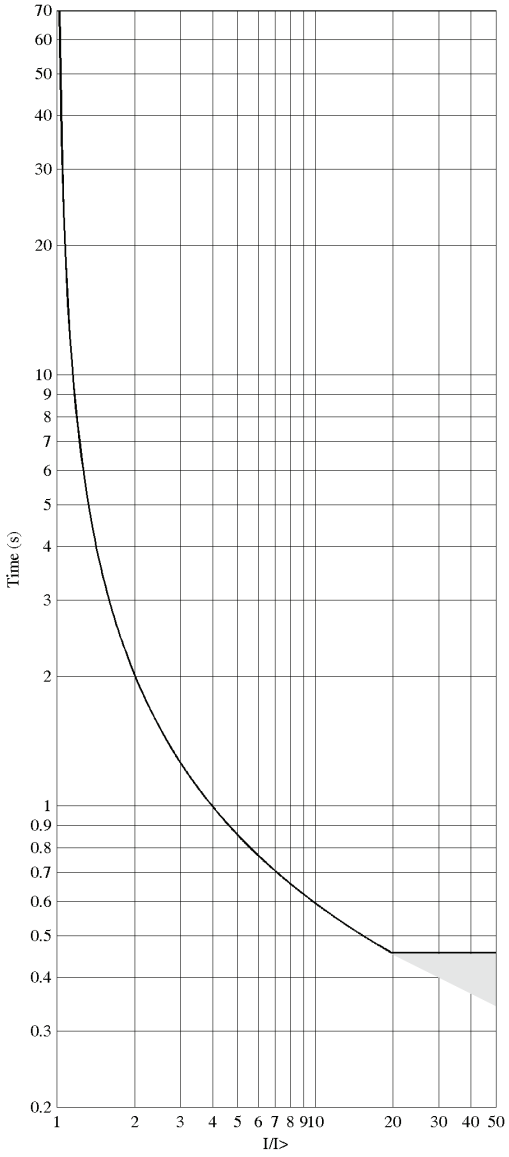


Abb. 592: Beispiel, wie die Inverszeitkennlinie bei Strömen größer 50 x Ir mit der Einstellung "Anregewert" = “2.5 x Ir” angeglichen wird. (IDMT Sat point ist auf den Maximalwert und Minimale Auslösezeit auf Minimalwert gesetzt.)

In Abbildung 592 zeigt die graue Zone das Verhalten der Kurve, wenn sich der gemessene Strom außerhalb des garantierten Messbereichs befindet. Außerdem legt der maximal gemessene Strom von 50 x Ir den Angleichungspunkt auf 50/2.5 = 20 x I/I> fest.

11.2.1.1 Standard-AMZ-Kennlinien

Im AMZ-Betrieb werden die standardisierten Kennlinien sowohl der IEC als auch der ANSI/IEEE unterstützt.

Die Auslösezeiten der ANSI- und IEC- AMZ-Kurven sind durch die Koeffizienten A, B und C festgelegt.

Die Werte der Koeffizienten können mit folgender Formel berechnet werden:

$$t[s] = \left(\frac{A}{\left(\frac{I}{I>} \right)^{c} - 1} + B \right) \cdot k$$

(Gleichung 198)

t [s] Auslösezeit in Sekunden

I gemessener Strom

I> Eingestellter *Anregewert*

k eingestellter *Zeitmultiplikator*

Tabelle 1008: Kurvenparameter für ANSI- und IEC-AMZ-Kurven

Kurvenname	A	B	C
(1) ANSI extrem invers	28.2	0.1217	2.0
(2) ANSI stark invers	19.61	0.491	2.0
(3) ANSI normal invers	0.0086	0.0185	0.02
(4) ANSI mäßig invers	0.0515	0.1140	0.02
(6) Langzeit extrem invers	64.07	0.250	2.0
(7) Langzeit sehr invers	28.55	0.712	2.0
(8) Langzeit invers	0.086	0.185	0.02
(9) IEC standard-invers	0.14	0.0	0.02
(10) IEC sehr invers	13.5	0.0	1.0
(11) IEC invers	0.14	0.0	0.02
(12) IEC extrem invers	80.0	0.0	2.0
(13) IEC kurzzeitig invers	0.05	0.0	0.04
(14) IEC langzeitig invers	120	0.0	1.0

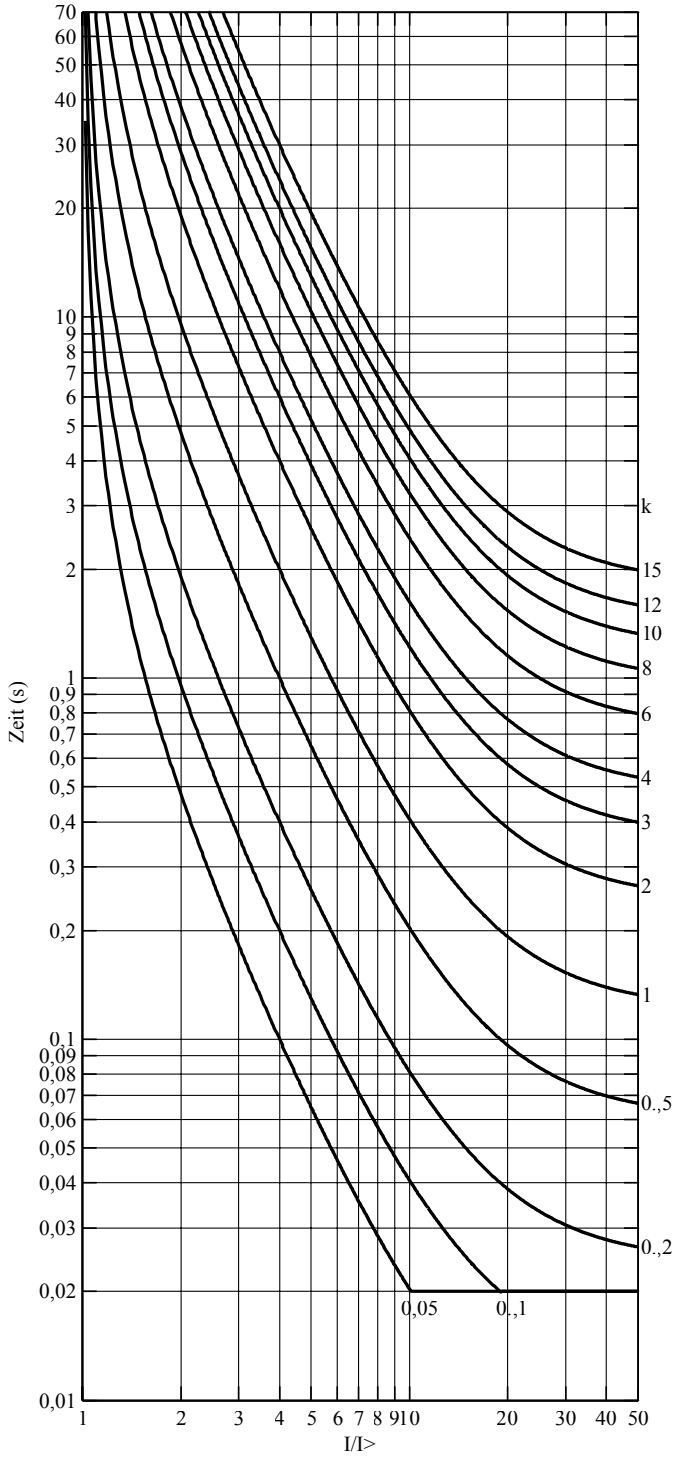


Abb. 593: Kennlinie ANSI extrem invers

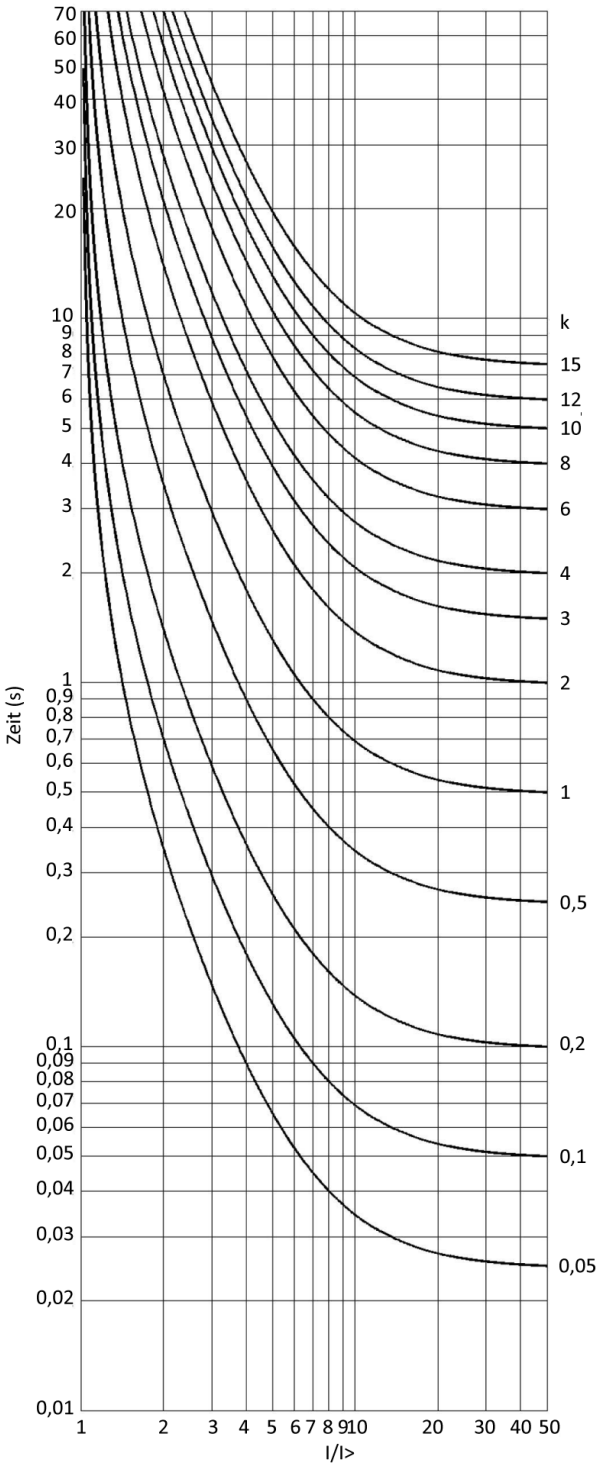


Abb. 594: Kennlinie ANSI stark invers

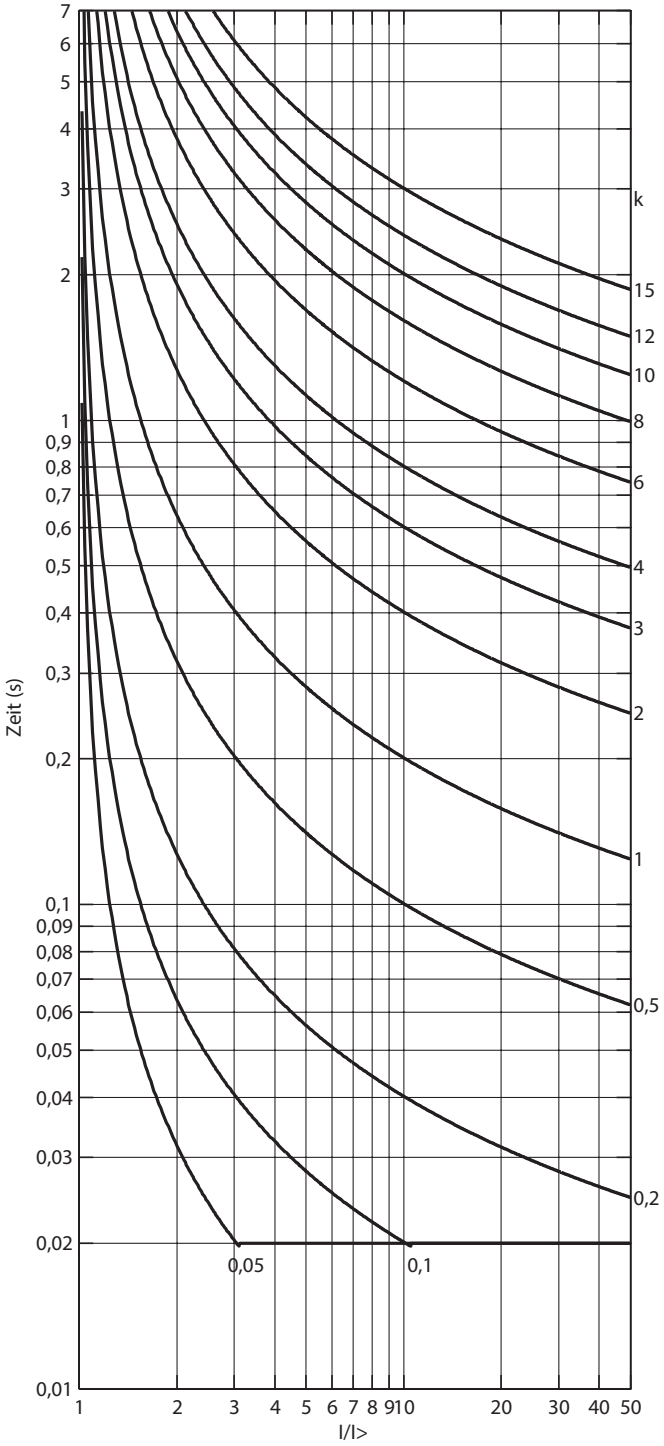


Abb. 595: Kennlinie ANSI normal invers

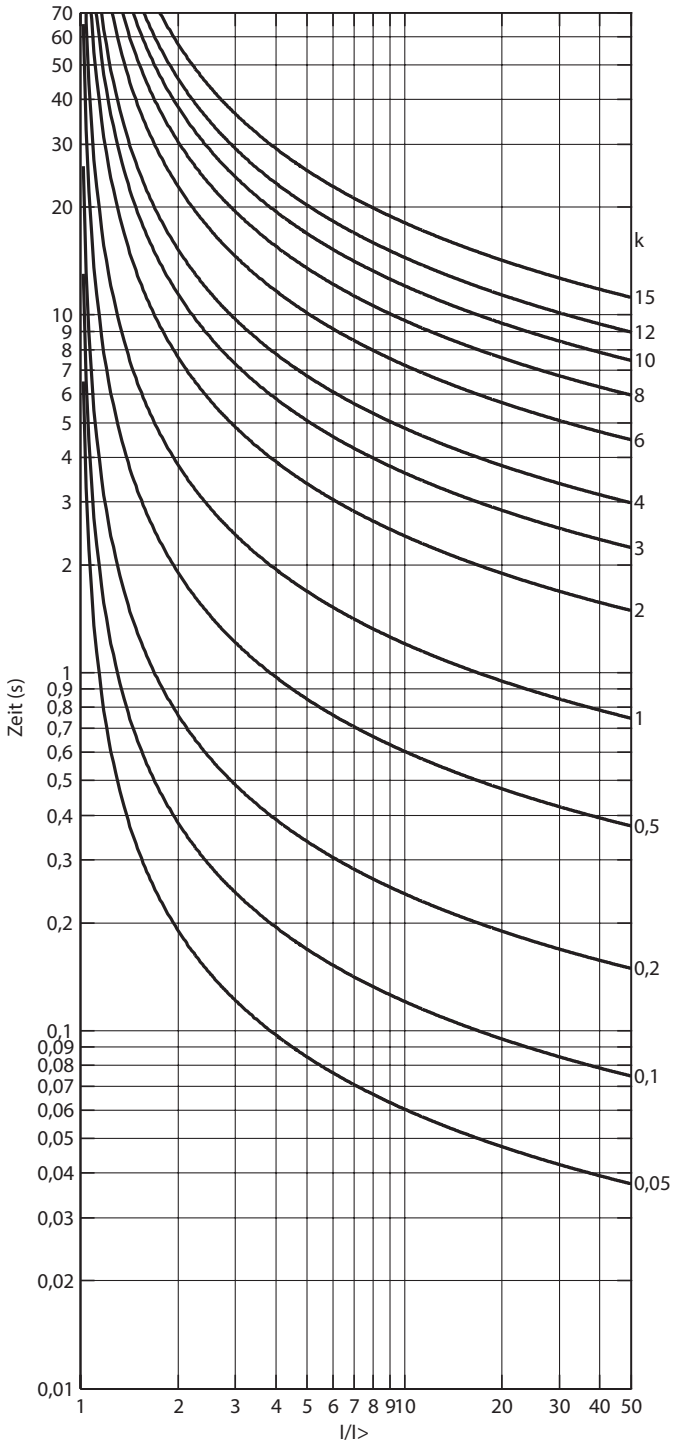


Abb. 596: Kennlinie ANSI mäßig invers

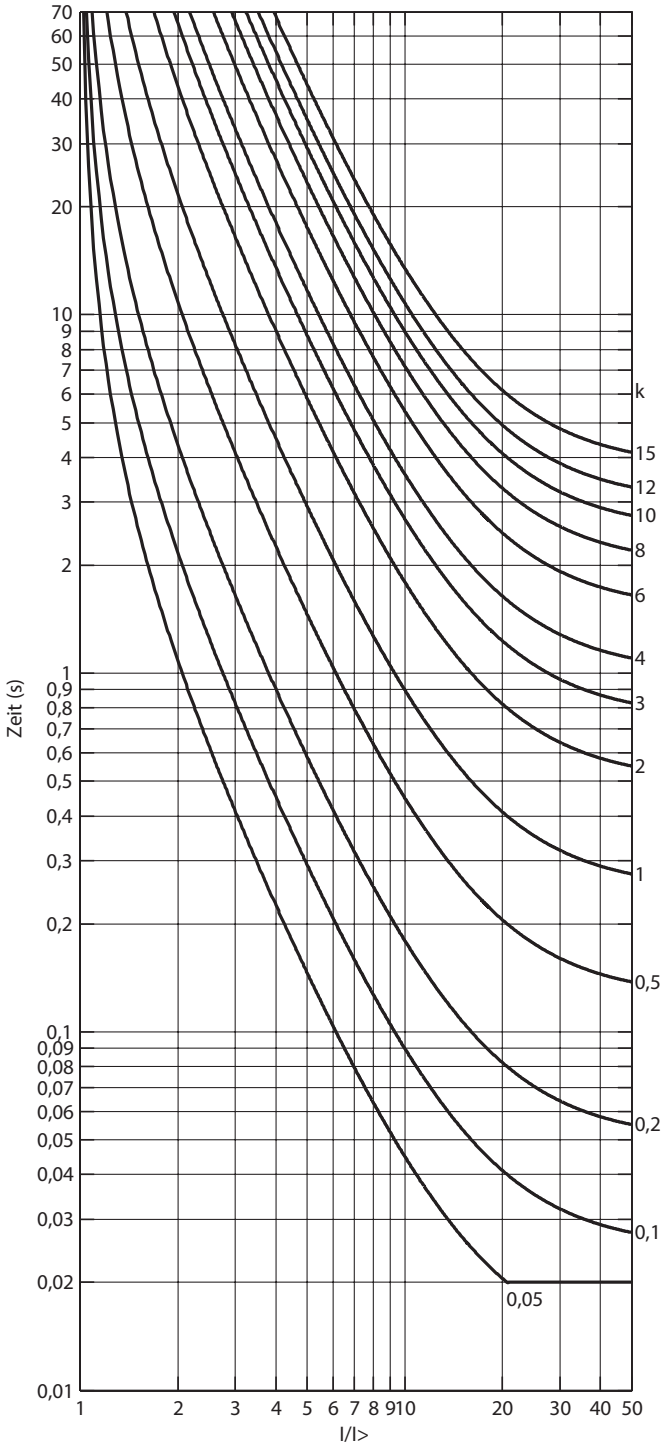


Abb. 597: Kennlinie ANSI langzeitig extrem invers

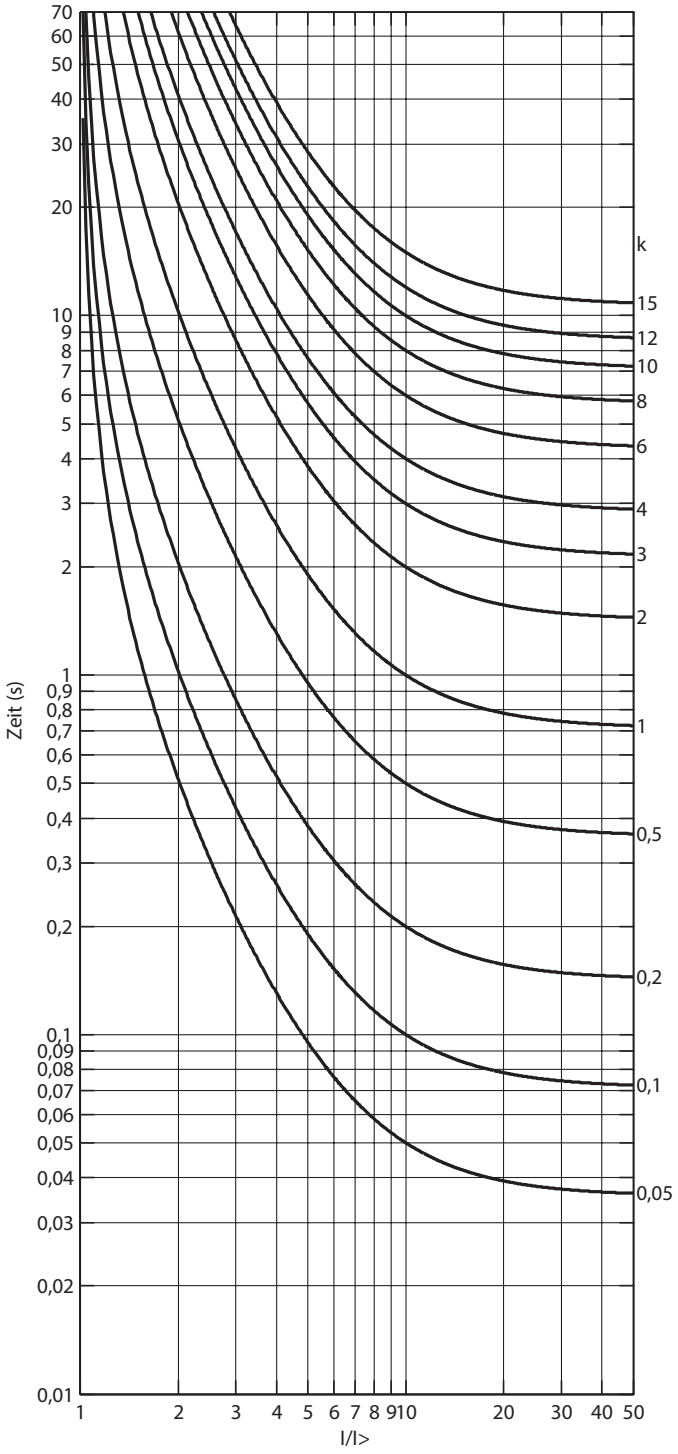


Abb. 598: Kennlinie ANSI langzeitig sehr invers

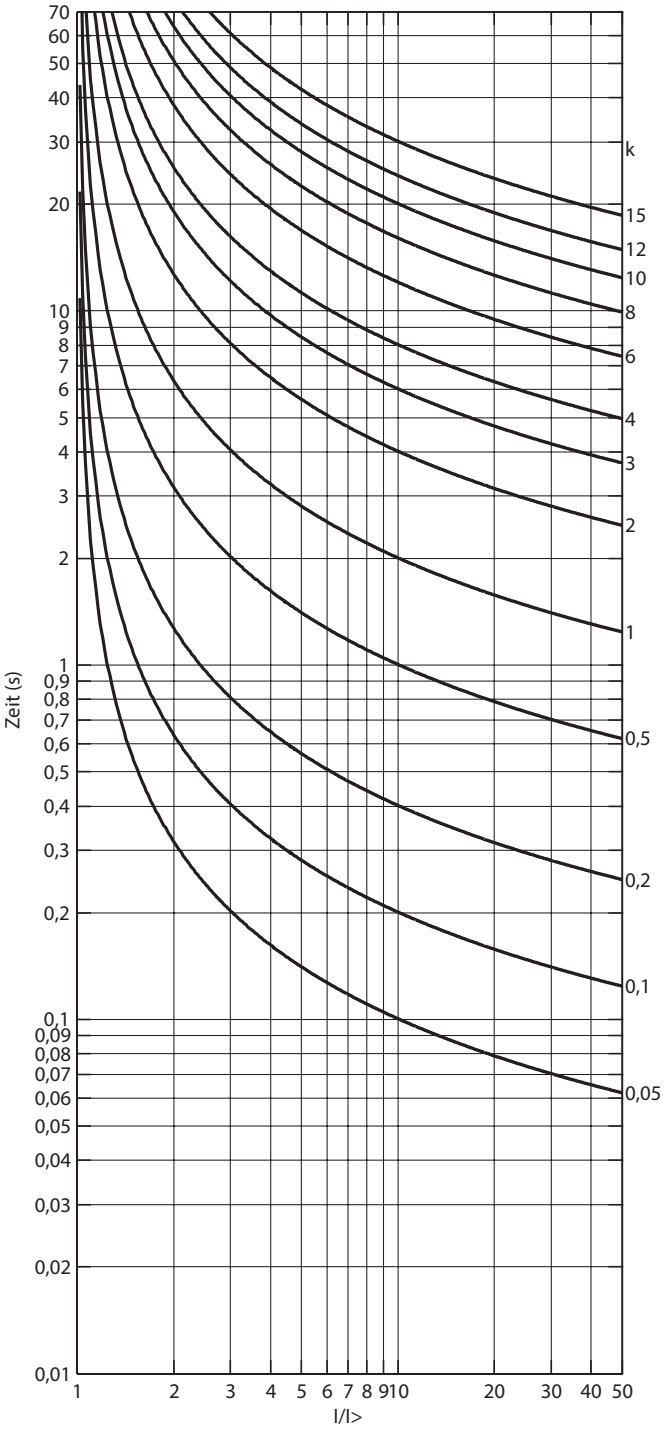


Abb. 599: Kennlinie ANSI langzeitig invers

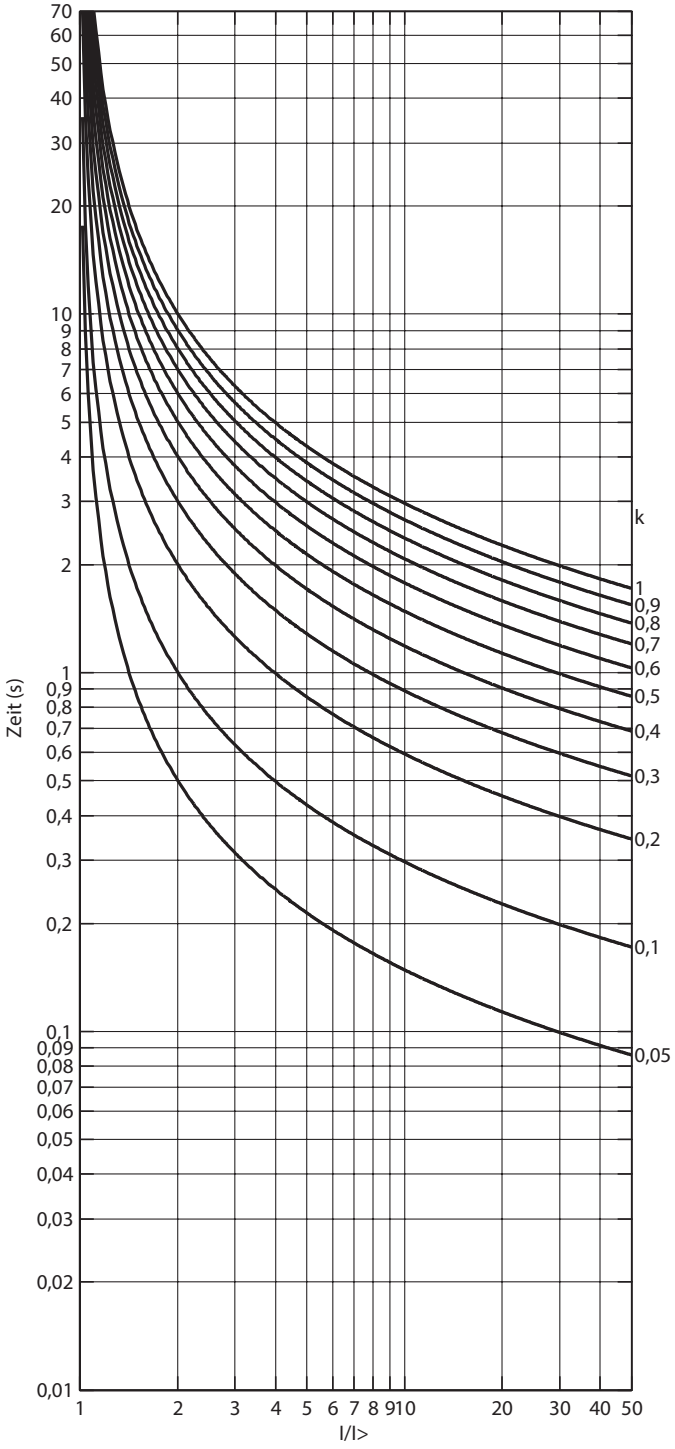


Abb. 600: Kennlinie IEC standard-invers

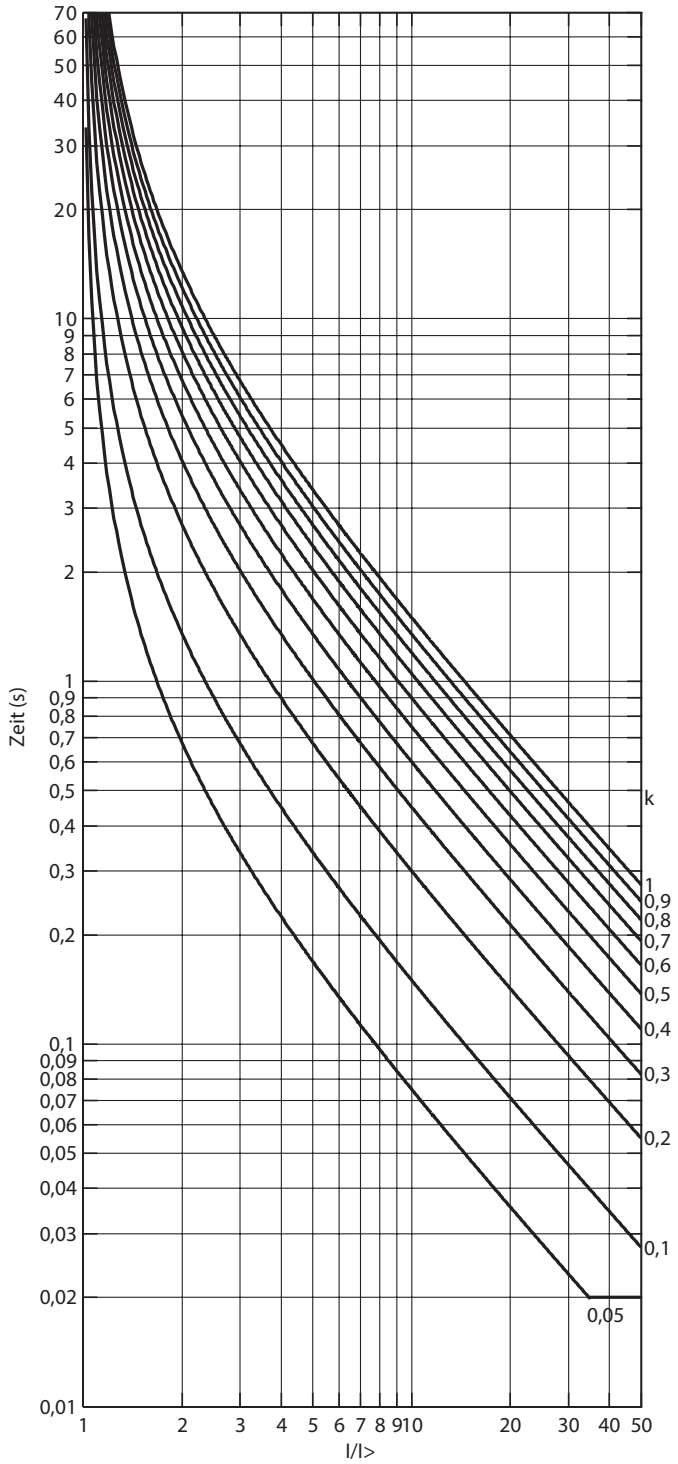


Abb. 601: Kennlinie IEC sehr invers

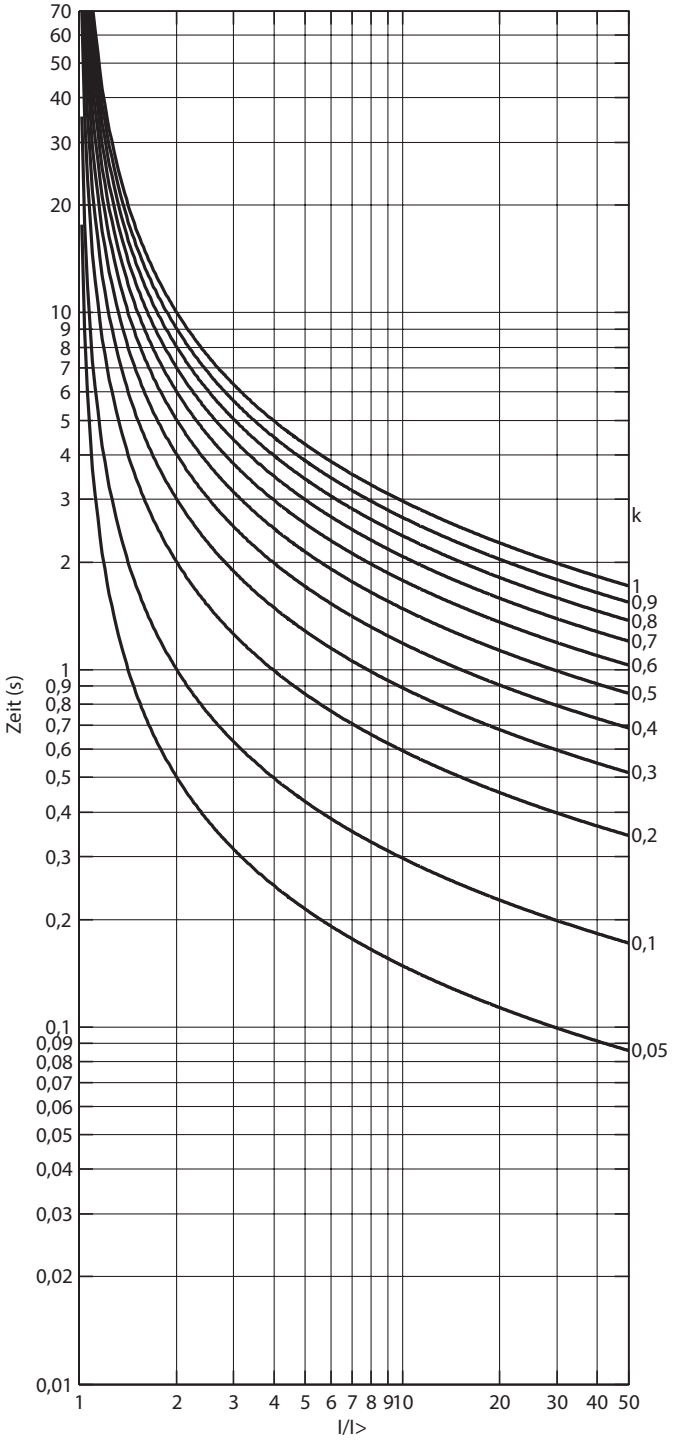


Abb. 602: Kennlinie IEC invers

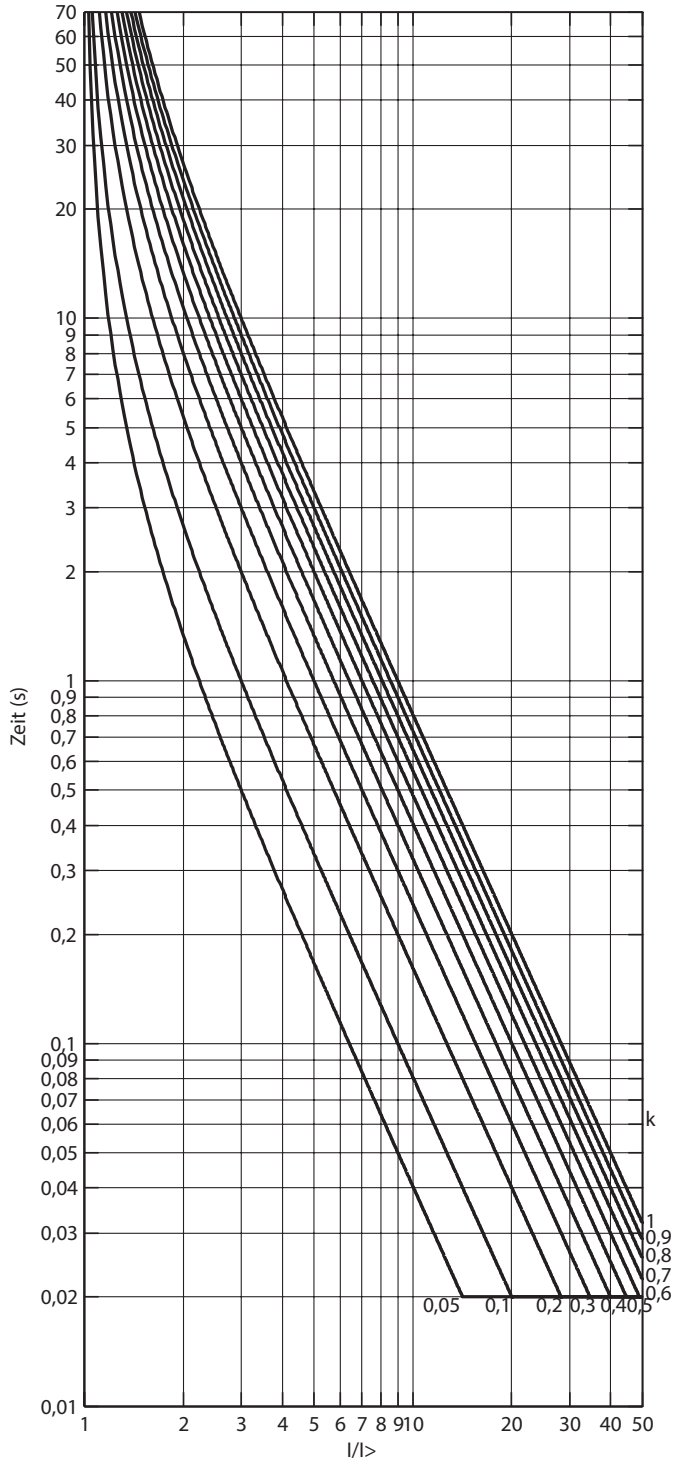


Abb. 603: Kennlinie IEC extrem invers

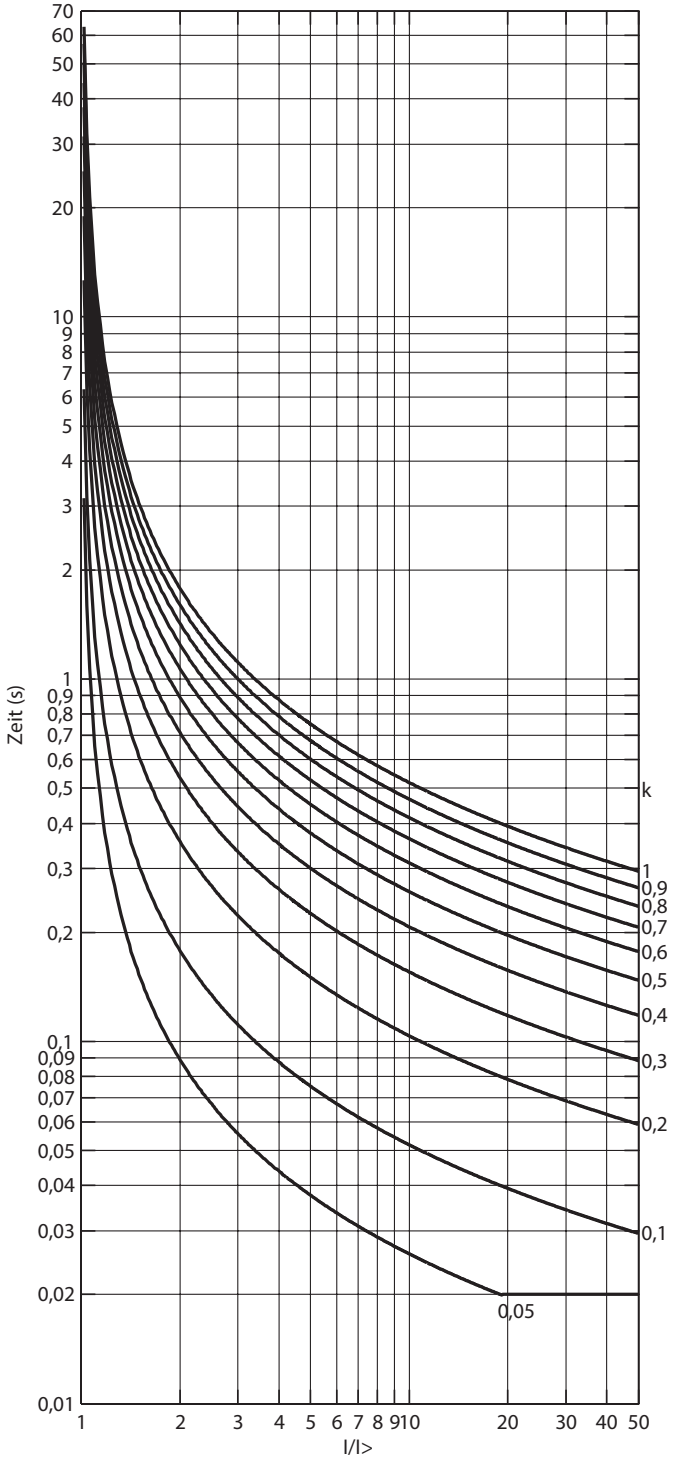


Abb. 604: Kennlinie IEC kurzzeitig invers

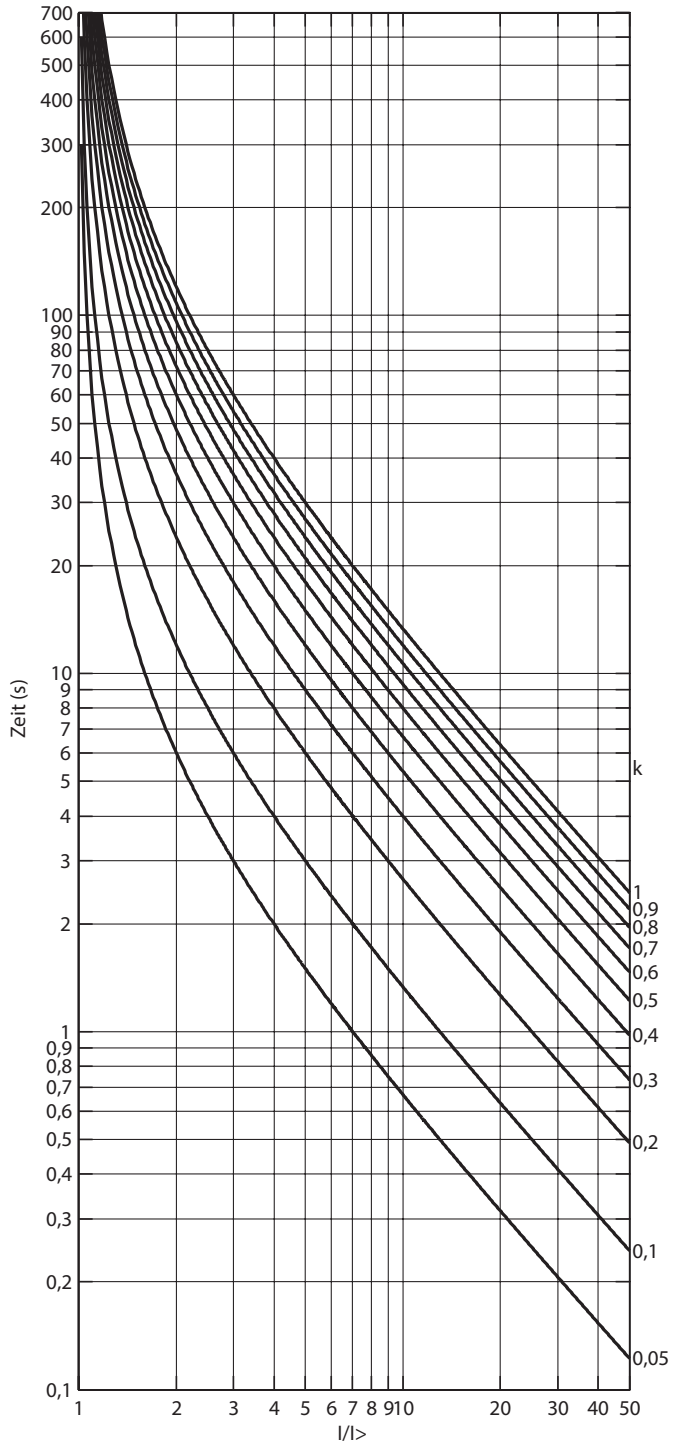


Abb. 605: Kennlinie IEC langzeitig invers

11.2.1.2 Anwenderprogrammierbare Inverszeit-Kennlinien

Der Anwender kann Kurven definieren, indem er Parameter für die folgende Standardformel vorgibt:

$$t[s] = \left(\frac{A}{\left(\frac{I}{I>} \right)^{C} - E} + B \right) \cdot k$$

(Gleichung 199)

t [s]	Auslösezeit (in Sekunden)
A	eingestellter *Kurvenparameter A*
B	eingestellter *Kurvenparameter B*
C	eingestellter *Kurvenparameter C*
E	eingestellter *Kurvenparameter E*
I	gemessener Strom
I>	eingestellter *Anregewert*
k	eingestellter *Zeitmultiplikator*

11.2.1.3 AMZ-Kennlinien RI und RD Typ

Der RI Typ simuliert das Verhalten elektromechanischer Relais. Der RD Typ hat eine erdfehlerspezifische Kennlinie.

Die RI Typ-Kennlinie wird mit folgender Formel berechnet:

$$t[s] = \left(\frac{k}{0.339 - 0.236 \times \frac{I>}{I}} \right)$$

(Gleichung 200)

Die RD Typ-Kennlinie wird mit folgender Formel berechnet:

$$t[s] = 5{,}8 - 1{,}35 \times \ln\left(\frac{I}{k \times I>} \right)$$

(Gleichung 201)

t [s] Auslösezeit (in Sekunden)

k eingestellter *Zeitmultiplikator*

I gemessener Strom

I> eingestellter *Anregewert*

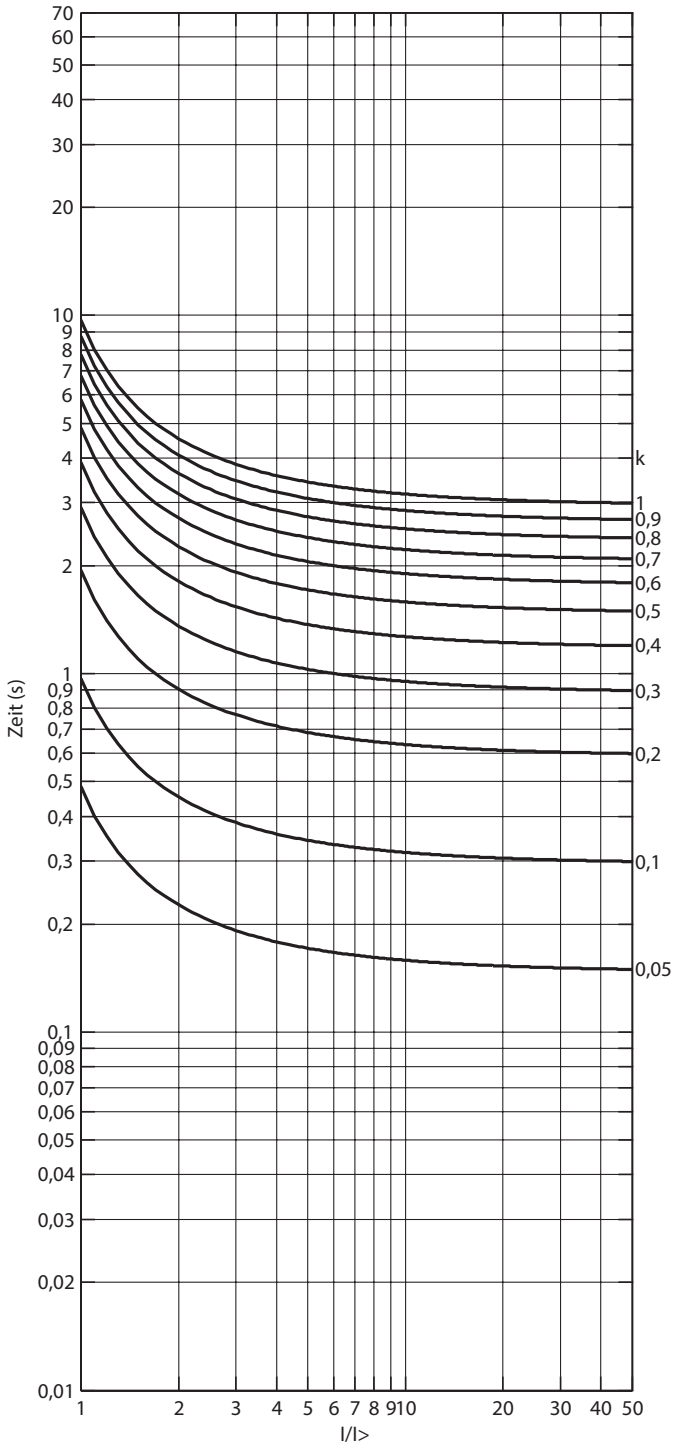


Abb. 606: AMZ-Kennlinie RI Typ

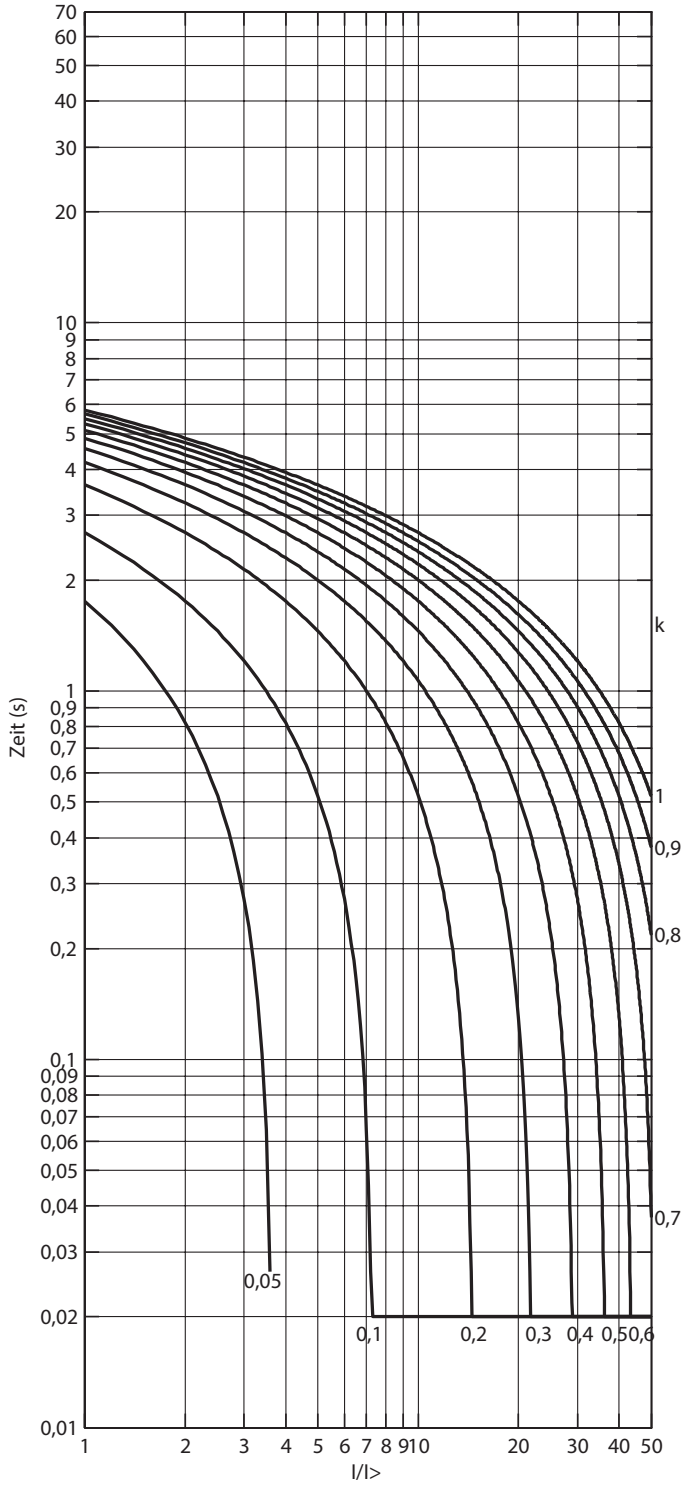


Abb. 607: AMZ-Kennlinie RD Typ

11.2.2 Zurücksetzen in AMZ-Modi

Der Benutzer kann die Kennlinie für das Zurücksetzen auswählen, indem er die Einstellung *Typ Rücksetzkurve* verwendet.

Tabelle 1009: Werte für den Rücksetzmodus

Parametername	Mögliche Werte
Typ Rücksetzkurve	1=Unverzögert 2=Unabh. Rücksetzzeit 3=Inv. Rücksetzzeit

Sofortiges Zurücksetzen

Wenn für die Einstellung *Typ Rücksetzkurve* der Wert "unverzögert" gewählt wurde, wird der Inverstimer bei Eintritt eines Rückfalls sofort zurückgesetzt.

Unabhängige Rücksetzzeit

Im Inverszeit-Modus erfolgt das Zurücksetzen nach vorgegebener Zeit durch Setzen des Parameters *Typ Rücksetzkurve* auf "Unabh. Rücksetzzeit". Als Folge davon wird der Inverszeit-Auslösezähler für die in der Einstellung *Rückfallzeitverzögerung* festgelegte Zeit eingefroren, nachdem der Strom unter den eingestellten *Anregewert* gefallen ist, einschließlich Hysterese.Die Integralsumme des Inverszeit-Zählers wird zurückgesetzt, wenn während der Rücksetzverzögerung kein weiteres Anregesignal auftritt.

Wenn für die Einstellung *Typ Rücksetzkurve* der Wert "Unabh. Rücksetzzeit" ausgewählt wurde, hat das Stromniveau keine Auswirkungen auf die Rücksetzkennlinie.

Inv. Rücksetzzeit

Inverse Rücksetzkurven sind nur für ANSI- und benutzerprogrammierbare Kurven verfügbar. Bei Verwendung anderer Kurventypen erfolgt die Zurücksetzung sofort.

Standardisierte AMZ-Rücksetzverzögerungszeit-Kennlinien

Die in ANSI-(IEEE)-Inverszeitmodi benötigten Rücksetzkennlinien erhält man durch Setzen des Parameters *Typ Rücksetzkurve* auf "Inv. Rücksetzzeit". In diesem Modus ist die Zeitverzögerung durch die folgende Formel mit dem Koeffizienten D gegeben, dessen Werte in der u. a. Tabelle definiert sind.

$$t[s] = \left(\frac{D}{\left(\frac{I}{I>} \right)^2 - 1} \right) \cdot k$$

(Gleichung 202)

t [s] Rücksetzzeit (in Sekunden)

k eingestellter *Zeitmultiplikator*

I gemessener Strom

I> eingestellter *Anregewert*

Tabelle 1010: Koeffizienten für AMZ-Rücksetzverzögerungszeit-Kennlinien nach ANSI

Kurvenname	D
(1) ANSI extrem invers	29.1
(2) ANSI stark invers	21.6
(3) ANSI normal invers	0.46
(4) ANSI mäßig invers	4.85
(6) Langzeit extrem invers	30
(7) Langzeit sehr invers	13.46
(8) Langzeit invers	4.6

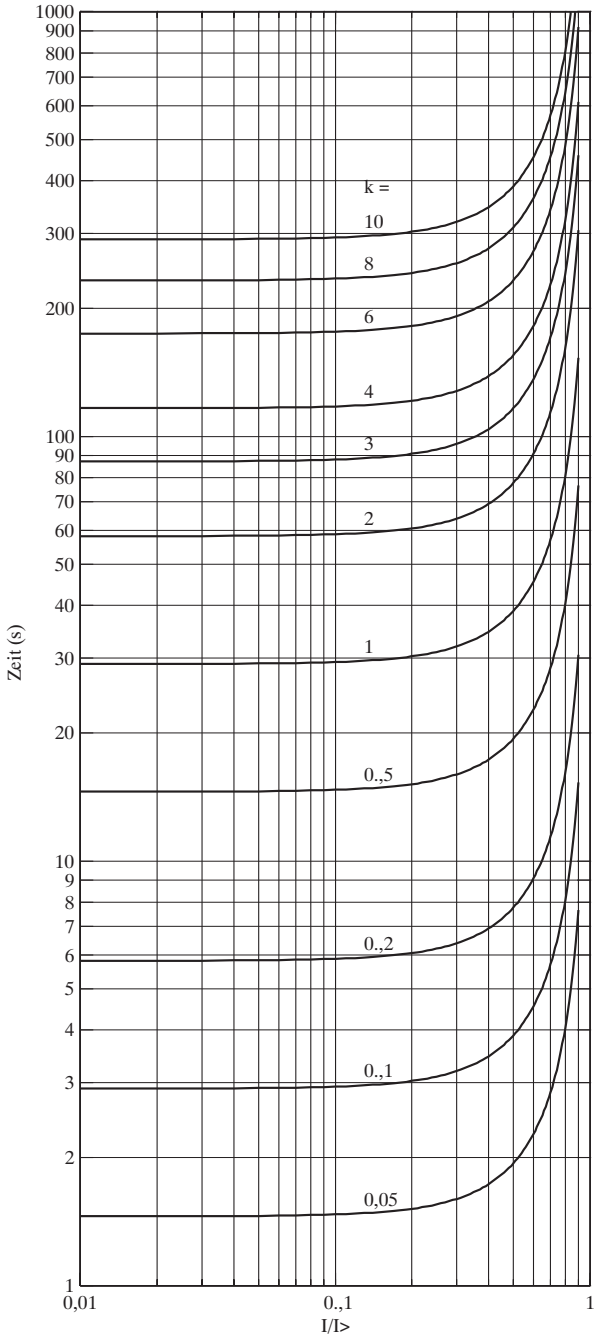


Abb. 608: Rücksetzzeit-Kennlinie ANSI extrem invers

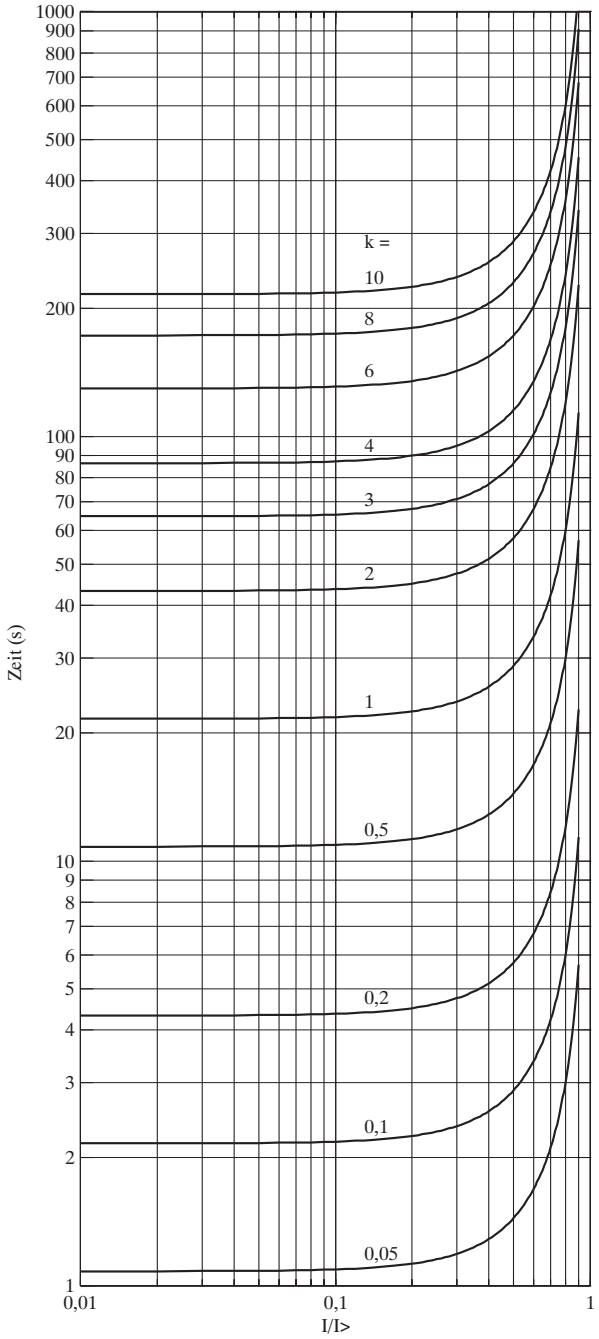


Abb. 609: Rücksetzzeit-Kennlinie ANSI stark invers

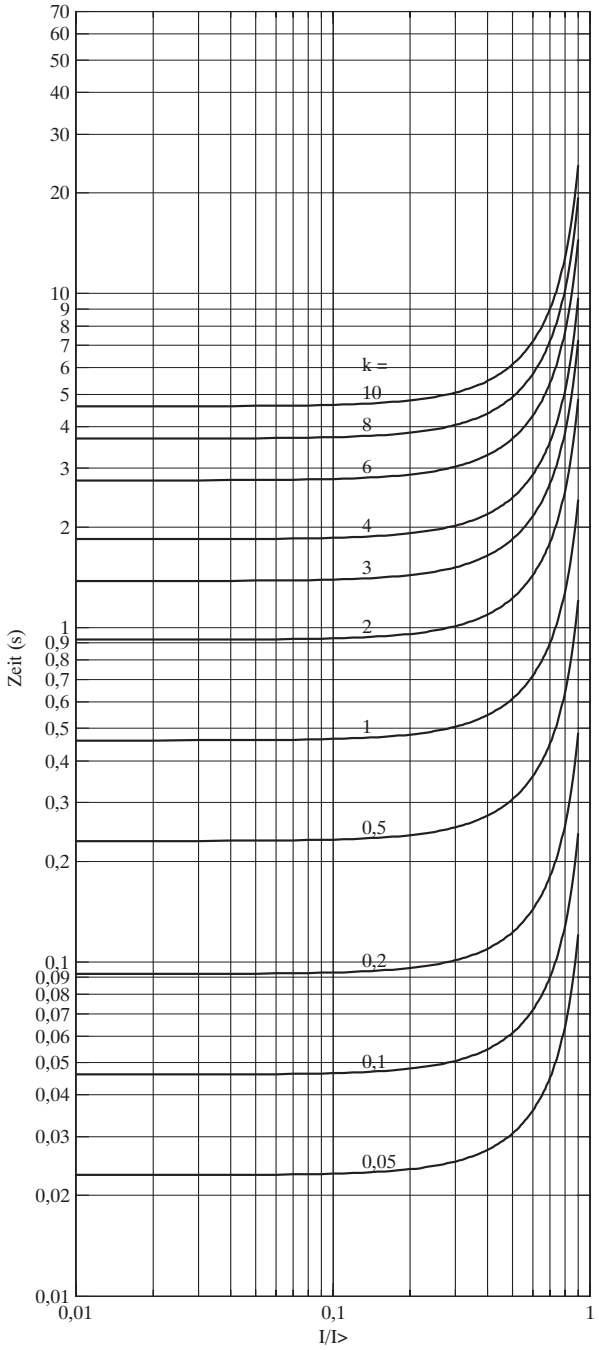


Abb. 610: Rücksetzzeit-Kennlinie ANSI normal invers

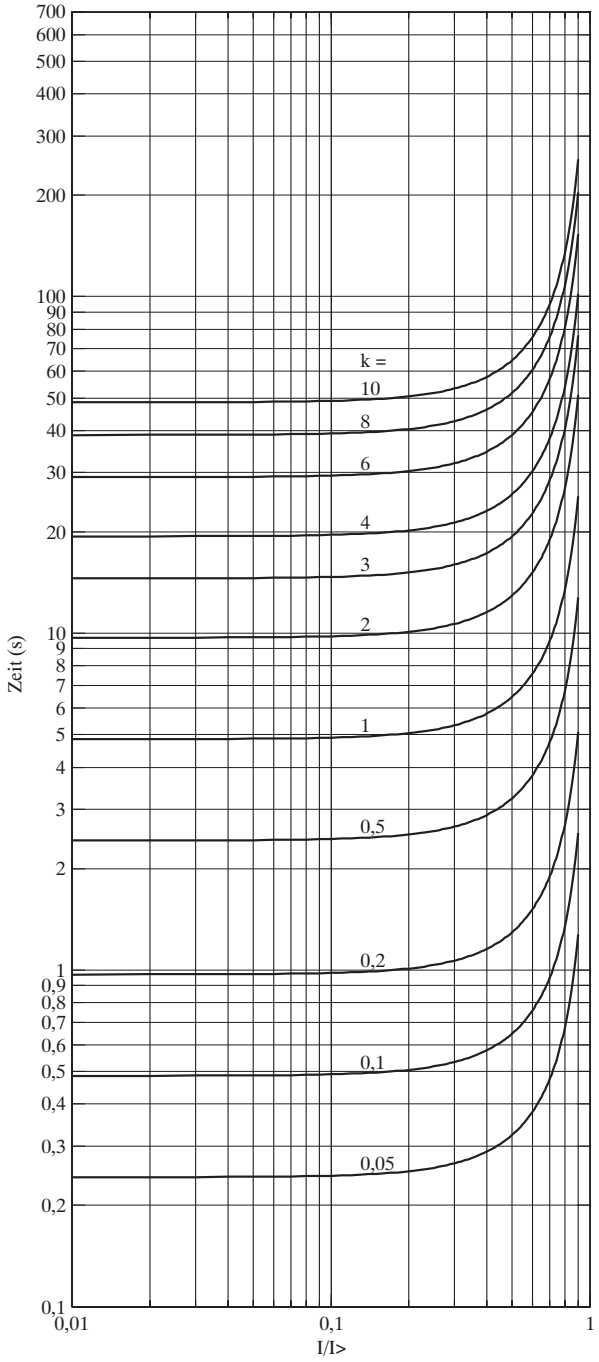


Abb. 611: Rücksetzzeit-Kennlinie ANSI mäßig invers

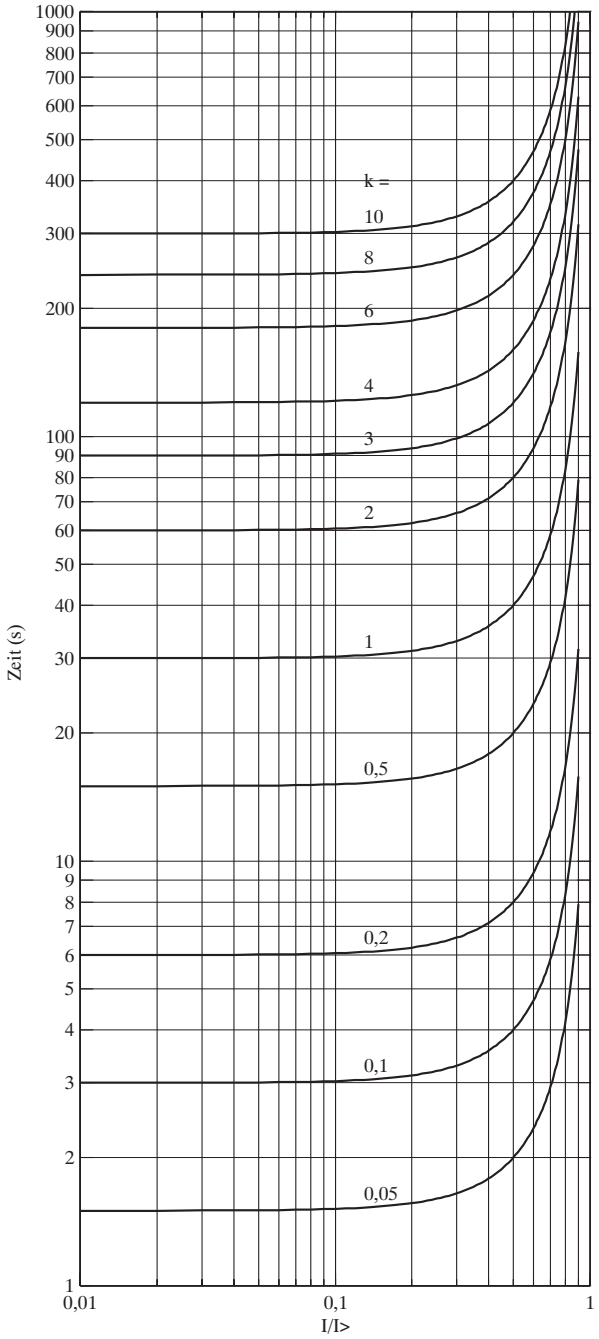


Abb. 612: Rücksetzzeit-Kennlinie ANSI langzeitig extrem invers

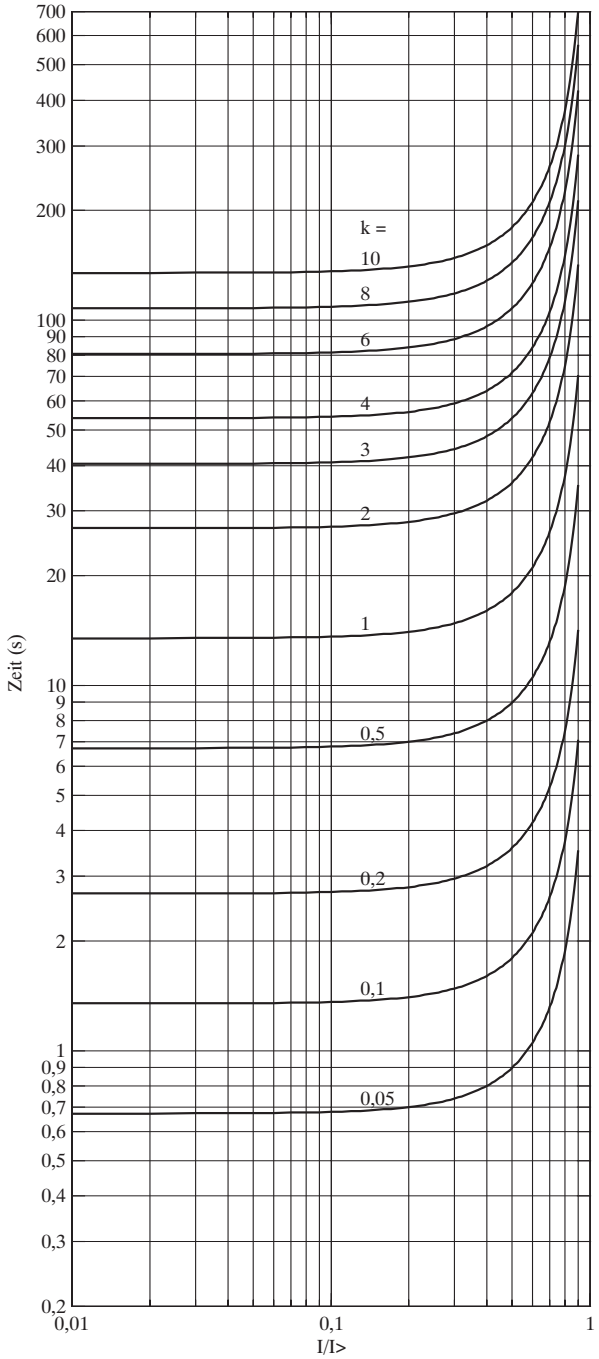


Abb. 613: Rücksetzzeit-Kennlinie ANSI langzeitig sehr invers

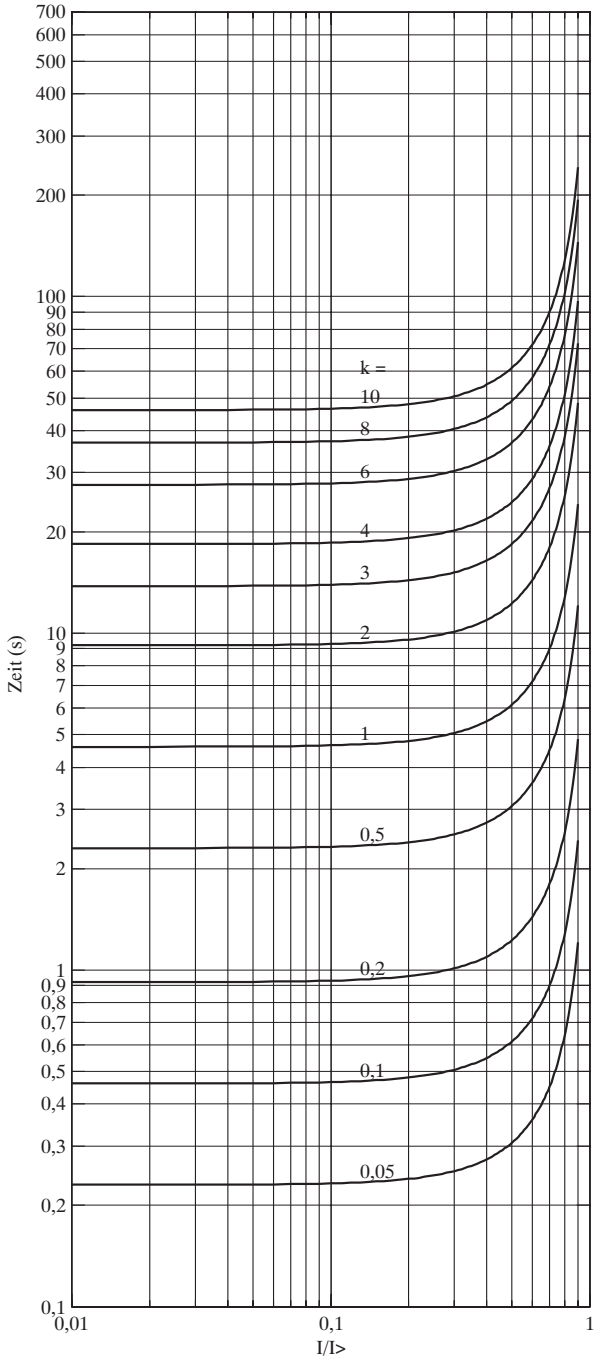


Abb. 614: Rücksetzzeit-Kennlinie ANSI langzeitig invers

Das Zurücksetzen mit inverser Verzögerungszeit ist nicht verfügbar für IEC-konforme AMZ-Kurven.

Benutzerprogrammierbare inverse Rücksetzverzögerung

Der Benutzer kann die inverse Rücksetzzeitverzögerung mithilfe folgender Formel unter Verwendung des eingegebenen *Kurvenparameters D* festlegen.

$$t[s] = \left(\frac{D}{\left(\frac{I}{I>} \right)^2 - 1} \right) \cdot k$$

(Gleichung 203)

t [s]	Rücksetzzeit (in Sekunden)
k	eingestellter *Zeitmultiplikator*
D	eingestellter *Kurvenparameter D*
I	gemessener Strom
I>	eingestellter *Anregewert*

11.2.3 Einfrieren des Inverszeitgebers

Wenn der Eingang BLOCK aktiv ist, wird der interne Wert des Zeitzählers eingefroren. Er behält den Wert bei, der kurz vor dem Einfrieren bestand. Das Einfrieren des Zeitzählers wird dann gewählt, wenn der Benutzer nicht wünscht, dass der Zähler weiter zählt oder zurückgesetzt wird. Dies kann beispielsweise erforderlich sein, wenn die inverse Zeitfunktion eines Schutzgeräts blockiert werden muss, um aufgrund der Selektivität den zeitunabhängigen Überstromschutz Betrieb eines anderen Schutzgeräts zu ermöglichen, insbesondere beim Einsatz unterschiedlicher Gerätetechniken (alte und neue Geräte).

Der ausgewählte Blockiermodus ist "Zeitgeber einfrieren".

Durch die Aktivierung des Eingangs BLOCK wird auch der Mindestverzögerungswert des Zeitgebers erhöht.

Die Aktivierung des Eingangs BLOCK allein hat keine Auswirkungen auf den Betrieb des Ausgangs ANR (Anregung). Er wird immer noch dann aktiv, wenn der Strom höher ist als der eingestellte *Anregewert* wird, und inaktiv, wenn der Strom unter den eingestellten *Anregewert* fällt und die eingestellte *Rückfallzeitverzögerung* abgelaufen ist.

11.3 Spannungsabhängige Charakteristik (IDMT)

11.3.1 IDMT-Kurven für Überspannungsschutz

In Inverszeit-Modi ist die Auslösezeit abhängig vom momentanen Spannungswert, je höher die Spannung, desto kürzer die Auslösezeit. Die Auslösezeitberechnung oder -integration setzt umgehend ein, wenn die Spannung den vorgegebenen *Anregewert* überschreitet, und der Ausgang ANREGUNG wird aktiviert.

Der Ausgang AUSLÖSUNG des Bauteils wird aktiviert, wenn die kumulative Summe des Integrators, der die Überspannungssituation berechnet, den durch den Inverszeitmodus vorgegebenen Wert überschreitet. Der eingestellte Wert hängt vom ausgewählten Kurventyp und von den verwendeten Einstellungen ab. Der Anwender legt die Kurvenskalierung mit der Einstellung *Zeitmultiplikator* fest.

Die Einstellung *Minimale Auslösezeit* legt die minimale Auslösezeit für den IDMT-Modus fest, d.h. es besteht die Möglichkeit, die IDMT-basierte Auslösezeit zu begrenzen, damit sie nicht zu kurz wird. Zum Beispiel:

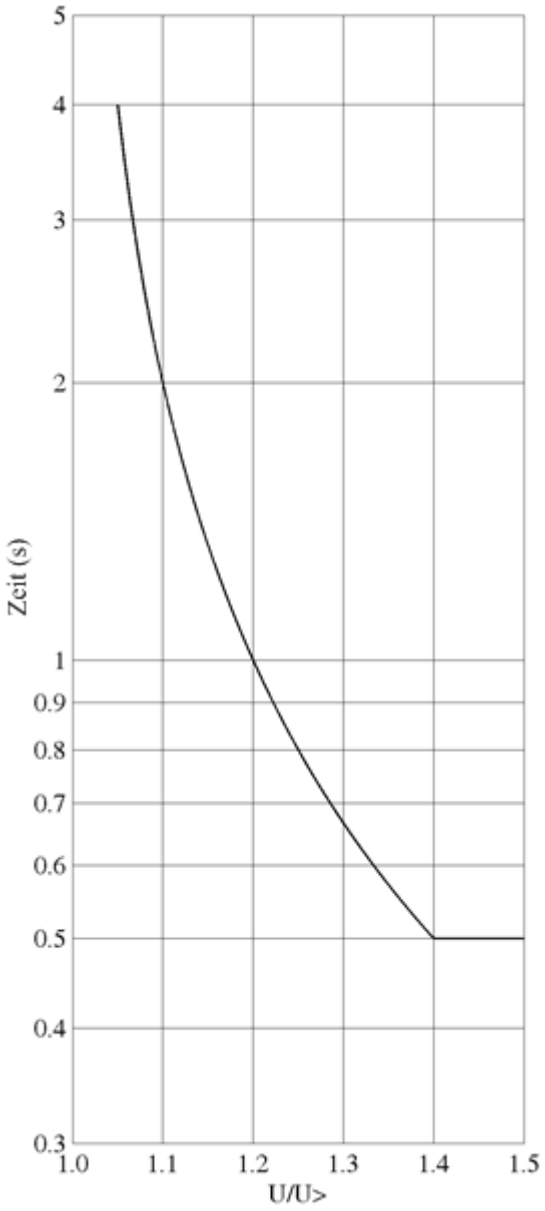


Abb. 615: Auslösezeitkurve basierend auf einer IDMT-Kennlinie mit einer Minimalen Auslösezeit von 0,5 Sekunden

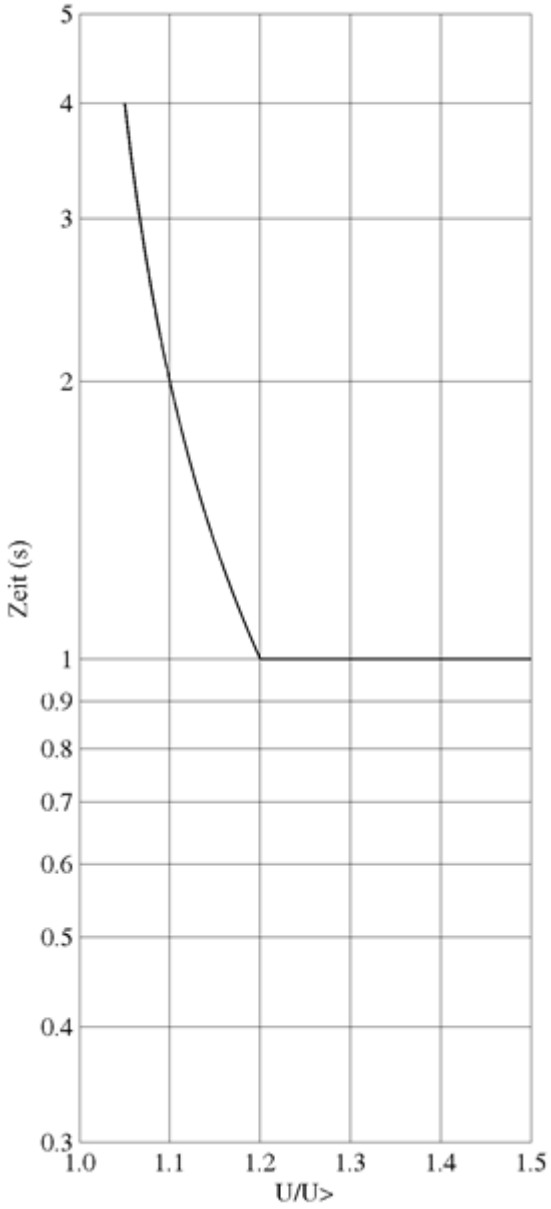


Abb. 616: Auslösezeitkurve basierend auf einer IDMT-Kennlinie mit einer Minimalen Auslösezeit von 1 Sekunden

11.3.1.1 Standardisierte Inverszeit-Kennlinien für Überspannungsschutz

Die Auslösezeiten für die Standard-Überspannungs-IDMT-Kurven werden durch die Koeffizienten A, B, C, D und E festgelegt.

Die inverse Auslösezeit kann mithilfe folgender Formel berechnet werden:

$$t\left[s\right] = \frac{k \cdot A}{\left(B \times \frac{U - U>}{U>} - C\right)^{E}} + D$$

(Gleichung 204)

t [s] Auslösezeit in Sekunden

U Messspannung

U> der eingestellte *Anregewert*

k der eingestellte *Zeitmultiplikator*

Tabelle 1011: Kurvenkoeffizienten für die standardisierten Überspannungs-IDMT-Kurven

Kurvenname	A	B	C	D	E
(17) Inverse Kurve A	1	1	0	0	1
(18) Inverse Kurve B	480	32	0.5	0.035	2
(19) Inverse Kurve C	480	32	0.5	0.035	3

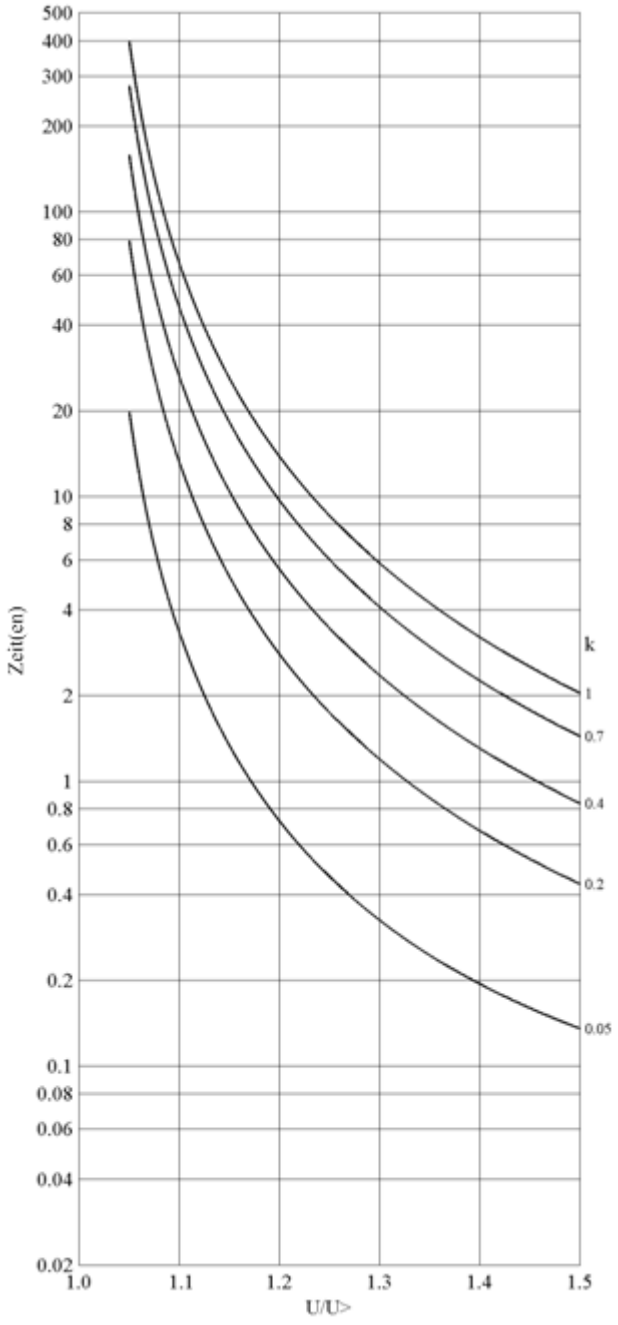


Abb. 617: Überspannungsschutz-Kennlinie, inverse Kurve A

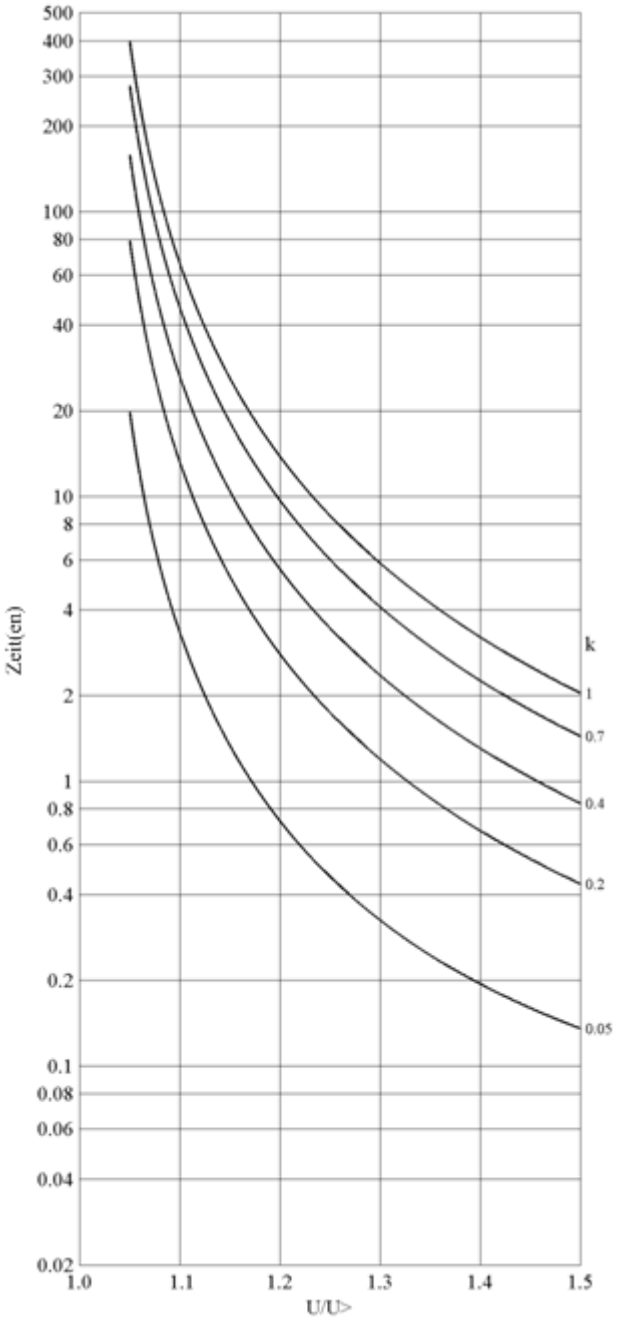


Abb. 618: Überspannungsschutz-Kennlinie, inverse Kurve B

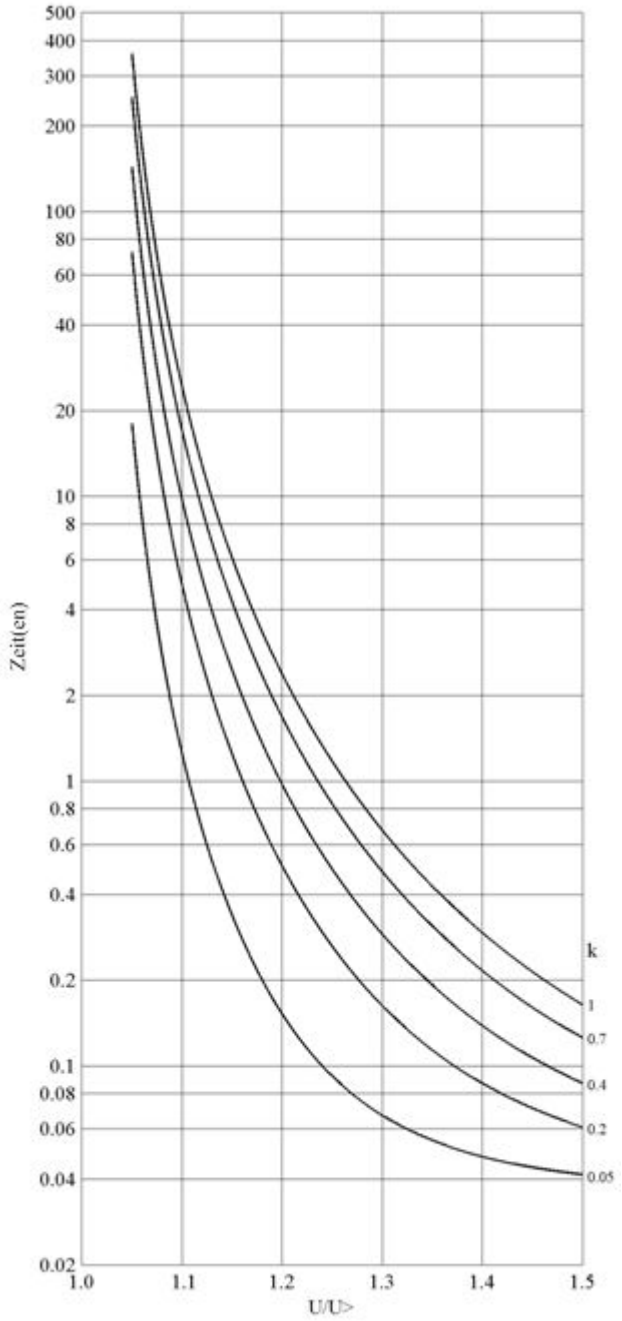


Abb. 619: Überspannungsschutz-Kennlinie, inverse Kurve C

11.3.1.2 Anwenderprogrammierbare Inverszeit-Kennlinien für Überspannungsschutz

Der Anwender kann die Kurven definieren, indem er die Parameter für die Standardformel vorgibt:

$$t\left[s\right] = \frac{k \cdot A}{\left(B \times \frac{U - U>}{U>} - C\right)^{E}} + D$$

(Gleichung 205)

t [s] Auslösezeit in Sekunden
A der eingestellte *Kurvenparameter A*
B der eingestellte *Kurvenparameter B*
C der eingestellte *Kurvenparameter C*
D der eingestellte *Kurvenparameter D*
E der eingestellte *Kurvenparameter E*
U Messspannung
U> der eingestellte *Anregewert*
k der eingestellte *Zeitmultiplikator*

11.3.1.3 Sättigung der IDMT-Kurven für Überspannungsschutz

Im Betriebsmodus IDMT-Überspannung startet die Integration der Auslösezeit erst dann, wenn die Spannung höher ist als der *Anregewert*. Um die Unstetigkeit der Kurve wiederzugeben, wird ein spezifischer Parameter zur Sättigung der Gleichung bei einem festgelegten Wert verwendet. Diesem Parameter entspricht die Einstellung *Curve Sat Relative*, die in Prozent des *Anregewerts* angegeben wird. Der Funktionswert der Kennlinie wird z.B. in den Kurvengleichungen B und C dadurch gesättigt, dass die Gleichung, wenn die Eingangsspannungen im Bereich zwischen dem *Anregewert* und *Curve Sat Relative* in Prozent über dem *Anregewert* liegen, den Wert *Anregewert* * (1,0 + *Curve Sat Relative* / 100) für die Messspannung verwendet. Obwohl die Kurve A keine Unstetigkeiten aufweist, wenn das Verhältnis U/U> größer als eins ist, wird auch in diesem Fall *Curve Sat Relative* gesetzt. Die Einstellung *Curve Sat Relative* für die Kurven A, B und C beträgt 2,0 %. Allerdings ist zu beachten, dass der Anwender bei Verwendung der programmierbaren Kurvengleichung die Kurve im Hinblick auf darin vorhandene Unstetigkeiten sorgfältig berechnen muss. Der Einstellwert *Curve Sat Relative* stellt einen zusätzlichen Freiheitsgrad zur Verschiebung der inversen Kurve auf der Spannungsverhältnis-Achse dar. Er legt die maximale Auslösezeit für die IDMT-Kurve effektiv fest, weil die Auslösezeit für die von dieser Einstellung betroffenen Werte des Spannungsverhältnisses fest ist, d.h. es handelt sich um eine Zeitvorgabe, die nur noch von den Parametern und nicht mehr von der Spannung abhängt.

11.3.2 IDMT-Kurven für Unterspannungsschutz

In Inverszeit-Modi ist die Auslösezeit abhängig vom momentanen Spannungswert, je niedriger die Spannung, desto kürzer die Auslösezeit. Die Auslösezeitberechnung oder -integration setzt umgehend ein, wenn die Spannung den vorgegebenen *Anregewert* unterschreitet, und der Ausgang `ANREGUNG` wird aktiviert.

Der Ausgang AUSLÖSUNG des Bauteils wird aktiviert, wenn die kumulative Summe des Integrators, der die Unterspannungssituation berechnet, den durch den Inverszeitmodus vorgegebenen Wert überschreitet. Der eingestellte Wert hängt vom ausgewählten Kurventyp und von den verwendeten Einstellungen ab. Der Anwender legt die Kurvenskalierung mit der Einstellung *Zeitmultiplikator* fest.

Die Einstellung *Minimale Auslösezeit* legt die für den IDMT-Modus mögliche minimale Auslösezeit fest. Zum Setzen eines Wertes für diesen Einstellwert sollte der Anwender die jeweilige IDMT-Kurve sorgfältig prüfen.

11.3.2.1 Standardisierte Inverszeit-Kennlinien für Unterspannungsschutz

Die Auslösezeiten für die Standard-Unterspannungs-IDMT-Kurven werden durch die Koeffizienten A, B, C, D und E festgelegt.

Die inverse Auslösezeit kann mithilfe folgender Formel berechnet werden:

$$t\left[s\right] = \frac{k \cdot A}{\left(B \times \frac{U < -U}{U <} - C\right)^{E}} + D$$

(Gleichung 206)

t [s]	Auslösezeit in Sekunden
U	Messspannung
U<	der eingestellte *Anregewert*
k	der eingestellte *Zeitmultiplikator*

Tabelle 1012: Kurvenkoeffizienten für standardisierte Unterspannungs-IDMT-Kurven

Kurvenname	A	B	C	D	E
(21) Inverse Kurve A	1	1	0	0	1
(22) Inverse Kurve B	480	32	0.5	0.055	2

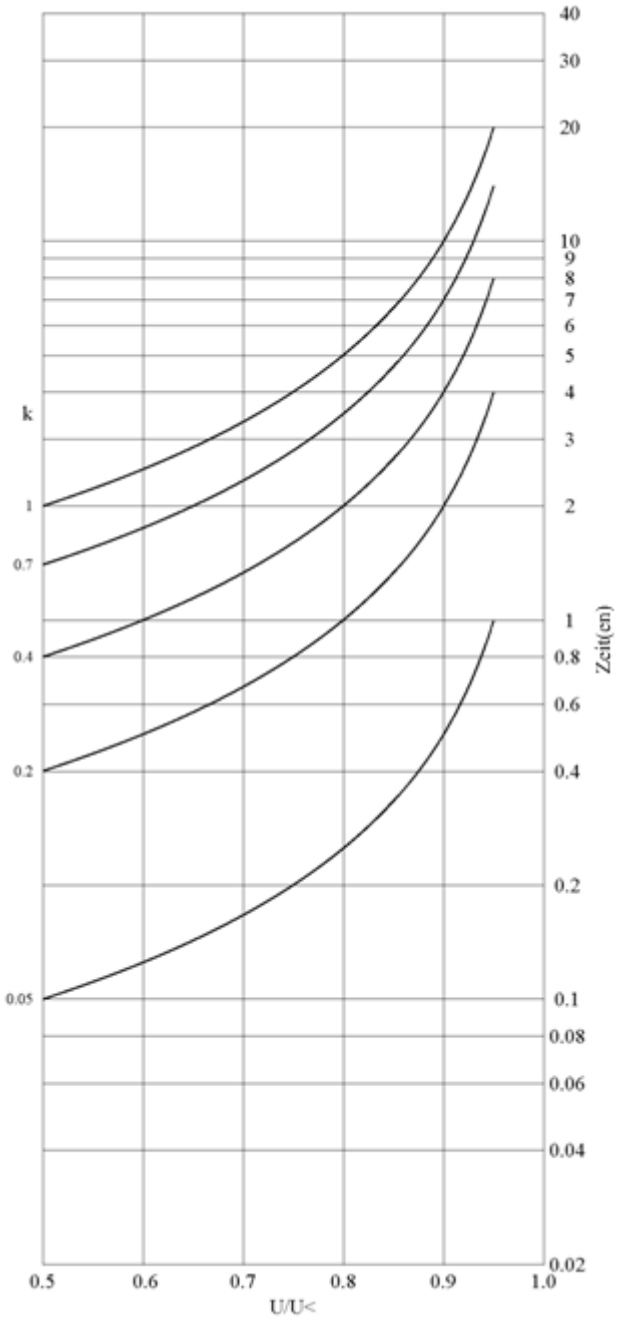


Abb. 620: : Unterspannungsschutz-Kennlinie, inverse Kurve A

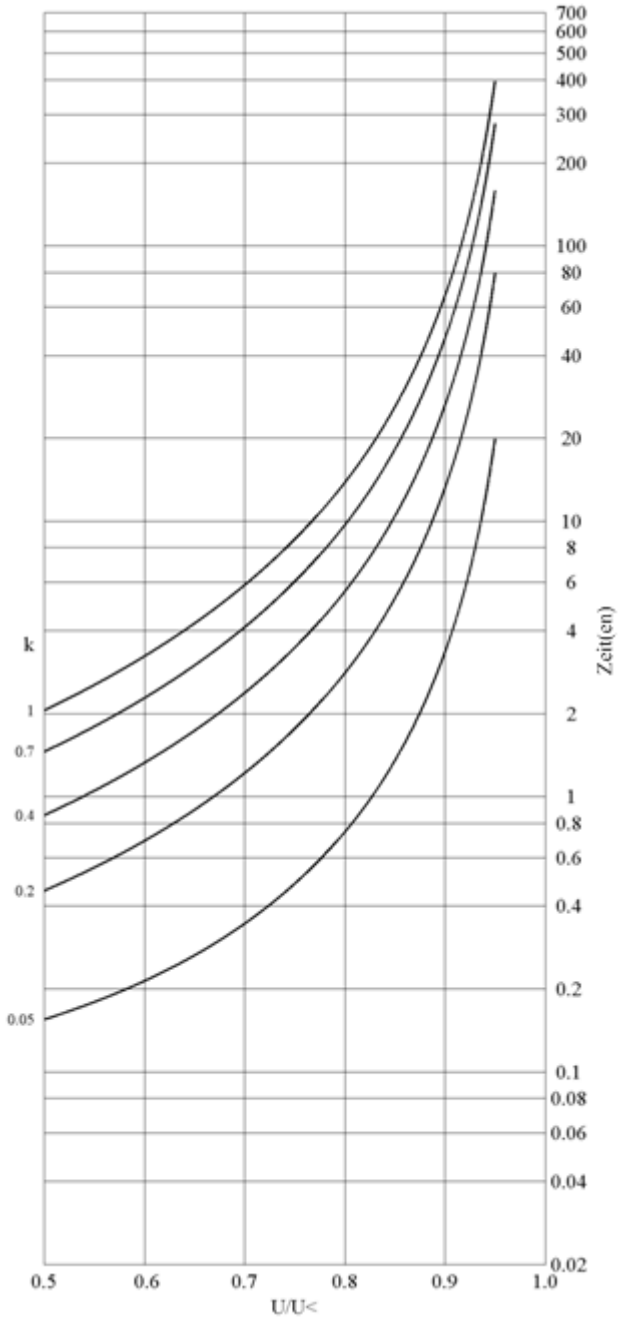


Abb. 621: Unterspannungsschutz-Kennlinie, inverse Kurve B

11.3.2.2 Anwenderprogrammierbare Inverszeit-Kennlinien für Unterspannungsschutz

Der Anwender kann Kurven definieren, indem er Parameter für die Standardformel vorgibt:

$$t\left[s\right] = \frac{k \cdot A}{\left(B \times \frac{U < -U}{U <} - C\right)^{E}} + D$$

(Gleichung 207)

t [s] Auslösezeit in Sekunden
A der eingestellte *Kurvenparameter A*
B der eingestellte *Kurvenparameter B*
C der eingestellte *Kurvenparameter C*
D der eingestellte *Kurvenparameter D*
E der eingestellte *Kurvenparameter E*
U Messspannung
U< der eingestellte *Anregewert*
k der eingestellte *Zeitmultiplikator*

11.3.2.3 Sättigung der IDMT-Kurven für Unterspannungsschutz

Im Betriebsmodus IDMT-Unterspannung startet die Integration der Auslösezeit erst dann, wenn die Spannung unter den *Anregewert* fällt. Um die Unstetigkeit der Kurve wiederzugeben, wird ein spezifischer Parameter zur Sättigung der Gleichung bei einem festgelegten Wert verwendet. Diesem Parameter entspricht die Einstellung *Curve Sat Relative*, die in Prozent des *Anregewerts* angegeben wird. Der Funktionswert der Kennlinie wird z.B. in den Kurvengleichungen B und C dadurch gesättigt, dass die Gleichung, wenn die Eingangsspannungen im Bereich zwischen dem *Anregewert* und *Curve Sat Relative* in Prozent unter dem *Anregewert* liegen, den Wert *Anregewert* * (1.0 - *Curve Sat Relative* / 100) für die Messspannung verwendet. Obwohl die Kurve A keine Unstetigkeiten aufweist, wenn das Verhältnis U/U> größer als eins ist, wird auch in diesem Fall *Curve Sat Relative* gesetzt. Die Einstellung *Curve Sat Relative* für die Kurven A, B und C beträgt 2,0 %. Allerdings ist zu beachten, dass der Anwender bei Verwendung der programmierbaren Kurvengleichung die Kurve im Hinblick auf darin vorhandene Unstetigkeiten sorgfältig berechnen muss. Der Einstellwert *Curve Sat Relative* stellt einen zusätzlichen Freiheitsgrad zur Verschiebung der inversen Kurve auf der Spannungsverhältnis-Achse dar. Er legt die maximale Auslösezeit für die IDMT-Kurve effektiv fest, weil die Auslösezeit für die von dieser Einstellung betroffenen Werte des Spannungsverhältnisses fest ist, d.h. es handelt sich um eine Zeitvorgabe, die nur noch von den Parametern und nicht mehr von der Spannung abhängt.

11.4 Frequenzmessung und Schutz

Alle Funktionsblöcke, bei denen die Frequenz als Eingangssignal verwendet wird, verfügen über die gemeinsamen Merkmale, welche mit dem Frequenzmessalgorithmus in Verbindung stehen. Die Frequenzschätzung erfolgt anhand eines Leiters (Leiter-Leiter-Spannung oder Leiterspannung) oder anhand des

Mitsystems (PPS). Bei Spannungsgruppen mit dreiphasigen Eingängen wird PPS als Quelle verwendet. Der Frequenzmessbereich reicht von 0,6 bis 1,5 × f_r. (Für REG615 geht der Bereich von 0,2 bis 104 × f_r, wenn die *Frequenzanpassung* aktiviert ist.) Der df/dt Messbereich beginnt immer bei 0,6 × f_r. Überschreitet die Frequenz diese Grenzwerte, gilt sie als außerhalb des Wertebereiches und ein Mindestwert oder maximaler Wert wird entsprechend als Messwert mit Informationen zur benötigten Qualität herangezogen. Die Frequenzschätzung benötigt 160 ms zur Stabilisierung nach einem Signal von schlechter Qualität. So kommt aufgrund der schlechten Qualität eine Verzögerung von 160 ms zur Übertragung hinzu. Die schlechte Signalqualität kann folgende Gründe haben:

- Die Quellenspannung liegt unter 0,02 × U_r bei f_r.
- Die Kurvenform der Quellenspannung ist unterbrochen.
- Die Änderungsgeschwindigkeit der Frequenz der Quellenspannung überschreitet 15 Hz/s (einschließlich schrittweiser Frequenzänderungen).

Besteht eine schlechte Signalqualität, wird der Wert der Nennfrequenz oder der Nullfrequenz (je nach Wert der Einstellung *Def frequency Sel*) mit Informationen zur benötigten Qualität in der Messwerte-Ansicht angezeigt. Die Frequenzschutzfunktionen werden bei schlechter Qualität blockiert, sodass die Zeitgeber und Funktionsausgänge zurückgesetzt werden. Liegt die Frequenz außerhalb des Einstellbereichs des Funktionsblocks, aber innerhalb des Messbereichs, sind die Schutzblockierungen aktiv. Die Ausgänge `AUSLÖSUNG` bleiben jedoch blockiert, bis die Frequenz wieder in einem gültigen Bereich liegt.

11.5 Frequenzanpassung und Generatoranlaufschutz

Die Frequenzanpassung ermöglicht einen empfindlichen und selektiven Schutz beim Anlaufen und Abschalten des Generators, wenn gleichzeitig eine niedrige Frequenz und eine niedrige Spannungsamplitude vorhanden sind. Eine empfindliche Schutzfunktion wird z. B. benötigt, weil der Fehlerstrompegel in Generator-internen Fehlern beim Anlaufen oder Abschalten (wenn keine Felderregung vorhanden ist) den Bemessungsstrompegel nicht überschreiten darf. Die nur in REG615 verfügbare Frequenzanpassung kann über die Einstellung *Frequenzanpassung* aktiviert werden. Wenn ausgewählt, wird der Betriebsbereich der Messungen des Geräts auf 0,2 bis 1,5 xFn (10 bis 75 Hz, wenn *Bemessungsfrequenz* = 50 Hz bzw. 12 bis 90 Hz, wenn *Bemessungsfrequenz* = 60 Hz) erweitert.

Die Frequenzanpassung nutzt die Mitsystemspannung in der Frequenzverfolgung für die Anpassung der Genauigkeit der DFT-, RMS-, Peak-to-Peak- und Peak-Messungen der Strom- und Spannungseingänge und verwendet hierfür die verfolgte Frequenz im Betriebsbereich von 0,2 bis 1,5 xFn. Die Frequenzanpassung startet, wenn der Pegel der Mitsystemspannung am Generatoranschluss 0,04 xUn (Mindestpegel) überschreitet. Da der Spannungseingang der Sammelschienenspannung U12b der Funktion der Synchronkontrollautomatik

(SECRSYN) immer die *Bemessungsfrequenz* erwartet, ist die Frequenzanpassung für diesen Eingang nicht anwendbar.

Wenn die Mitsystemspannung am Generatoranschluss unter dem Mindestpegel liegt, kann das Gerät die Frequenzanpassung nicht aufrechterhalten. Die nicht-adaptive Situation wird vom Ausgang FRQ_ADP_FAIL der Schutzfunktion angezeigt. Die verfolgte Frequenz wird drei Sekunden lang gespeichert, bis der Ausgang FRQ_ADP_FAIL aktiviert ist und der Wert für *Bemessungsfrequenz* erwartet wird. Der Ausgang FRQ_ADP_FAIL kann bei Bedarf in der Anwendungskonfiguration verwendet werden.

Es ist davon auszugehen, dass die Auslösegenauigkeit der Schutzfunktionen im Bereich von 0,2 bis 1,5 xFn den technischen Daten entspricht, die für jede Funktion separat angegeben sind. Die in den technischen Daten angegebenen Werte für Auslösegenauigkeit und Rücksetzzeiten gelten nur für den für jede Funktion angegebenen Frequenzbereich. Tabelle 1013 enthält Beispiele für typische Auslösezeiten bei niedrigen Frequenzen.

Tabelle 1013: Beispiele für die Schutzauslösezeit bei niedriger Frequenz

Funktion	Charakteristik	Wert[1)]
PHLPTOC, PHHPTOC	*Auslöseverzögerung* = 40 ms I_{Fehler} = 1,1 × eingestellter Wert *Startwert*, 10 Hz *Messmodus* = “RMS” oder “DFT” *Messmodus* = “Peak-to-Peak”	 Üblicherweise 130 ms Üblicherweise 110 ms
	Auslöseverzögerung = 40 ms I_{Fehler} = 2,0 × eingestellter Wert *Startwert*, 12 Hz *Messmodus* = “DFT”	 Üblicherweise 85 ms
	Auslöseverzögerung = 40 ms I_{Fehler} = 2,0 × eingestellter Wert *Startwert*, 20 Hz *Messmodus* = “DFT”	 Üblicherweise 70 ms
PHIPTOC	*Auslöseverzögerung* = 20 ms *Messmodus* = “P-to-P+backup” I_{Fehler} = 1,1 × eingestellter Wert *Startwert*, 10 Hz I_{Fehler} = 2,0 × eingestellter Wert *Startwert*, 10 Hz	 Üblicherweise 45 bis 100 ms Üblicherweise 20 bis 40 ms
DEFLPDEF, DEFHPDEF	*Auslöseverzögerung* = 50 ms I_{Fehler} = 2,0 × eingestellter Wert *Startwert*, 10 Hz *Messmodus* = “DFT”	 Üblicherweise 110 ms
EFHPTOC	*Auslöseverzögerung* = 40 ms I_{Fehler} = 2,0 × eingestellter Wert *Startwert*, 10 Hz *Messmodus* = “DFT”	 Üblicherweise 100 ms
MPDIF	Stufe (vorbestromt) I_{Fehler} = 1,5 × eingestellter Wert *Unterer Auslösewert*, 10 Hz	 Üblicherweise 90 bis 120 ms
	Unverzögerte, hoch eingestellte Stufe I_{Fehler} = 1,5 × eingestellter Wert *Oberer Auslösewert*, 10 Hz	 Üblicherweise 70 bis 95 ms

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Funktion	Charakteristik	Wert[1)]
H3EFPSEF	*Auslöseverzögerung* = 20 ms U_{Fehler} = 1,1 × Vorspannung der 3. Oberschwingung, 10 Hz U_{Fehler} = 1,1 × Vorspannung der 3. Oberschwingung, 20 Hz	 Üblicherweise 55 ms Üblicherweise 40 ms
ROVPTOV	*Auslöseverzögerung* = 40 ms I_{Fehler} = 1,1 × eingestellter Wert *Startwert*, 10 Hz I_{Fehler} = 2,0 × eingestellter Wert *Startwert*, 10 Hz	 Üblicherweise 135 ms Üblicherweise 95 ms
PHPTOV	*Auslöseverzögerung* = 40 ms I_{Fehler} = 1,1 × eingestellter Wert *Startwert*, 10 Hz I_{Fehler} = 2,0 × eingestellter Wert *Startwert*, 10Hz	 Üblicherweise 105 ms Üblicherweise 65 ms
OEPVPH	*Auslöseverzögerung* = 200 ms Spannungsänderung, 11 Hz	 Üblicherweise 240 ms

1) Anliegende Spannungen, vor dem Fehlerzustand. Inklusive Verzögerung des Ausgangskontakts

Die Frequenzanpassung hängt vom Vorhandensein der Spannungen ab. Der Generatoranlaufschutz kann auch durch Verwendung des Messmodus Wide Peak-to-Peak (funktionsbereit ab 2 Hz) mit dem zugehörigen zeitverzögerten Leiter-Überstromschutz (I>) (PHLPTOC) ausgeweitet werden. Bevor der Generator durch Schließen des Leistungsschalters mit dem übrigen Netz verbunden wird, ist die zugehörige zeitverzögerte Leiter-Überstromschutzfunktion (I>) entweder zu blockieren oder ihr Startwert ist zu erhöhen, da die Einstellung *Startwert* in der Regel unter dem Bemessungsstrom liegt.

11.6 Messmodi

In vielen strom- oder spannungsabhängigen Funktionsbausteinen gibt es verschiedene alternative Messprinzipien:

- RMS
- Grundwert (DFT), eine numerisch berechnete Fundamentalkomponente des Signals
- Peak-to-Peak
- Peak-to-Peak mit Peak-Backup
- Wide Peak-to-Peak (REG615 Standardkonfigurationen C und D)

Somit kann der Messmodus je nach Anwendung ausgewählt werden.

In extremen Fällen, z.B. bei hohem Überstrom oder Oberschwingungs-Gehalt, verhalten sich die Messmodi geringfügig anders. Die Arbeitsgenauigkeit ist innerhalb des Frequenzbereichs f/fr=0,95...1,05 definiert. Bei Peak-to-Peak- oder RMS-Messmodi werden die Oberschwingungen der Leiterströme nicht unterdrückt, während bei der Messung der Fundamentalfrequenz die Oberschwingungen im

Frequenzbereich von f= n x fr, n = 2, 3, 4, 5, ..., um mindestens -50 dB unterdrückt sind.

RMS

Das RMS-Messprinzip wird durch Verwendung des Werts "RMS" für die Einstellung *Messmodus* ausgewählt. Der Effektivwert enthält sowohl AC- als auch DC-Komponenten. Die AC-Komponente ist der effektive Durchschnittswert aus den positiven und negativen Spitzenwerten. RMS wird für Anwendungen verwendet, bei denen der Effekt der DC-Komponente berücksichtigt werden muss.

Der Effektivwert wird mit folgender Formel berechnet:

$$I_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} I_i^2}$$

(Gleichung 208)

n Die Anzahl der Messpunkte in einem Berechnungszyklus

I_i Der gemessene Wert des Stroms

DFT

Das DFT-Messprinzip wird durch Verwendung des Werts "DFT" für die Einstellung *Messmodus* ausgewählt. Im DFT-Modus wird die Hauptfrequenzkomponente des Messsignals numerisch aus den Messpunkten berechnet. Bei manchen Anwendungen kann es z.B. schwierig sein, ausreichend empfindliche Einstellungen und Betriebsgenauigkeit für die niedrige Stufe zu erzielen. Ursache hierfür kann eine beträchtliche Zahl von Oberschwingungen der primärseitigen Ströme sein. In einem solchen Fall kann der Betrieb nur auf Basis der Hauptfrequenzkomponente des Stroms erfolgen. Darüber hinaus sind im DFT-Modus die Anforderungen an die Stromwandler etwas höher als im Peak-to-Peak-Modus, wenn er bei hohen und verzögerungsfreien Stufen verwendet wird.

Peak-to-Peak

Das DFT-Messprinzip wird durch Verwendung des Werts "Peak-to-Peak" für die Einstellung *Messmodus* ausgewählt. Dies ist der schnellste Messmodus, in dem die Messgröße durch die Berechnung des Durchschnitts aus den positiven und negativen Spitzenwerten ermittelt wird. Die DC-Komponente ist nicht enthalten. Die Verzögerungszeit ist kurz. Die Dämpfung der Oberschwingungen ist ziemlich niedrig und praktisch bestimmt durch die Kennlinien der Antialiasing-Filter der Eingänge des Schutzgeräts. Daher wird dieser Modus in der Regel bei hohen und verzögerungsfreien Stufen verwendet, bei denen die Unterdrückung der Oberschwingungen nicht von zentraler Bedeutung ist. Darüber hinaus ermöglicht der Peak-to-Peak-Modus eine erhebliche Sättigung der Stromwandler, ohne die Betriebsleistung zu beeinträchtigen.

Peak-to-Peak mit Peak-Backup

Das Messprinzip Spitzenwert mit Spitzenwert-Puffer wird durch Verwendung des Werts "Peak-to-Peak+Puffer" für die Einstellung *Messmodus* ausgewählt. Dieser Modus ist dem Peak-to-Peak-Modus ähnlich, mit dem Unterschied, dass er um einen Spitzenwert-Datenpuffer erweitert ist. Im Modus Peak-to-Peak mit Spitzenwert-Puffer startet die Funktion unter zwei Bedingungen: der Peak-to-Peak-Wert ist größer als der eingestellte Startstrom oder der (einfache) Spitzenwert ist mehr als doppelt so hoch wie der eingestellte *Anregewert*. Der Spitzenwert-Puffer wird nur dann aktiviert, wenn die Funktion im unabhängigen Zeitmodus bei hohen oder verzögerungsfreien Stufen für schnelleren Betrieb verwendet wird.

Wide Peak-to-Peak

Der Messmodus Wide Peak-to-Peak ist nur im zeitverzögerten Leiter-Überstromschutz (I>) PHLPTOC in den REG615 Standardkonfigurationen C und D verfügbar. Das Messprinzip Wide Peak-to-Peak ist in Produkten verfügbar, bei denen der Überstromschutz beim Anlaufen und Abschalten des Generators bereits bei einer niedrigen Frequenz von 2 Hz auslösen muss. Das Wide Peak-to-Peak-Messprinzip wird durch Verwendung des Wertes "Wide P-to-P" für die Einstellung *Messmodus* ausgewählt.

Der Messmodus berechnet den Durchschnitt aus den positiven und negativen Spitzenwerten über das 500 ms große Messfenster, unabhängig vom Wert der Einstellung *Frequenzanpassung*. Aufgrund der Länge des Messfensters sind Verzögerungs- und Rücksetzzeiten länger. Die Frequenz des Fehlerstroms beeinflusst die Auslösezeit. Die Dämpfung der Oberschwingungen ist ziemlich niedrig und praktisch bestimmt durch die Kennlinien der Antialiasing-Filter der Stromeingänge des Schutzgeräts.

Bei Verwendung des Messmodus “Wide P-to-P” akzeptiert das Schutzgerät ausschließlich für die Einstellung *Verzögerungszeit* einen Wert von 800 ms oder länger und für die Einstellung *Typ Auslösekennlinie* 5=”unabhängig DT (ANSI) " oder 15="unabhängig DT (IEC)" ".

Die Auslösegenauigkeit im Frequenzbereich von 2 bis 85 Hz beträgt ±1,5% oder ±0,003 × I_r. Auslösegenauigkeit im unabhängigen ist ±1,0% des eingestellten Wertes oder ±60 ms, wenn I_{Fault} = 2 × eingestellter *Startwert* und die Fehlerstromfrequenz von 10 bis 85 Hz reicht.

11.7 Messwertberechnung

Berechnung von Erdschlussstrom und -spannung

Der Erdschlussstrom wird mit den Leiterströmen anhand folgender Gleichung berechnet:

$$\overline{Io} = -(\bar{I}_A + \bar{I}_B + \bar{I}_C)$$

(Gleichung 209)

Die Verlagerungsspannung wird mit den Leiter-Erde-Spannungen anhand folgender Gleichung berechnet, wenn die Spannungswandler-Verbindung als "Sternschaltung" gewählt wurde:

$$\overline{Uo} = (\bar{U}_A + \bar{U}_B + \bar{U}_C)/3$$

(Gleichung 210)

Symmetrische Komponenten

Die symmetrischen Komponenten (Strom) werden mit den Leiterströmen anhand folgender Gleichungen berechnet:

$$\bar{I}_0 = (\bar{I}_A + \bar{I}_B + \bar{I}_C)/3$$

(Gleichung 211)

$$\bar{I}_1 = (\bar{I}_A + a \cdot \bar{I}_B + a^2 \cdot \bar{I}_C)/3$$

(Gleichung 212)

$$\bar{I}_2 = (\bar{I}_A + a^2 \cdot \bar{I}_B + a \cdot \bar{I}_C)/3$$

(Gleichung 213)

Die symmetrischen Komponenten (Spannung) werden mit den Leiter-Erde-Spannungen anhand folgender Gleichungen berechnet, wenn die *Spannungswandler-Verbindung* als "Sternschaltung" gewählt wurde:

$$\bar{U}_0 = (\bar{U}_A + \bar{U}_B + \bar{U}_C)/3$$

(Gleichung 214)

$$\bar{U}_1 = (\bar{U}_A + a \cdot \bar{U}_B + a^2 \cdot \bar{U}_C)/3$$

(Gleichung 215)

$$\bar{U}_2 = (\bar{U}_A + a^2 \cdot \bar{U}_B + a \cdot \bar{U}_C)/3$$

(Gleichung 216)

Wurde für die *Spannungswandler-Verbindung* "Delta" ausgewählt, werden die Mit- und Gegenspannungen mit den Leiter-Leiter-Spannungen anhand folgender Gleichungen berechnet:

$$\bar{U}_1 = (\bar{U}_{AB} - a^2 \cdot \bar{U}_{BC})/3$$

(Gleichung 217)

$$\bar{U}_2 = (\bar{U}_{AB} - a \cdot \bar{U}_{BC})/3$$

(Gleichung 218)

Die Leiter-Erde-Spannungen werden mit den Leiter-Leiter-Spannungen anhand folgender Gleichungen berechnet, wenn die *Spannungswandler-Verbindung* als "Delta" gewählt wurde.

$$\overline{U}_A = \overline{U}_0 + \left(\overline{U}_{AB} - \overline{U}_{CA}\right) / 3$$

(Gleichung 219)

$$\overline{U}_B = \overline{U}_0 + \left(\overline{U}_{BC} - \overline{U}_{AB}\right) / 3$$

(Gleichung 220)

$$\overline{U}_C = \overline{U}_0 + \left(\overline{U}_{CA} - \overline{U}_{BC}\right) / 3$$

(Gleichung 221)

Ist der $\overline{U}_0$ Kanal ungültig, wird er als Null angenommen.

Die Leiter-Leiter-Spannungen werden mit den Leiter-Erde-Spannungen anhand folgender Gleichungen berechnet, wenn die *Spannungswandler-Verbindung* als "Sternschaltung" gewählt wurde.

$$\overline{U}_{AB} = \overline{U}_A - \overline{U}_B$$

(Gleichung 222)

$$\overline{U}_{BC} = \overline{U}_B - \overline{U}_C$$

(Gleichung 223)

$$\overline{U}_{CA} = \overline{U}_C - \overline{U}_A$$

(Gleichung 224)

1234

Abschnitt 12 Anforderungen an Messwandler

12.1 Stromwandler

12.1.1 Anforderungen an Stromwandler für Leiter-Überstromschutz

Um einen zuverlässigen und einwandfreien Betrieb des Leiter-Überstromschutzes sicherzustellen, ist eine sorgfältige Auswahl des Stromwandlers erforderlich. Die Verzerrung des Sekundärstroms eines gesättigten Stromwandler könnte den Betrieb, die Selektivität und die Koordination des Schutzes gefährden. Durch die Auswahl des richtigen Stromwandler hingegen kann ein schneller und zuverlässiger Schutz vor Kurzschlüssen geschaffen werden.

Die Auswahl eines Stromwandlers hängt nicht nur von den Stromwandlerspezifikationen ab, sondern auch von der Größe des Fehlerstroms, den angestrebten Schutzzielen und der aktuellen Stromwandlerlast. Die Schutzeinstellungen des Schutzgeräts sollten in Übereinstimmung mit der Stromwandlerleistung und weiteren Faktoren definiert werden.

12.1.1.1 Genauigkeitsklasse des Stromwandlers und Genauigkeitsgrenzfaktor

Der Bemessungs-Genauigkeitsgrenzfaktor (F_r) ist das Verhältnis des Bemessungs-Primärstroms an der Genauigkeitsgrenze zum Bemessungs-Primärstrom. So hat beispielsweise ein Schutzstromwandler des Typs 5P10 die Genauigkeitsklasse 5P und einen Genauigkeitsgrenzfaktor von 10 bei Bemessungsbürde bzw. -last. Für Schutzstromwandler bestimmt sich die Genauigkeitsklasse aus dem höchsten zulässigen prozentualen Summenfehler bei dem für die jeweilige Genauigkeitsklasse vorgesehenen Bemessungs-Primärstrom an der Genauigkeitsgrenze, gefolgt vom Buchstaben "P" (für "Schutz" = engl. protection).

Tabelle 1014: Fehlergrenzen gemäß IEC 60044-1 für Schutzstromwandler

Genauigkeitsklasse	Stromfehler bei Bemessungs-Primärstrom (%)	Phasenverschiebung bei Bemessungs-Primärstrom		Summenfehler bei Bemessungs-Primärstrom an der Genauigkeitsgrenze (%)
		Minuten	Zentiradian	
5P	±1	±60	±1.8	5
10P	±3	-	-	10

Die Genauigkeitsklassen 5P und 10P eignen sich beide für den ungerichteten Überstromschutz. Die Klasse 5P bietet eine höhere Genauigkeit. Darauf ist auch zu achten, wenn die Genauigkeit für die Messfunktionen des Schutzgeräts erforderlich ist (Strom-, Leistungsmessung usw.).

Die primären Bemessungs-Fehlergrenzstromstärke des Stromwandlers beschreibt die höchste Fehlerstromstärke, bei der der Wandler die erforderliche Genauigkeit noch erfüllt. Über diesem Grenzwert erscheint die Sekundärstromstärke des Stromwandlers verzerrt und kann sich schwerwiegend auf die Leistung des Schutzgeräts auswirken.

In der Praxis unterscheidet sich der tatsächliche Genauigkeitsgrenzfaktor (F_a) vom Bemessungs-Genauigkeitsgrenzfaktor (F_r) und ist proportional zum Verhältnis der Stromwandler-Bemessungslast zur tatsächlichen Stromwandlerlast.

Der tatsächliche Genauigkeitsgrenzfaktor wird mit folgender Formel berechnet:

$$F_a \approx F_n \times \frac{|S_{in} + S_n|}{|S_{in} + S|}$$

F_r	der Genauigkeits-Grenzfaktor bei der externen Bemessungslast S_n
S_{in}	die interne Sekundärlast des Stromwandlers
S	die tatsächliche externe Last

12.1.1.2 Leiter-Überstromschutz

Auswahl des Stromwandlers

Beim Leiter-Überstromschutz werden keine hohen Anforderungen an die Genauigkeitsklasse oder den tatsächlichen Genauigkeitsgrenzfaktor (F_a) der Stromwandler gestellt. Es wird jedoch empfohlen, einen Stromwandler mit einem F_a-Wert von mindestens 20 auszuwählen.

Der Bemessungs-Primärstrom I_{1n} sollte so gewählt werden, dass die thermische und dynamische Stärke des Eingangs zur Strommessung am Schutzgerät nicht überschritten wird. Dies ist immer erfüllt, wenn

$I_{1n} > I_{kmax} / 100$,

I_{kmax} ist der höchste Fehlerstrom.

Die Sättigung des Stromwandlers schützt den Messkreis und den Stromeingang des Schutzgeräts. Aus diesem Grund kann in der Praxis auch ein mehrfach kleinerer primärer Bemessungsstrom eingesetzt werden als in der Formel angegeben.

Empfohlene Anrege-Stromeinstellungen

Wenn I_{kmin} der niedrigste Primärstrom ist, bei dem die höchste eingestellte Überstromstufe ausgelöst wird, erfolgt die Einstellung des Anregestroms unter Verwendung folgender Formel:

Strom-Anregewert < 0,7 × (I_{kmin} / I_{1n})

I_{1n} ist der Bemessungs-Primärstrom des Stromwandler.

Der Faktor 0,7 berücksichtigt die Ungenauigkeit des Schutzgeräts, Stromwandlerfehler und Ungenauigkeiten bei Kurzschlussberechnungen.

Beim Einstellen der hohen Überstromschutzstufe ist zu prüfen, ob der Stromwandler einwandfrei funktioniert. Die durch den Stromwandler verursachte Auslösezeitverzögerung ist normalerweise dann kurz genug, wenn die Überstromeinstellung deutlich unter F_a liegt.

Beim Einstellen der Werte für die niedrigen Schutzstufen muss die Sättigung des Stromwandlers nicht berücksichtigt werden und der einzustellende Anregestrom kann einfach mit der Formel berechnet werden.

Auslöseverzögerung durch Sättigung der Stromwandler

Die Sättigung des Stromwandlers kann eine verzögerte Auslösung des Schutzgeräts verursachen. Um die Zeitselektivität sicher zu stellen, ist die Verzögerung bei der Einstellung der Auslösezeiten der nachfolgenden Schutzgeräte zu berücksichtigen.

Im unabhängigen Betrieb kann die Sättigung des Stromwandlers, wenn der Strom nur wenig höher als der Anregestrom ist, zu einer Verzögerung führen, die genauso lang ist wie die Zeitkonstante der DC-Komponente des Fehlerstroms. Dies hängt vom Genauigkeitsgrenzfaktor des Stromwandlers, dem Remanenzfluss des Stromwandlerkerns und der eingestellten Auslösezeit ab.

Im Inverszeit-Betrieb muss immer davon ausgegangen werden, dass die Verzögerung genauso lang ist wie die Zeitkonstante der DC-Komponente.

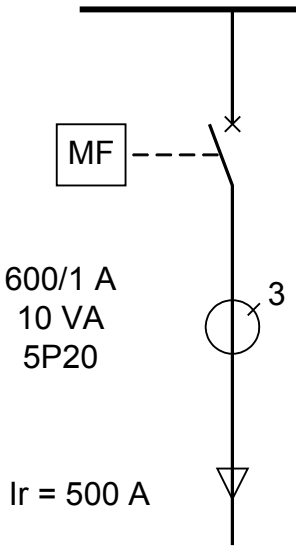
Wenn im Inverszeit-Betriebsmodus keine hohen Schutzstufen verwendet werden, darf die AC-Komponente des Fehlerstroms den Stromwandler nicht unterhalb des 20-fachen Anregestroms sättigen. Andernfalls kann es zu einer weiteren Verlängerung der inversen Auslösezeit kommen. Deshalb ist der Genauigkeitsgrenzfaktor F_a mit folgender Formel zu bestimmen:

F_a > 20 × *Anregestrom* / I_{1n}

Der *Strom-Anregewert* ist die primäre Anregestromeinstellung des Schutzgeräts.

12.1.1.3 Ein Beispiel für Leiter-Überstromschutz

In der folgenden Abbildung ist ein typischer mittlerer Spannungsabgang beschrieben. Der Schutz ist als Dreistufen-Leiter-Überstromschutz mit unabhängiger Zeitcharakteristik umgesetzt.



3I>	**1200 A**	**2.00 x I_{2n}**
	0.75 s	**0.75 s**
3I>>	**1800A**	**3.00 x I_{2n}**
	0.50 s	**0.50 s**
3I>>>	**3500 A**	**5.83 x I_{2n}**
	0.20 s	**0.20 s**

Abb. 622: Beispiel für einen dreistufigen Leiter-Überstromschutz

Der maximale dreipolige Fehlerstrom beträgt 41,7 kA und der minimale dreipolige Kurzschlussstrom beträgt 22,8 kA. Die Berechnung des tatsächlichen Genauigkeitsgrenzfaktors des Stromwandlers ergibt einen Wert von 59.

Die Einstellung des Anregestroms für niedrig eingestellte Stufen (3I>) wird so ausgewählt, dass sie etwa doppelt so groß ist, wie der Bemessungsstrom des Kabels. Die Auslösezeit wird so ausgewählt, dass sie mit dem folgenden Schutzgerät selektiv ist (nicht in Abbildung 622 sichtbar). Die Einstellungen für die hoch eingestellte und unverzögerte Stufe werden ebenfalls so definiert, dass eine Abstufung mit den nachgeschalteten Schutzgeräten sichergestellt ist. Zusätzlich sind die Anregestromeinstellungen so zu definieren, dass das Schutzgerät mit dem minimalen Fehlerstrom ausgelöst wird und nicht mit dem maximalen Laststrom. Die Einstellungen für diese Stufen entsprechen Abbildung 622.

Aus Anwendungssicht ist die geeignete Einstellung für die unverzögerte Stufe (I>>>) in diesem Beispiel 3.500 A (5,83 × I_{2n}). Aus Stromwandlersicht sind die in der Formel zur Auswahl des Stromwandlers angegebenen Kriterien erfüllt, und auch die Einstellung für das Schutzgerät liegt bedeutend unter F_a. In dieser Anwendung hätte die Bemessungslast des Stromwandlers aus wirtschaftlichen Gründen wesentlich niedriger gewählt werden können als 10 VA.

12.1.2 Anforderungen an Stromwandler für Transformatordifferentialschutz

Je wichtiger das zu schützende Objekt ist, desto mehr Aufmerksamkeit muss den Stromwandlern gewidmet werden. Stromwandler können normalerweise nicht so dimensioniert werden, dass sie bei hohem Remanenzfluss die Ströme mit hohen Gleichstromgliedern übertragen können, ohne in die Sättigung zu gehen. TR2PTDF funktioniert auch dann zuverlässig, wenn die Stromwandler teilweise gesättigt sind.

Für Stromwandler, die für TR2PTDF vorgesehen sind, wird die Genauigkeitsklasse 5P empfohlen. Hierbei ist der Fehlerstrom beim primären Bemessungsstrom auf 1 Prozent und die Phasenverschiebung auf 60 Minuten begrenzt. Der Gesamtfehler bei der primären Bemessungs-Fehlergrenzstromstärke ist auf 5 Prozent begrenzt.

Der Näherungswert des mit der tatsächlichen Stromwandlerbürde einhergehenden Fehlergrenzfaktors F_a kann auf der Basis der Bemessungs-Fehlergrenzstromstärke F_n bei der Bemessungsbürde, der Bemessungsbürde S_n, der Innenbürde S_{in}und der tatsächlichen Bürde S_a des Stromwandlers berechnet werden.

$$F_a = F_n \times \frac{S_{in} + S_n}{S_{in} + S_a}$$

(Gleichung 225)

F_a Der mit der tatsächlichen Stromwandler-Bürde einhergehende Annäherungswert des Fehlergrenzfaktors (ALF)

F_n Der Bemessungs-Fehlergrenzfaktor bei der Bemessungsbürde des Stromwandlers

S_n Die Bemessungsbürde des Stromwandlers

S_{in} Die Innenbürde des Stromwandlers

S_a Die tatsächliche Bürde des Stromwandlers

Beispiel 1

Die Bemessungsbürde S_n des Stromwandlers 5P20 beträgt 10 VA, der Sekundär-Bemessungsstrom beträgt 5 A, der Innenwiderstand R_{in} beträgt 0,07 Ω, und der mit der Bemessungsbürde einhergehende Fehlergrenzfaktor F_n lautet 20 (5P20). Die Innenbürde des Stromtransformators beträgt demnach $S_{in} = (5\ A)^2 * 0{,}07\ \Omega = 1{,}75$ VA. Die Eingangsimpedanz des Geräts bei einem Bemessungsstrom von 5 A ist < 20 mΩ. Wenn die Messleiter einen Widerstand von 0,113 Ω haben, beträgt die tatsächliche Bürde des Stromwandlers $S_a = (5\ A)^2 * (0{,}113 + 0{,}02)\ \Omega = 3{,}33$ VA. Folglich ist der mit der tatsächlichen Bürde einhergehende Fehlergrenzfaktor F_a ungefähr 46.

Die Stromwandler-Bürde kann bei einem Bemessungsstrom von 5 A beträchtlich ansteigen. Die tatsächliche Bürde des Stromwandlers nimmt bei einem Bemessungsstrom von 1 A ab, während sich die Wiederholgenauigkeit gleichzeitig verbessert.

Bei Fehlern im geschützten Bereich können die Ströme sehr hoch sein, verglichen mit den Bemessungsströmen der Stromwandler. Aufgrund der unverzögerten Stufe des Differentialfunktionsblocks reicht es aus, wenn die Stromwandler imstande sind, den zur unverzögerten Auslösung während des ersten Zyklus benötigten Strom wiederholen zu können.

Daher sind die Stromwandler normalerweise in der Lage, den asymmetrischen Fehlerstrom innerhalb der ersten 10 ms nach Eintritt des Fehlers zu reproduzieren,

ohne in die Sättigung zu gehen, damit gewährleistet ist, dass die Auslösezeiten des Geräts mit der Verzögerungszeit in Einklang stehen.

Die mit der tatsächlichen Bürde des für Schutzaufgaben verwendeten Stromwandlers einhergehenden Fehlergrenzfaktoren erfüllen diese Anforderung.

$$F_a > K_r \times Ik_{\max} \times (T_{dc} \times \omega \times (1 - e^{-T_m/T_{dc}}) + 1)$$

(Gleichung 226)

Ik_{max}	Der maximale Durchgangsfehlerstrom (in I_r), bei dem der Schutz nicht auslösen darf.
T_{dc}	Die mit Ik_{max} einhergehende primäre DC-Zeitkonstante
ω	Die Pulsatanz, 2*π*fn
T_m	Die Zeit bis zur Sättigung, d. h. die Dauer der sättigungsfreien Umwandlung
K_r	Der Remanenzfaktor 1/(1-r), dabei ist r der maximale Remanenzfluss in pu in Relation zum Sättigungsfluss.

Die mit der tatsächlichen Bürde des für Schutzaufgaben verwendeten Stromwandlers einhergehenden Fehlergrenzfaktoren.

Der Parameter *r* ist die maximale Remanenzflussdichte im Stromwandler-Kern pu in Relation zur Sättigungsflussdichte. Der Wert des Parameters *r* hängt von dem beim Bau des Stromwandlers verwendeten magnetischen Material ab. Wenn z. B. *r* = 0,4 ist, dann kann die Remanenzflussdichte 40 Prozent der Sättigungsflussdichte betragen. Wenn ein präziser Wert für den Parameter *r* benötigt wird, muss der Hersteller des Stromwandlers kontaktiert werden. Wenn kein präziser Wert verfügbar ist, wird empfohlen, den Wert *r* = 0,4 zu verwenden.

Die erforderliche Mindestzeit bis zur Sättigung T_m in TR2PTDF entspricht der Dauer eines halben Grundzyklus (10 ms, wenn fn = 50 Hz).

Zur Bestimmung des hinreichenden Fehlergrenzfaktors (F_a) sollen zwei typische Fälle betrachtet werden:

1. Ein Sammelschienenfehler:
   Der Schutz muss bei einem aus normalen Betriebsbedingungen resultierenden Fehler stabil sein. Das Wiedereinschalten des Transformators bei noch vorliegendem Sammelschienenfehler führt zu sehr hohen Fehlerströmen und zu thermischer Belastung, so dass in diesem Fall ein Wiedereinschalten nicht zu empfehlen ist. Die Remanenz kann also vernachlässigt werden.
   Der maximale Durchgangsfehlerstrom Ik_{max} beträgt beim Haupttransformator einer Schaltanlage normalerweise 10 I_r. Bei einem Kurzschluss in der Nähe des Netztransformators ist die DC-Zeitkonstante (T_{dc}) des Fehlerstroms mit derjenigen des Transformators nahezu identisch (typischer Wert:100 ms).

Ik_{max}	10 I_r
T_{dc}	100 ms

ω	100π Hz
T_m	10 ms
K_r	1

Wenn die Werte in Gleichung 226 eingesetzt werden, ergibt sich:

$$F_a > K_r \times Ik_{\max} \times (T_{dc} \times \omega \times (1 - e^{-T_m / T_{dc}}) + 1) \approx 40$$

2. Wiedereinschalten bei Vorliegen eines Fehlers weiter vorne im Netz:
Der Schutz muss auch im Falle eines Wiedereinschaltens bei vorliegendem Leitungsfehler stabil sein. In diesem Fall liegt sehr wahrscheinlich Remanenz vor. Diese soll im vorliegenden Beispiel 40 Prozent betragen.
Andererseits ist der Fehlerstrom jetzt kleiner, und da der Quotient aus Widerstand und Reaktanz an dieser Stelle größer ist, ist kein voller DC-Offset möglich.
Außerdem ist die DC-Zeitkonstante (T_{dc}) des Fehlerstroms jetzt kleiner und wird für dieses Beispiel mit 50 ms angenommen.
Es wird davon ausgegangen, dass der maximale Fehlerstrom um 30 % niedriger ist als beim Sammelschienenfehler, und dass ein DC-Offset von maximal 90 % möglich ist.

Ik_{max}	0,7* 10 = 7 (I_r)
T_{dc}	50 ms
ω	100π Hz
T_m	10 ms
K_r	1/(1-0,4) = 1,6667

Wenn die Werte in Gleichung eingesetzt werden, ergibt sich:

$$F_a > K_r \times Ik_{\max} \times 0.9 \times (T_{dc} \times \omega \times (1 - e^{-T_m / T_{dc}}) + 1) \approx 40$$

Wenn die tatsächliche Bürde des Stromwandlers (S_a) in Gleichung 225 nicht weit genug reduziert werden kann, um einen hinreichenden Wert für F_a zu erhalten, kann der Situation auf zweierlei Arten begegnet werden:

- Es kann ein Stromwandler mit einer höheren Bemessungsbürde S_n gewählt werden (was zugleich einen höheren Bemessungs-Fehlergrenzfaktor F_n bedeutet).
- Es kann ein Stromwandler mit einem höheren primären Bemessungsstrom I_{1n} (jedoch mit gleicher Bemessungsbürde) gewählt werden.

Beispiel 2

Unter der Annahme, dass die vorstehend als zweite Möglichkeit genannten Maßnahmen durchgeführt werden, um den tatsächlichen Fehlergrenzfaktor zu verbessern:

$$F_a = \frac{IrCT}{IrTR} \times F_n$$

(Gleichung 227)

IrTR	1000 A (Bemessungsstrom der Sekundärseite des Leistungstransformators)
IrCT	1500 A (primärer Bemessungsstrom des Stromwandlers auf der Sekundärseite des Transformators)
F_n	30 (Bemessungs-Fehlergrenzfaktor des Stromwandlers)
F_a	(IrCT / IrTR) * Fn (tatsächlicher Fehlergrenzfaktor infolge der Überdimensionierung des Stromwandlers) = (1500/1000) * 30 = 45

In TR2PTDF ist es wichtig, dass die Fehlergrenzfaktoren F_a der Wandler einander entsprechen, d. h., dass die Bürden der Stromwandler auf beiden Seiten nach Möglichkeit identisch sind. Wenn hohe Einschalt- oder Anlaufströme bei Komponenten mit hoher Gleichstromschaltleistung durch das geschützte Objekt fließen, wenn dieses an das Netz angeschlossen wird, muss der Leistung und der Bürde der Stromwandler sowie den Einstellungen des Funktionsblocks besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden.

Abschnitt 13 Anschlüsse des Geräts

13.1 Nummerierung der Modulsteckplätze

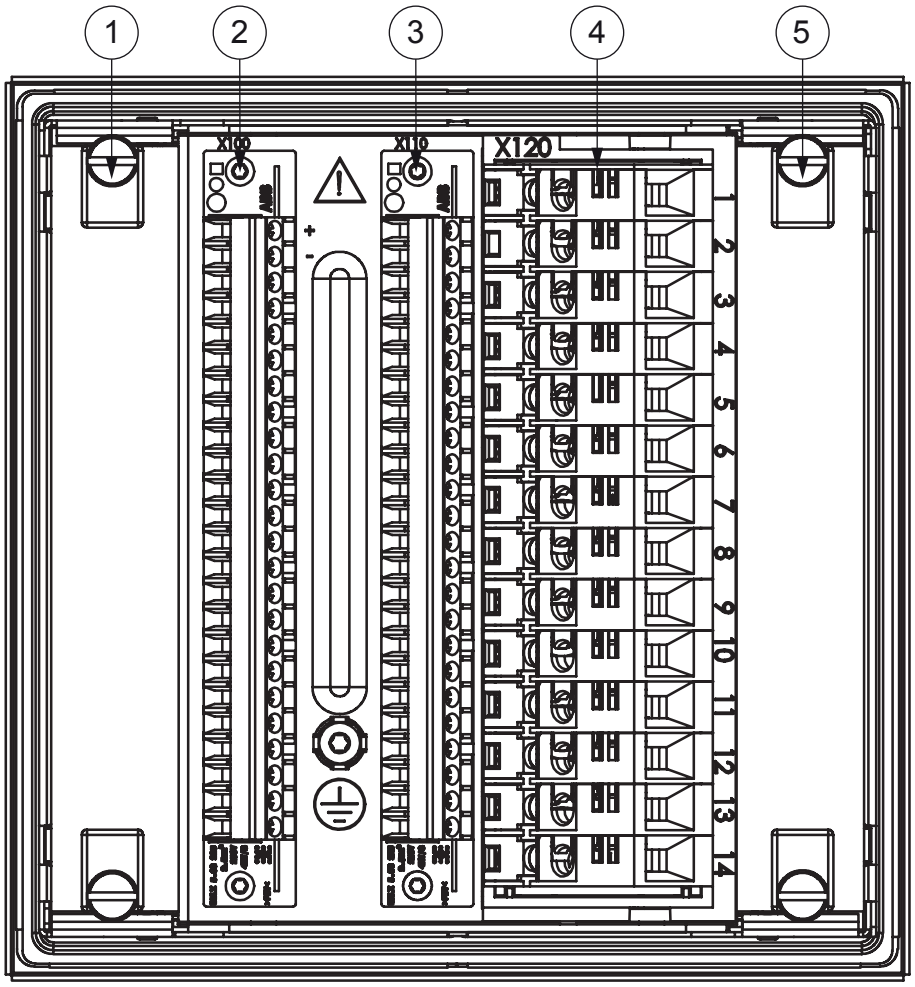


Abb. 623: Nummerierung der Modulsteckplätze

1 X000
2 X100
3 X110
4 X120
5 X130

13.2 Schutzerdung

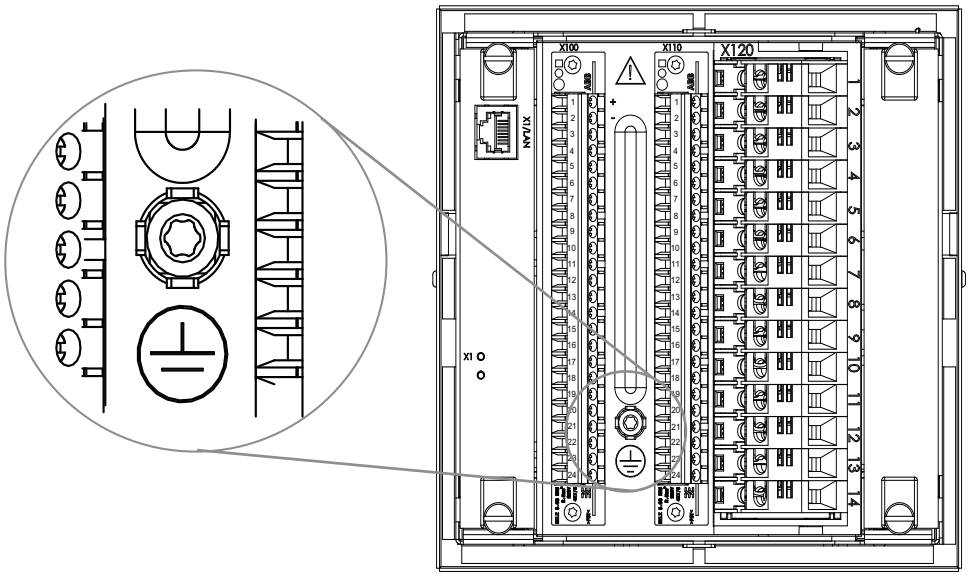


Abb. 624: Die Schutzerdungsschraube befindet sich zwischen den Anschlüssen X100 und X110.

Die Erdungsleitung muss einen Querschnitt von mindestens 6,0 mm^2 haben und so kurz wie möglich sein.

13.3 Binäre und analoge Anschlüsse

Alle binären und analogen Anschlüsse werden in den produktspezifischen Anwendungshandbüchern erläutert.

13.4 Kommunikationsverbindungen

Die frontseitige Kommunikationsverbindung ist ein Anschluss vom Typ RJ-45, der hauptsächlich zur Konfiguration und für Einstellungen verwendet wird.

Beim RED615 ist das rückwärtige Kommunikationsmodul obligatorisch, da der Anschluss für die Kommunikation des Leitungsdifferentialschutzes benötigt wird. Soll bei REF615, REG615, REM615, RET615, REU615 oder REV615 eine Stationskommunikation erfolgen, so wird ein optionales rückwärtiges

Kommunikationsmodul benötigt. Es sind verschiedene optionale Kommunikationsanschlüsse erhältlich.

- Elektrischer RJ-45 Ethernet-Anschluss
- Optischer LC Ethernet-Anschluss
- Serieller ST-Glasfaseranschluss
- Serielle EIA-485-Schnittstelle
- Serielle EIA-232-Schnittstelle

Berühren Sie niemals die Steckerendfläche eines Glasfasersteckers.

Abgezogene Glasfaserstecker sollten immer mit Staubschutzkappen abgedeckt werden.

Bei Verschmutzung sind die optischen Anschlüsse mit Glasfaser-Reinigungsprodukten zu säubern.

13.4.1 Frontseitige Ethernet-RJ-45-Verbindung

Das Gerät verfügt über einen RJ-45-Anschluss in der LHMI. Dieser Anschluss wird hauptsächlich zu Konfigurations- und Einstellzwecken verwendet. Die PC-seitige Schnittstelle muss so konfiguriert sein, dass sie die IP-Adresse automatisch erhält. Das Gerät enthält einen DHCP-Server, der ausschließlich auf der frontseitigen Schnittstelle arbeitet.

Die Ereignisse und Einstellwerte sowie alle Eingangsdaten, wie beispielsweise gespeicherte Werte und Störungsaufzeichnungen können über die Kommunikationsschnittstelle an der Vorderseite ausgelesen werden.

Es kann immer nur einer der zur Verfügung stehenden Clients zur Parametrisierung verwendet werden.

- PCM600
- LHMI
- WHMI (Web-Server-Zugang)

Die Standard-IP-Adresse des Geräts über diesen Port lautet 192.168.0.254.

Der frontseitige Port unterstützt das TCP/IP-Protokoll. Ein standardmäßiges gekreuztes CAT 5 Ethernet-Kabel wird für den frontseitigen Port verwendet.

Die Übertragungsgeschwindigkeit der Anschlussschnittstelle ist auf 10 Mbit/s begrenzt.

13.4.2 Rückwärtige Ethernet-Anschlüsse

Das Ethernet-Stationsbus-Kommunikationsmodul verfügt abhängig von der Produktvariante und der gewählten Kommunikationsschnittstelle entweder über einen elektrischen RJ-45-Anschluss oder einen optischen Multimodus-LC-Anschluss. Ein geschirmtes Twisted-Pair-Kabel CAT 5e wird am RJ-45-Anschluss verwendet und ein optisches Multimodus-Kabel (≤2 km) am LC-Anschluss.

Zusätzlich ermöglichen Kommunikationsmodule mit mehreren Ethernet-Anschlüssen das Weiterleiten von Ethernet-Verkehr. Zu diesen Varianten gehört ein interner Ethernet-Switch, der den Ethernet-Verkehr zwischen einem Gerät und einem Stationsbus abwickelt. In diesem Fall kann die verwendete Netzwerktopologie ein Ring oder eine Reihenschaltung (Daisy Chain) sein. Bei der Ringtopologie wird ein selbstreparierender Ethernet-Ring von einem verwalteten Switch geschlossen, der das Rapid-Spanning-Tree-Protokoll unterstützt. Bei der Daisy-Chain-Topologie besteht ein Busnetzwerk, das entweder ohne Switch aufgebaut ist, so dass der Stationsbus am Stations-Client beginnt, oder mit einem Switch zur Verbindung einiger Geräte und der Gerätekette dieser Produktserie mit demselben Netzwerk. Die MAC-Tabelle für den internen Ethernet-Switch fasst 512 Einträge. Alle Ethernetschnittstellen verwenden diese gemeinsame MAC-Tabelle.

Kommunikationsmodule einschließlich der Ethernet-Anschlüsse X1, X2 und X3 können die dritte Schnittstelle zur Verbindung eines jeglichen anderen Geräts (z. B. eines SNTP-Servers, der im gesamten lokalen Subnetz sichtbar ist) mit dem Stationsbus verwenden. Beim RED615 ist die erste Ethernet-Schnittstelle X16 der Leitungsdifferential-Kommunikation zugeordnet und kann nicht für die Stationsbus-Kommunikation verwendet werden.

Die Standard-IP-Adresse des Gerätes über die rückwärtige Ethernet-Schnittstelle ist 192.168.2.10 mit dem TCP/IP-Protokoll. Die Datenübertragungsgeschwindigkeit beträgt 10 oder 100 Mbps Vollduplex.

13.4.3 Rückwärtige serielle EIA-232-Schnittstelle

Die EIA-232-Schnittstelle entspricht dem TIA/EIA-232-Standard und soll für eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung verwendet werden. Die Schnittstelle unterstützt Hardware-Flussteuerung(RTS, CTS, DTR, DSR), Vollduplex- und Halbduplexkommunikation.

13.4.4 Rückwärtige serielle EIA-485-Schnittstelle

Das EIA-485-Kommunikationsmodul entspricht dem Standard TIA/EIA-485 und ist zur Verwendung in einem Daisy-Chain-Busverdrahtungsschema mit Zweidraht-Halbduplex- oder Vierdraht-Vollduplex-Mehrpunktkommunikation bestimmt.

Es können maximal 32 Geräte (Knoten) an den Bus angeschlossen werden, an dem das Gerät verwendet wird. Die maximale Buslänge beträgt 1200 Meter.

13.4.5 Kommunikationsverbindung für Leitungsdifferentialschutz

Die zugeordnete Kommunikationsverbindung für den Leitungsdifferentialschutz verwendet entweder eine Monomode- oder eine Multimode-Verbindung mit einem LC-Anschluss. Der Leitungsdifferential-Kommunikationsanschluss (X16/LD) steht im Kommunikationsmodul immer an erster Stelle. Die Leitungsdifferential-Kommunikationskarten COM0008 und COM0036 sind mit Multimode-LWL-LC-Anschluss ausgestattet. Die Leitungsdifferential-Kommunikationskarten COM0010 und COM0035 sind mit Singlemode-LWL-LC-Anschluss ausgestattet.

Die Schnittstelle kann für kein anderes Ethernet-Kommunikationsnetzwerk verwendet werden. Die Schnittstellengeschwindigkeit beträgt 100 Mbit/s.

Eine direkte Verbindung verwenden. Zwischen den Geräten sind keine Switches, Hubs oder Router erlaubt.

Wird eine galvanisch verbundene Prüfader als Schutzkommunikationsverbindung verwendet, wird das Prüfader-Modem RPW600 benötigt. Für die Schutzkommunikationsverbindung sind in einem Schutzkonzept immer zwei Modems nötig, weshalb diese in Paaren von Master- (RPW600M) und Folgeeinheiten (RPW600F) geliefert werden. Ein Monomode-LWL-Kabel mit dualen LC-Anschlüssen wird zur Verbindung des RED615 mit dem RPW600-Modem verwendet. Die empfohlene Mindestlänge für dieses Kabel beträgt 3 m.

Die Kommunikationsschnittstelle X16/LD des RED615 wird für direkte LWL-Verbindungen und für die Verbindung mit dem Prüfader-Modem verwendet.

Das Modem RPW600 verfügt über einen integrierten 5 kV-Isolationsschutz (RMS, 1 min) gegen Erdspannung in der Prüfaderverbindung.

13.4.6 Rückwärtige serielle optische ST-Schnittstelle

Serielle Kommunikation kann optional über eine optische Verbindung entweder in Ring- oder Sterntopologie verwendet werden. Der Verbindungsleerlauf wird durch die ein- oder ausgeschaltete Leuchte ersichtlich.

Für die Nutzung des ST-Loop-Modus wird ein ST-Seriell-Konverter benötigt, der das Erkennen und Entfernen von Anforderungsdupletten nach der Übertragung durch einen kompletten Kreis unterstützt.

13.4.7 Kommunikationsschnittstellen und -protokolle

Die unterstützten Kommunikationsprotokolle sind vom optionalen Kommunikationsmodul abhängig.

Tabelle 1015: Unterstützte Stationskommunikationsschnittstellen und -protokolle

Schnittstellen / Protokolle	Ethernet		Seriell	
	100BASE-TX RJ-45	100BASE-FX LC	EIA-232/EIA-485	Optischer ST
IEC 61850-8-1	●	●	-	-
IEC 61850-9-2 LE	●[1)]	●	-	-
MODBUS RTU/ ASCII	-	-	●	●
MODBUS TCP/IP	●	●	-	-
DNP3 (seriell)	-	-	●	●
DNP3 TCP/IP	●	●	-	-
IEC 60870-5-103	-	-	●	●
● = Unterstützt				

1) Für RED615 Liniendifferential-Kommunikationsverbindung nicht verfügbar

13.4.8 Rückwärtige Kommunikationsmodule

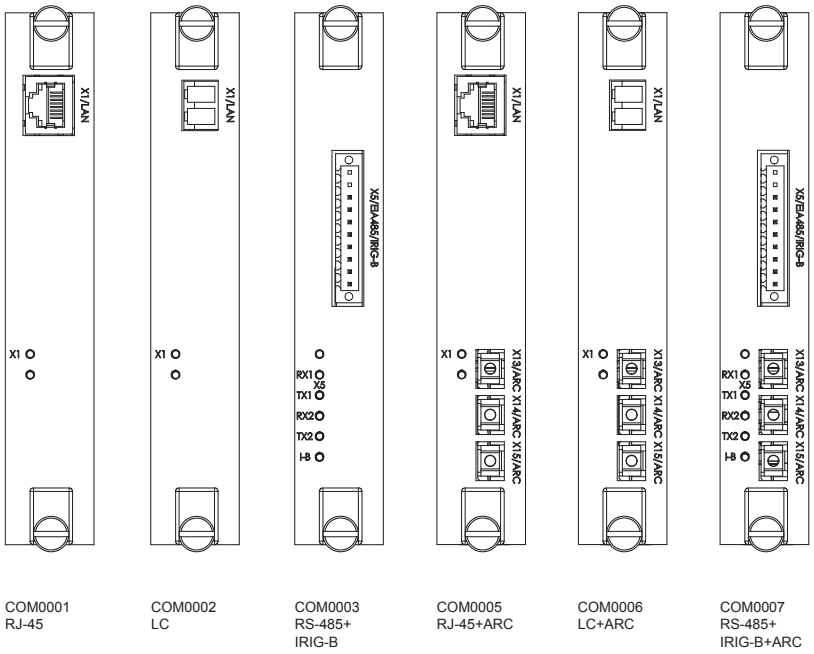
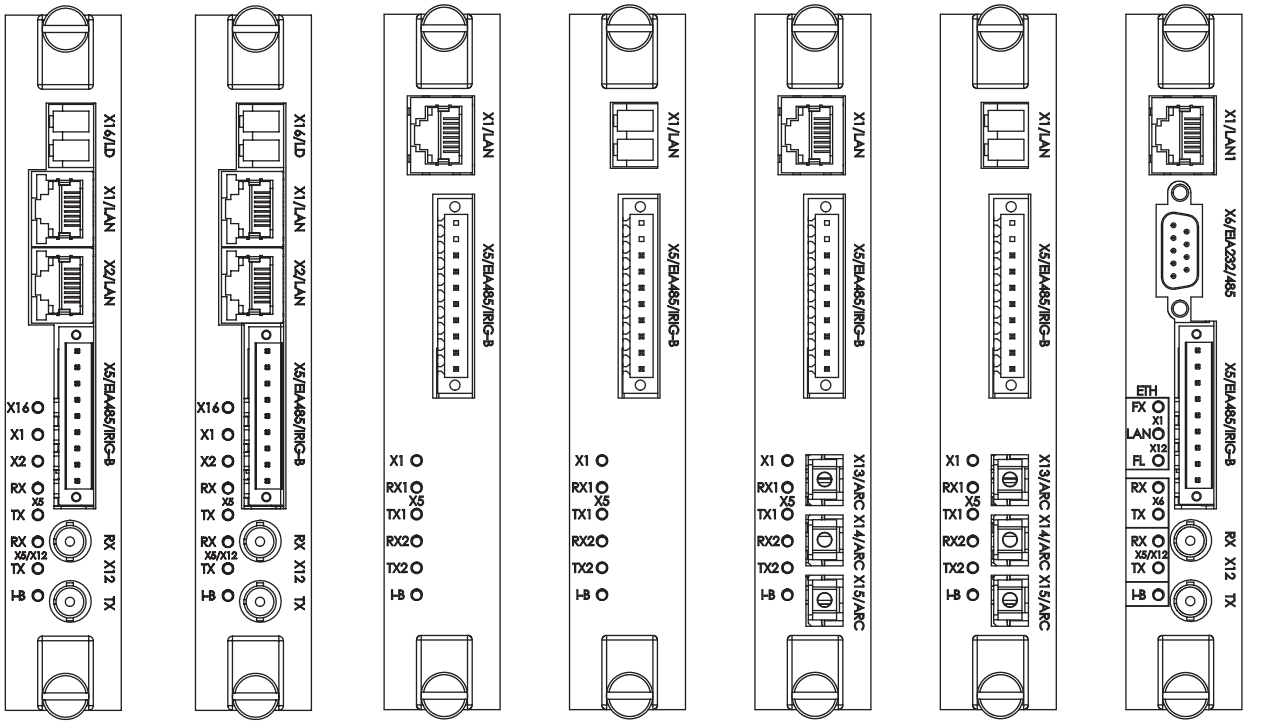


Abb. 625: Versionen des optionalen Kommunikationsmoduls



COM0008
LC+2xRJ-45+
RS485+ST+IRIG-B

COM0010
LC+2xRJ-45+
RS485+ST+IRIG-B

COM0011
RJ-45+RS485+
IRIG-B

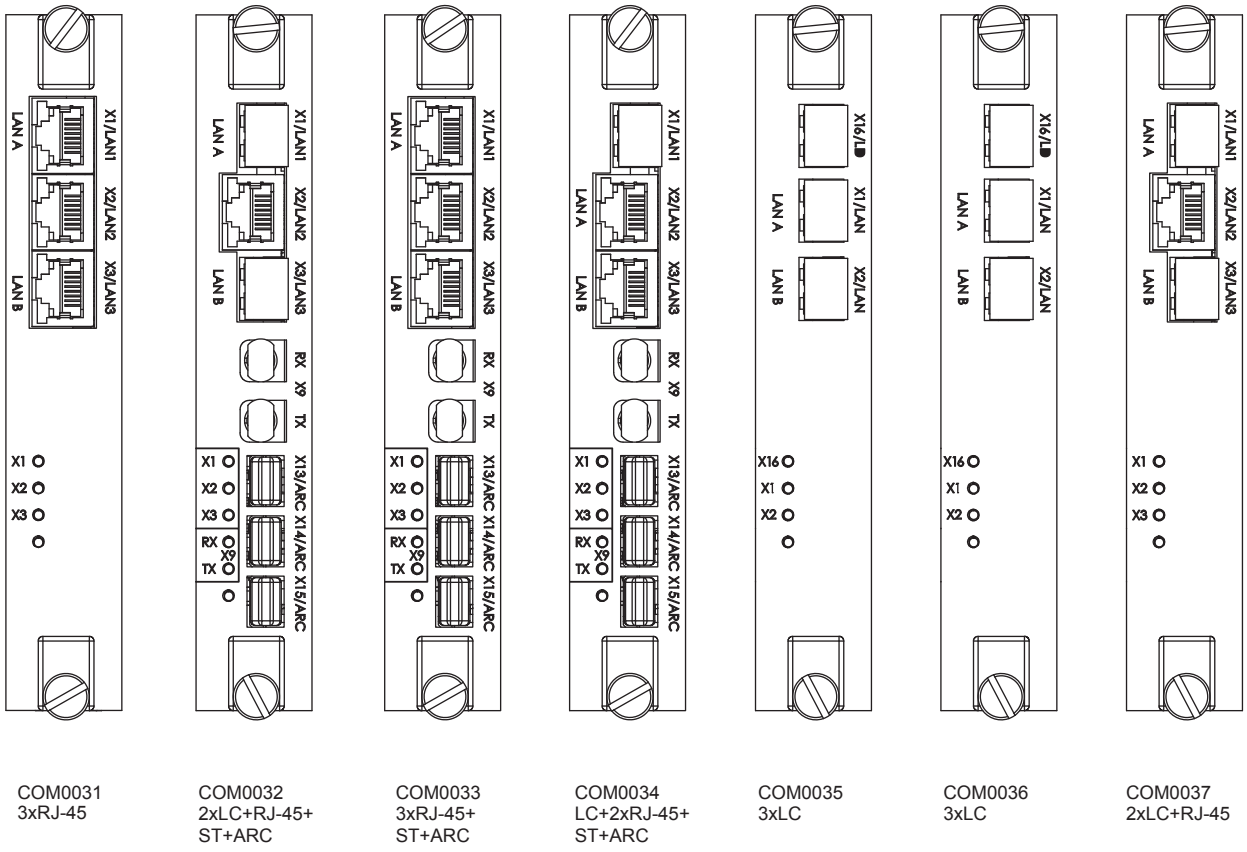
COM0012
LC+RS485+
IRIG-B

COM0013
RJ-45+RS485+
IRIG-B+ARC

COM0014
LC+RS485+
IRIG-B+ARC

COM0023
RJ-45+RS232/485+
RS485+ST+IRIG-B

Abb. 626: Versionen des optionalen Kommunikationsmoduls



COM0031
3xRJ-45

COM0032
2xLC+RJ-45+
ST+ARC

COM0033
3xRJ-45+
ST+ARC

COM0034
LC+2xRJ-45+
ST+ARC

COM0035
3xLC

COM0036
3xLC

COM0037
2xLC+RJ-45

Abb. 627: Versionen des optionalen Kommunikationsmoduls

Die Ethernetschnittstellen mit der Kennzeichnung LAN A und LAN B werden mit den redundanten Ethernet-Protokollen HSR und PRP verwendet. Der dritte Port ohne LAN A- oder LAN B-Kennzeichnung fungiert als Interlinkschnittstelle, der als Redundancy Box-Anschluss mit redundanten Ethernet-Protokollen verwendet wird.

Tabelle 1016: In den Kommunikationsmodulen enthaltene Stationsbus-Kommunikationsschnittstellen

Modul-ID	RJ-45	LC	EIA-485	EIA-232	ST
COM0001	1	-	-	-	-
COM0002	-	1	-	-	-
COM0003	-	-	1	-	-
COM0005	1	-	-	-	-
COM0006	-	1	-	-	-
COM0007	-	-	1	-	-
COM0008[1)]	2	-	1	-	1
COM0010[1)]	2	-	1	-	1
COM0011	1	-	1	-	-
COM0012	-	1	1	-	-
COM0013	1	-	1	-	-

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Modul-ID	RJ-45	LC	EIA-485	EIA-232	ST
COM0014	-	1	1	-	-
COM0023	1	-	1	1	1
COM0031	3	-	-	-	-
COM0032	1	2	-	-	1
COM0033	3	-	-	-	1
COM0034	2	1	-	-	1
COM0035[1)]	-	3	-	-	-
COM0036[1)]	-	3	-	-	-
COM0037	1	2	-	-	-

1) Nur für RED615 erhältlich

Tabelle 1017: LED-Beschreibungen für COM0001-COM0014

LED	Stecker	Beschreibung[1)]
X1	X1	X1/LAN-Verbindungsstatus und -aktivität (RJ-45 und LC)
RX1	X5	Zweidraht/Vierdraht-COM2-Empfangsaktivität
TX1	X5	Zweidraht/Vierdraht-COM2-Sendeaktivität
RX2	X5	Zweidraht-COM1-Empfangsaktivität
TX2	X5	Zweidraht-COM1-Sendeaktivität
I-B	X5	IRIG-B-Signalaktivität

1) Abhängig von COM-Modul und Jumperkonfiguration

Tabelle 1018: LED-Beschreibungen für COM0008 und COM0010

LED	Stecker	Beschreibung[1)]
X16	X16	X16/LD-Verbindungsstatus und -aktivität
X1	X1	X1/LAN-Verbindungsstatus und -aktivität
X2	X2	X2/LAN-Verbindungsstatus und -aktivität
RX	X5	Zweidraht-COM1-Empfangsaktivität/Vierdraht-COM2-Empfangsaktivität
TX	X5	Zweidraht-COM1-Sendeaktivität/Vierdraht-COM2-Sendeaktivität
RX	X5/X12	Zweidraht-COM2-Empfangsaktivität/Vierdraht-COM2-Empfangsaktivität
TX	X5/X12	Zweidraht-COM2-Sendeaktivität/Vierdraht-COM2-Sendeaktivität
I-B	X5	IRIG-B-Signalaktivität

1) Abhängig von Jumperkonfiguration

Tabelle 1019: LED-Beschreibungen für COM0023

LED	Stecker	Beschreibung[1)]
FX	X12	Nicht verwendet von COM0023
X1	X1	LAN-Verbindungsstatus und -aktivität (RJ-45 und LC)
FL	X12	Nicht verwendet von COM0023
RX	X6	Zweidraht-/Vierdraht-COM1-Empfangsaktivität
TX	X6	Zweidraht-/Vierdraht-COM1-Sendeaktivität
RX	X5/X12	Zweidraht-/Vierdraht- oder LWL-COM2-Empfangsaktivität
TX	X5/X12	Zweidraht-/Vierdraht- oder LWL-COM2-Sendeaktivität
I-B	X5	IRIG-B-Signalaktivität

1) Abhängig von Jumperkonfiguration

Tabelle 1020: LED-Beschreibungen für COM0031-COM0034 und COM0037

LED	Stecker	Beschreibung
X1	X1	X1/LAN1-Verbindungsstatus und -aktivität
X2	X2	X2/LAN2-Verbindungsstatus und -aktivität
X3	X3	X3/LAN3-Verbindungsstatus und -aktivität
RX	X9	LWL-COM1-Empfangsaktivität
TX	X9	LWL-COM1-Sendeaktivität

Tabelle 1021: LED-Beschreibungen für COM0035 und COM0036

LED	Stecker	Beschreibung
X1	X1	X1/LAN-Verbindungsstatus und -aktivität
X2	X2	X2/LAN-Verbindungsstatus und -aktivität
X16	X16	X16/LD-Verbindungsstatus und -aktivität

13.4.8.1 COM0001-COM0014 Jumperpositionen und -verbindungen

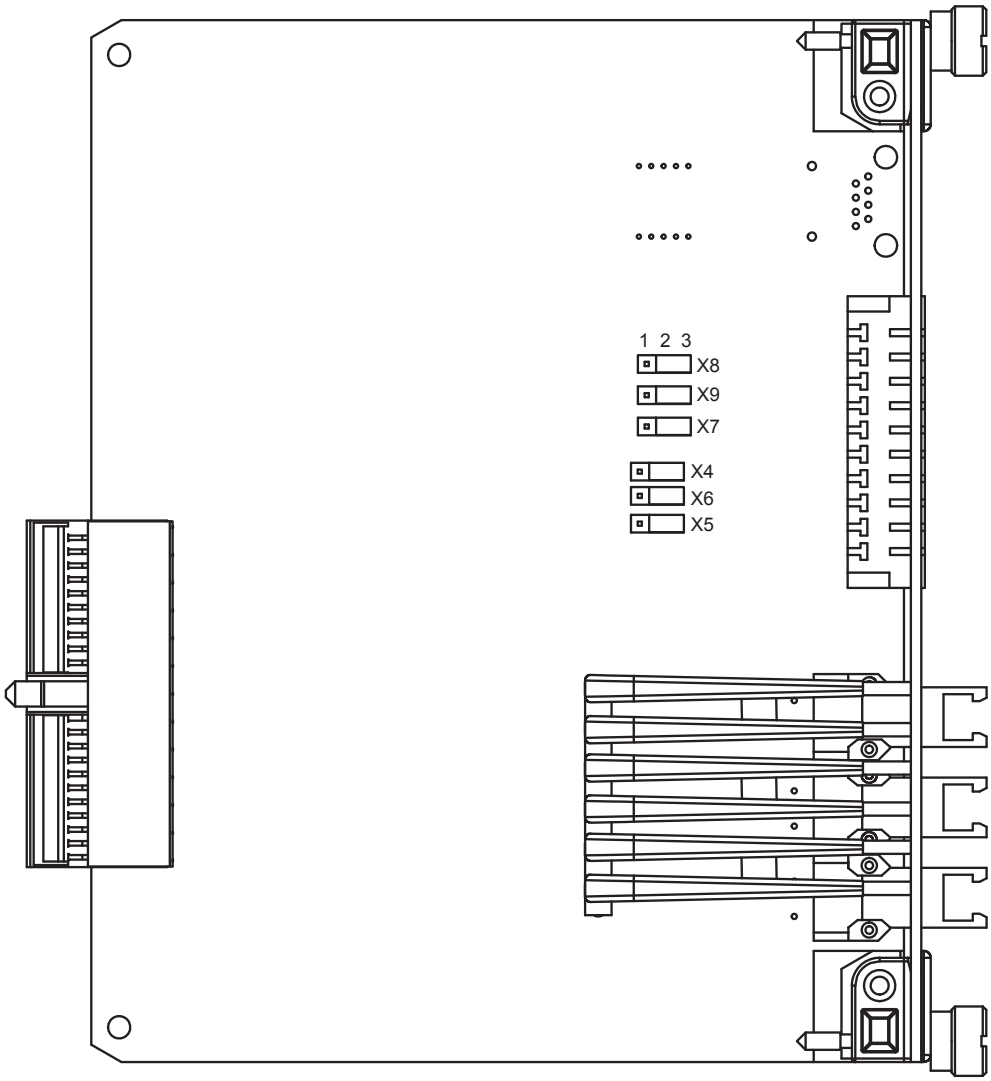


Abb. 628: Jumperverbindungen am Kommunikationsmodul

Tabelle 1022: Zweidraht-EIA-485-Jumperverbindungen

Gruppe	Jumperverbindung	Beschreibung	Hinweise
X4	1-2	A+ stabilisiert	COM2 Zweidraht-Verbindung
	2-3	A+ nicht stabilisiert	
X5	1-2	B- stabilisiert	
	2-3	B- nicht stabilisiert	
X6	1-2	Busabschluss ein	
	2-3	Busabschluss aus	
Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt			

Gruppe	Jumperverbindung	Beschreibung	Hinweise
X7	1-2	B- stabilisiert	COM1 Zweidraht-Verbindung
	2-3	B- nicht stabilisiert	
X8	1-2	A+ stabilisiert	
	2-3	A+ nicht stabilisiert	
X9	1-2	Busabschluss ein	
	2-3	Busabschluss aus	

Der Bus muss an einem Ende stabilisiert werden, um einen ausfallsicheren Betrieb zu gewährleisten. Dies kann mithilfe der Pull-up- und Pull-down-Widerstände am Kommunikationsmodul erfolgen. Bei einer Vierdraht-Verbindung werden die Pull-Up- und Pull-Down-Widerstände durch Setzen der Jumper X4, X5, X7 und X8 in Aktivstellung ausgewählt. Die Einstellung des Busabschlusses erfolgt durch Schließen der Jumperkontakte X6 und X9.

Die Jumper sind für eine Konfiguration ohne Abschluss und ohne Vorspannung voreingestellt.

Tabelle 1023: Vierdraht-EIA-485-Jumperverbindungen für COM2

Gruppe	Jumperverbindung	Beschreibung	Hinweise
X4	**1-2**	A+ stabilisiert	COM2 Vierdraht-TX-Kanal
	2-3	A+ nicht stabilisiert 1)	
X5	**1-2**	B- stabilisiert	
	2-3	B- nicht stabilisiert1)	
X6	**1-2**	Busabschluss ein	
	2-3	Busabschluss aus1)	
X7	**1-2**	B- stabilisiert	COM2 Vierdraht-RX-Kanal
	2-3	B- nicht stabilisiert1)	
X8	**1-2**	A+ stabilisiert	
	2-3	A+ nicht stabilisiert1)	
X9	**1-2**	Busabschluss ein	
	2-3	Busabschluss aus1)	

1) Standardeinstellung

Es wird empfohlen, die Vorspannung nur an einem Ende des Busses zu aktivieren.

Es wird empfohlen, die Stabilisierung an jedem Bus-Ende zu aktivieren.

Es wird weiterhin empfohlen, das Signal von einem Knoten mittels GNDC-Pin direkt zu erden und das Signal von anderen Knoten über einen Kondensator mittels GNDC-Pin zu erden.

Eine Signalerdung ist bei allen am RS-485-Bus angeschlossenen Geräten mit einer isolierten Kommunikationsschnittstelle zu verwenden. Die Erdung stellt sicher, dass unterschiedliche RS-485-Knoten die gleiche Signalreferenzerde haben. Ohne Erdung könnte das RS-485-Differentialsignal zwischen verschiedenen Knoten aufgrund der lokalen Erdung eines Knotens überlagert werden. Für die Signalerdung wird empfohlen, am AGND-Pin im RS-485-Anschluss eine zusätzliche Erdungsleitung anzuschließen, die im abgeschirmten seriellen Kabel verläuft.

Die optionalen Kommunikationsmodule unterstützen auch die serielle EIA-485-Kommunikation (X5-Anschluss). Je nach Konfiguration können die Kommunikationsmodule entweder zwei Zweidraht-Schnittstellen oder eine Vierdraht-Schnittstelle enthalten.

Die zwei Zweidraht-Schnittstellen werden als COM1 und COM2 bezeichnet. Wenn allerdings nur eine Vierdraht-Schnittstelle konfiguriert ist, wird dieser COM2 genannt. Die faseroptische ST-Verbindung verwendet den COM1-Anschluss.

Tabelle 1024: EIA-485-Verbindungen für COM0001-COM0014

Pin	Zweidrahtmodus		Vierdrahtmodus	
10	COM1	A/+	COM2	Rx/+
9		B/-		Rx/-
8	COM2	A/+		Tx/+
7		B/-		Tx/-
6	AGND (isolierte Erde)			
5	IRIG-B +			
4	IRIG-B -			
3	-			
2	GNDC (Gehäuse über Kondensator)			
1	GND (Gehäuse)			

13.4.8.2 COM0023 Jumperpositionen und -verbindungen

Das optische Kommunikationsmodul unterstützt die serielle Kommunikation nach EIA-232/EIA-485 (X6-Anschluss), EIA-485 (X5-Anschluss) und über optische ST-Anschlüsse (X12-Anschluss).

Es werden zwei unabhängige Kommunikationsschnittstellen unterstützt. Die zwei Zweidraht-Schnittstellen werden als COM1 und COM2 bezeichnet. Wenn allerdings nur ein Vierdrahtanschluss konfiguriert ist, wird dieser COM2 genannt. Die faseroptische ST-Verbindung verwendet den COM1-Anschluss.

Tabelle 1025: Konfigurationsoptionen der zwei unabhängigen Kommunikationsschnittstellen

COM1-Anschluss X6	COM2-Anschluss X5 oder X12
EIA-232	Optischer ST (X-12)
Zweidraht-EIA-485	Zweidraht-EIA-485 (X5)
Vierdraht-EIA-485	Vierdraht-EIA-485 (X5)

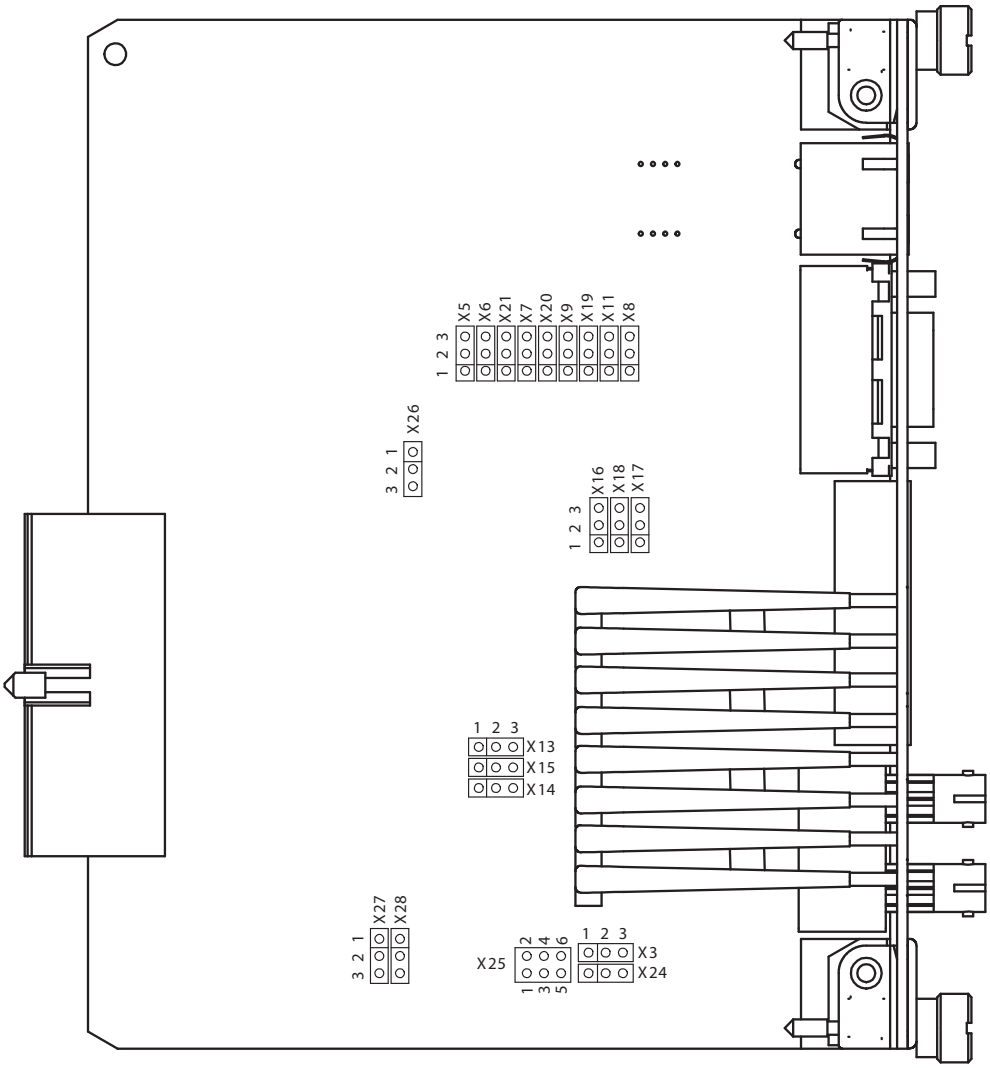


Abb. 629: Jumperverbindungen am Kommunikationsmodul COM0023 Revisionen A-F

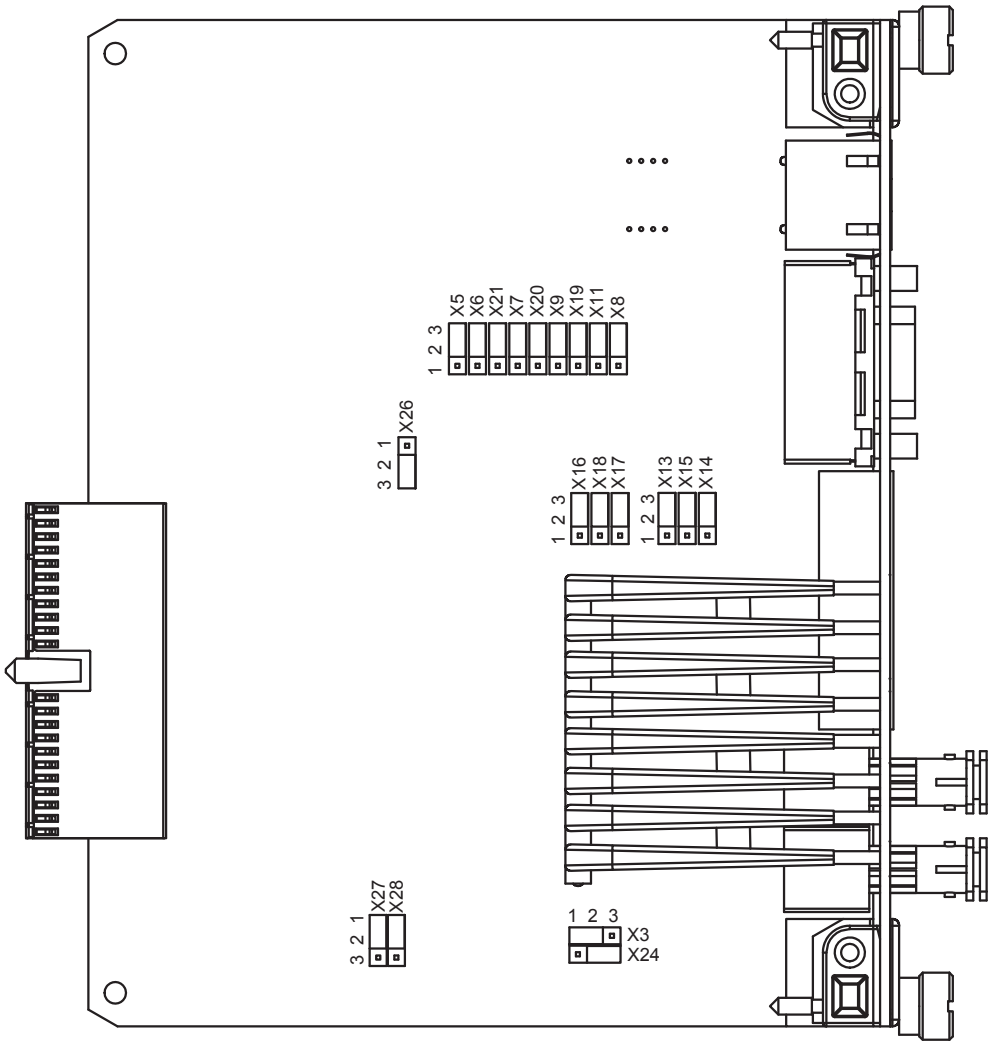


Abb. 630: Jumperverbindungen am Kommunikationsmodul COM0023 Revision G

Die COM1-Schnittstelle ist entweder vom Verbindungstyp EIA-232 oder EIA-485. Der Typ wird über das Setzen der Jumper X19, X20, X21 und X26 gewählt.

Die Jumper sind standardmäßig auf EIA-232 gestellt.

Tabelle 1026: EIA-232- und EIA-485-Jumperverbindungen für COM1

Gruppe	Jumperverbindung	Beschreibung
X19	1-2 2-3	EIA-485 EIA-232
X20	1-2 2-3	EIA-485 EIA-232
X21	1-2 2-3	EIA-485 EIA-232
X26	1-2 2-3	EIA-485 EIA-232

Um einen ausfallsicheren Betrieb zu gewährleisten, muss der Bus an einem Ende mithilfe der Pull-up- und Pull-down-Widerstände am Kommunikationsmodul stabilisiert werden. Bei einer Vierdraht-Verbindung werden die Pull-Up- und Pull-Down-Widerstände durch Setzen der Jumper X5, X6, X8 und X9 in Aktivstellung ausgewählt. Die Einstellung des Busabschlusses erfolgt durch Schließen der Jumperkontakte X7 und X11.

Die Jumper sind für eine Konfiguration ohne Abschluss und ohne Vorspannung voreingestellt.

Tabelle 1027: Zweidraht-EIA-485-Jumperverbindungen für COM1

Gruppe	Jumperverbindung	Beschreibung	Hinweise
X5	1-2 2-3	A+ stabilisiert A+ nicht stabilisiert[1)]	COM1 Rückwärtiger Anschluss X6 Zweidraht-Verbindung
X6	1-2 2-3	B- stabilisiert B- nicht stabilisiert[1)]	
X7	1-2 2-3	Busabschluss ein Busabschluss aus[1)]	

1) Standardeinstellung

Tabelle 1028: Vierdraht-EIA-485-Jumperverbindungen für COM1

Gruppe	Jumperverbindung	Beschreibung	Hinweise
X5	1-2 2-3	A+ stabilisiert A+ nicht stabilisiert[1)]	COM1 Rückwärtiger Anschluss X6 Vierdraht-TX-Kanal
X6	1-2 2-3	B- stabilisiert B- nicht stabilisiert[1)]	
X7	1-2 2-3	Busabschluss ein Busabschluss aus[1)]	
X9	1-2 2-3	A+ stabilisiert A+ nicht stabilisiert[1)]	Vierdraht-RX-Kanal
X8	1-2 2-3	B- stabilisiert B- nicht stabilisiert[1)]	
X11	1-2 2-3	Busabschluss ein Busabschluss aus[1)]	

1) Standardeinstellung

Die COM2-Schnittstelle ist entweder vom Typ EIA-485 oder optischer ST. Der Verbindungstyp wird über das Setzen der Jumper X27 und X28 gewählt.

Tabelle 1029: COM2 serielle Schnittstelle X5 EIA-485/X12 optischer ST

Gruppe	Jumperverbindung	Beschreibung
X27	1-2 2-3	EIA-485 Optischer ST
X28	1-2 2-3	EIA-485 Optischer ST

Tabelle 1030: Zweidraht-EIA-485-Jumperverbindungen für COM2

Gruppe	Jumperverbindung	Beschreibung
X13	1-2 2-3	A+ stabilisiert A+ nicht stabilisiert
X14	1-2 2-3	B- stabilisiert B- nicht stabilisiert
X15	1-2 2-3	Busabschluss ein Busabschluss aus

Tabelle 1031: Vierdraht-EIA-485-Jumperverbindungen für COM2

Gruppe	Jumperverbindung	Beschreibung	Hinweise
X13	1-2 2-3	A+ stabilisiert A+ nicht stabilisiert	COM2 Vierdraht-TX-Kanal
X14	1-2 2-3	B- stabilisiert B- nicht stabilisiert	
X15	1-2 2-3	Busabschluss ein Busabschluss aus	
X16	1-2 2-3	Busabschluss ein Busabschluss aus	Vierdraht-RX-Kanal
X17	1-2 2-3	A+ stabilisiert A+ nicht stabilisiert	
X18	1-2 2-3	B- stabilisiert B- nicht stabilisiert	

Tabelle 1032: X12 optischer ST-Anschluss

Gruppe	Jumperverbindung	Beschreibung
X3	1-2 2-3	Sterntopologie Ringtopologie
X24	1-2 2-3	Leerlauf = Leuchte ein Leerlauf = Leuchte aus

Tabelle 1033: EIA-232-Verbindungen für COM0023 (X6)

Pin	EIA-232
1	DCD
2	RxD
3	TxD
4	DTR
5	AGND
6	-
7	RTS
8	CTS

Tabelle 1034: EIA-485-Verbindungen für COM0023 (X6)

Pin	Zweidrahtmodus	Vierdrahtmodus
1	-	Rx/+
6	-	Rx/-
7	B/-	Tx/-
8	A/+	Tx/+

Tabelle 1035: EIA-485-Verbindungen für COM0023 (X6)

Pin	Zweidrahtmodus	Vierdrahtmodus
9	-	Rx/+
8	-	Rx/-
7	A/+	Tx/+
6	B/-	Tx/-
5	AGND (isolierte Erde)	
4	IRIG-B +	
3	IRIG-B -	
2	-	
1	GND (Gehäuse)	

13.4.8.3 Brückenpositionen und Anschlussverbindungen COM0008 und COM0010

Das EIA-485-Kommunikationsmodul entspricht dem Standard TIA/EIA-485 und ist zur Verwendung in einem Liniennetz-Busverdrahtungsschema mit 2- oder 4-Draht-, Halbduplex- oder Mehrpunktkommunikation vorgesehen. Über den optischen Anschluss ist auch eine serielle Kommunikation möglich; diese wird entweder in einer Schleifen- oder in einer Sterntopologie verwendet.

Es können gleichzeitig zwei parallele 2-Draht-Kommunikationskanäle verwendet werden. Ebenso kann ein optischer serieller Anschluss parallel mit einem seriellen 2- oder 4-Draht-Kanal verwendet werden.

Es können maximal 32 Geräte (Knoten) an den Bus angeschlossen werden, an dem das IED verwendet wird. Die maximale Buslänge betragt 1200 Meter.

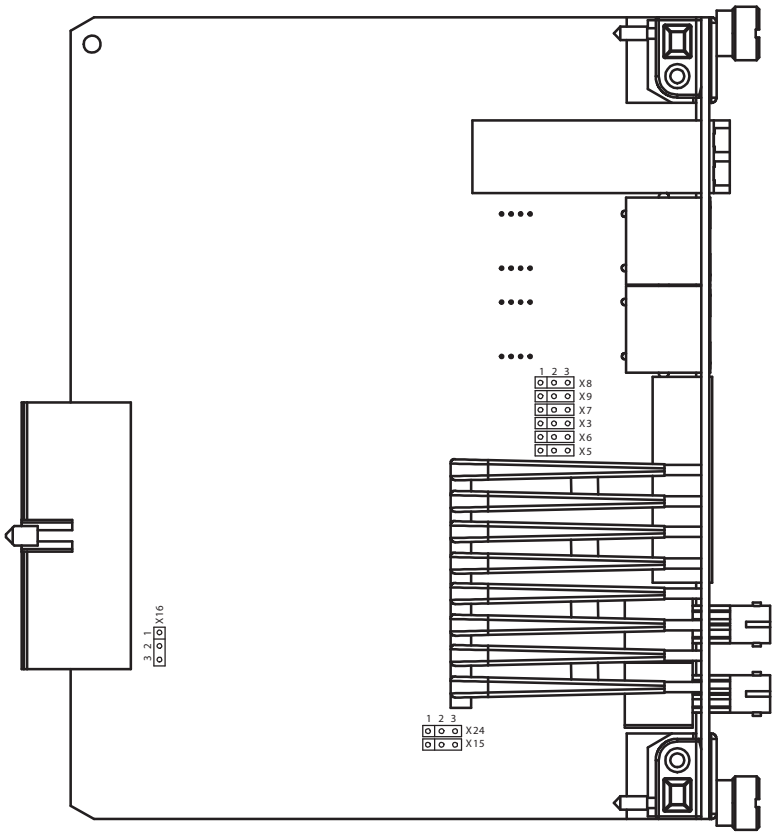


Abb. 631: Brückenanschlüsse auf dem Kommunikationsmodul

Tabelle 1036: 2-Draht-Brückenanschlüsse nach EIA-485

Gruppe	Brückenanschluss	Beschreibung	Hinweise
X3	1-2	A+ stabilisiert	COM1 2-Draht-Anschluss
	2-3	A+ nicht stabilisiert	
X5	1-2	B- stabilisiert	
	2-3	B- nicht stabilisiert	
X6	1-2	Busabschluss an	
	2-3	Busabschluss aus	
X7	1-2	B- stabilisiert	COM2 2-Draht-Anschluss
	2-3	B- nicht stabilisiert	
X8	1-2	A+ stabilisiert	
	2-3	A+ nicht stabilisiert	
X9	1-2	Busabschluss an	
	2-3	Busabschluss aus	

Der Bus muss an einem Ende stabilisiert werden, um einen ausfallsicheren Betrieb zu gewährleisten. Dies kann mit Hilfe der Pull-up- und Pull-down-Widerstände am Kommunikationsmodul erfolgen. Bei einem 4-Draht-Anschluss werden die Pull-up-

und Pull-down-Widerstände ausgewählt, indem die Brücken X3, X5, X7 und X8 aktiviert werden. Der Busabschluss wird ausgewählt, indem die Brücken X6 und X9 aktiviert werden.

Die Brücken sind standardmäßig auf "kein Abschluss" und "keine Stabilisierung" eingestellt.

Tabelle 1037: 4-Draht-Brückenanschlüsse nach EIA-485 für COM2

Gruppe	Brückenanschluss	Beschreibung	Hinweise
X3	1-2	A+ stabilisiert	COM2 Vierdraht-TX-Kanal
	2-3	A+ nicht stabilisiert	
X5	1-2	B- stabilisiert	
	2-3	B- nicht stabilisiert	
X6	1-2	Busabschluss an	
	2-3	Busabschluss aus	
X7	1-2	B- stabilisiert	COM2 Vierdraht-RX-Kanal
	2-3	B- nicht stabilisiert	
X8	1-2	A+ stabilisiert	
	2-3	A+ nicht stabilisiert	
X9	1-2	Busabschluss an	
	2-3	Busabschluss aus	

Tabelle 1038: Brückenanschlüsse für den seriellen Kommunikationstyp COM1

Gruppe	Brückenanschluss	Beschreibung
X16	1-2	EIA-485 ausgewählt für COM1
	2-3	FO_UART ausgewählt für COM1
X15	1-2	Sterntopologie ausgewählt für FO_UART
	2-3	Schleifentopologie ausgewählt für FO_UART
X24	1-2	FO_UART Kanalruhezustand: Licht an
	2-3	FO_UART Kanalruhezustand: Licht aus

Es wird empfohlen, die Stabilisierung nur an einem Ende des Bus zu aktivieren.

Der Abschluss wird an jedem der Busenden aktiviert.

Es wird weiterhin empfohlen, das Signal von einem Knoten direkt zu erden und das Signal von anderen Knoten über einen Kondensator zu erden.

Die optionalen Kommunikationsmodule unterstützen auch die serielle EIA-485-Kommunikation (X5-Anschluss). Je nach Konfiguration können die Kommunikationsmodule entweder zwei Zweidrahtleitungen oder eine Vierdrahtleitung unterstützen.

Die Zweidraht-Schnittstellen werden COM1 und COM2 genannt. Wenn allerdings nur eine Vierdraht-Schnittstelle konfiguriert ist, wird dieser COM2 genannt. Die faseroptische ST-Verbindung verwendet den COM1-Anschluss.

Tabelle 1039: EIA-485-Verbindungen für COM0008 und COM0010

Pin	Zweidrahtmodus		Vierdrahtmodus	
9	COM1	A/+	COM2	Rx/+
8		B/-		Rx/-
7	COM2	A/+		Tx/+
6		B/-		Tx/-
5	AGND (isolierte Erde)			
4	IRIG-B +			
3	IRIG-B -			
2	GNDC (Gehäuse über Kondensator)			
1	GND (Gehäuse)			

13.4.8.4 Positionen und Verbindungen der Jumper COM0032-COM0034

Die optionalen Kommunikationsmodule unterstützen auch die optische serielle ST-Kommunikation (X9-Anschluss). Die faseroptische ST-Verbindung verwendet den COM1-Anschluss.

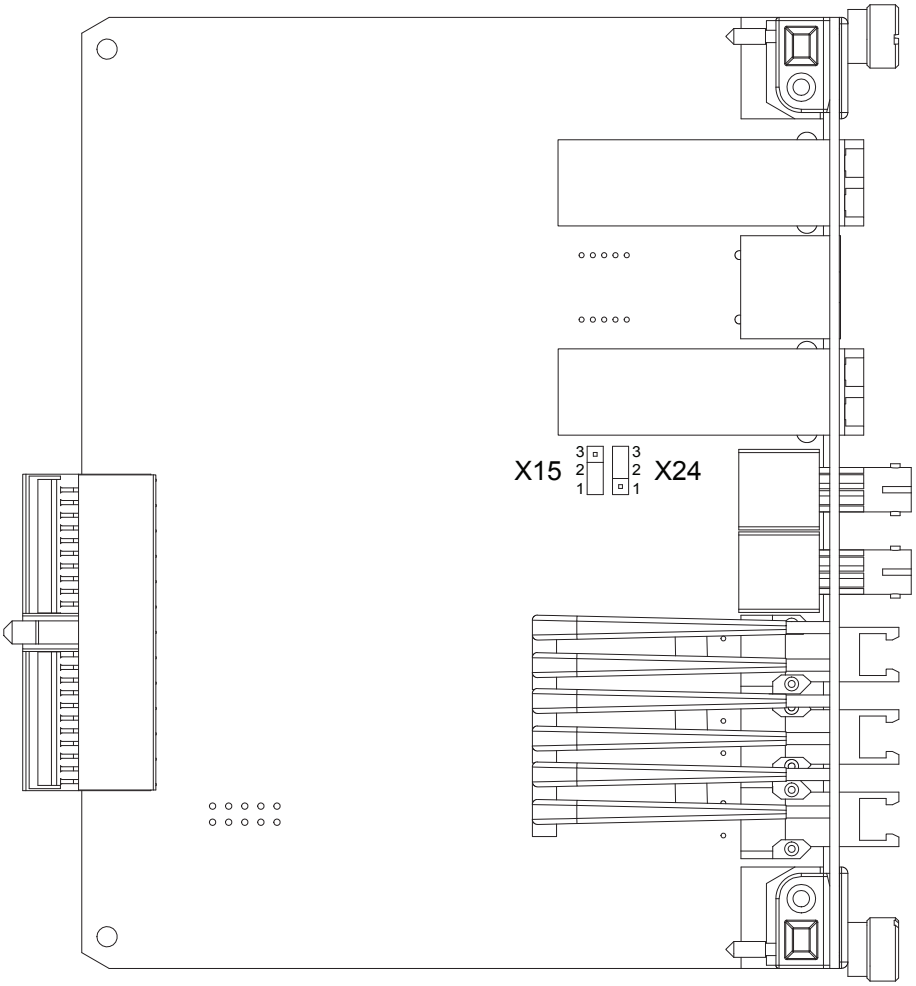


Abb. 632: Jumperverbindungen am Kommunikationsmodul COM0032

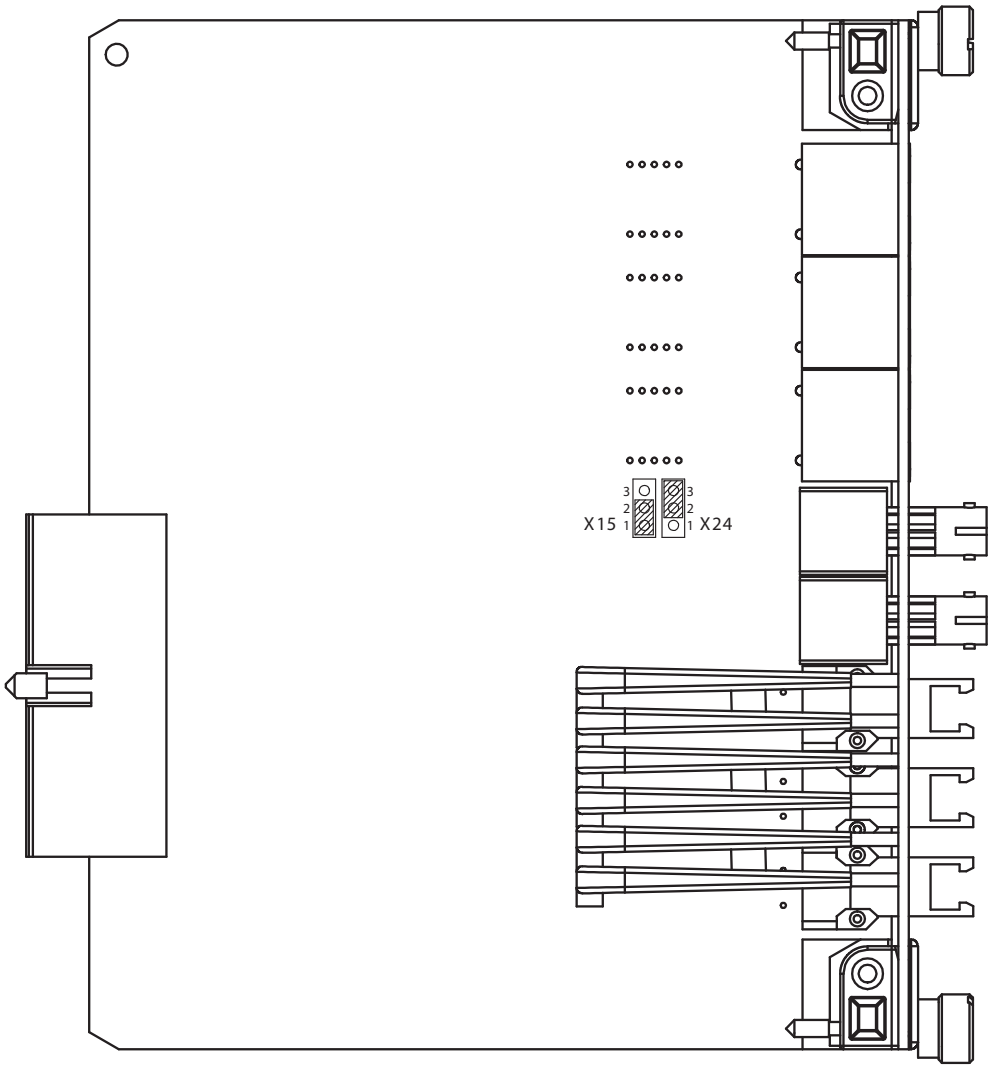


Abb. 633: Jumperverbindungen am Kommunikationsmodul COM0033

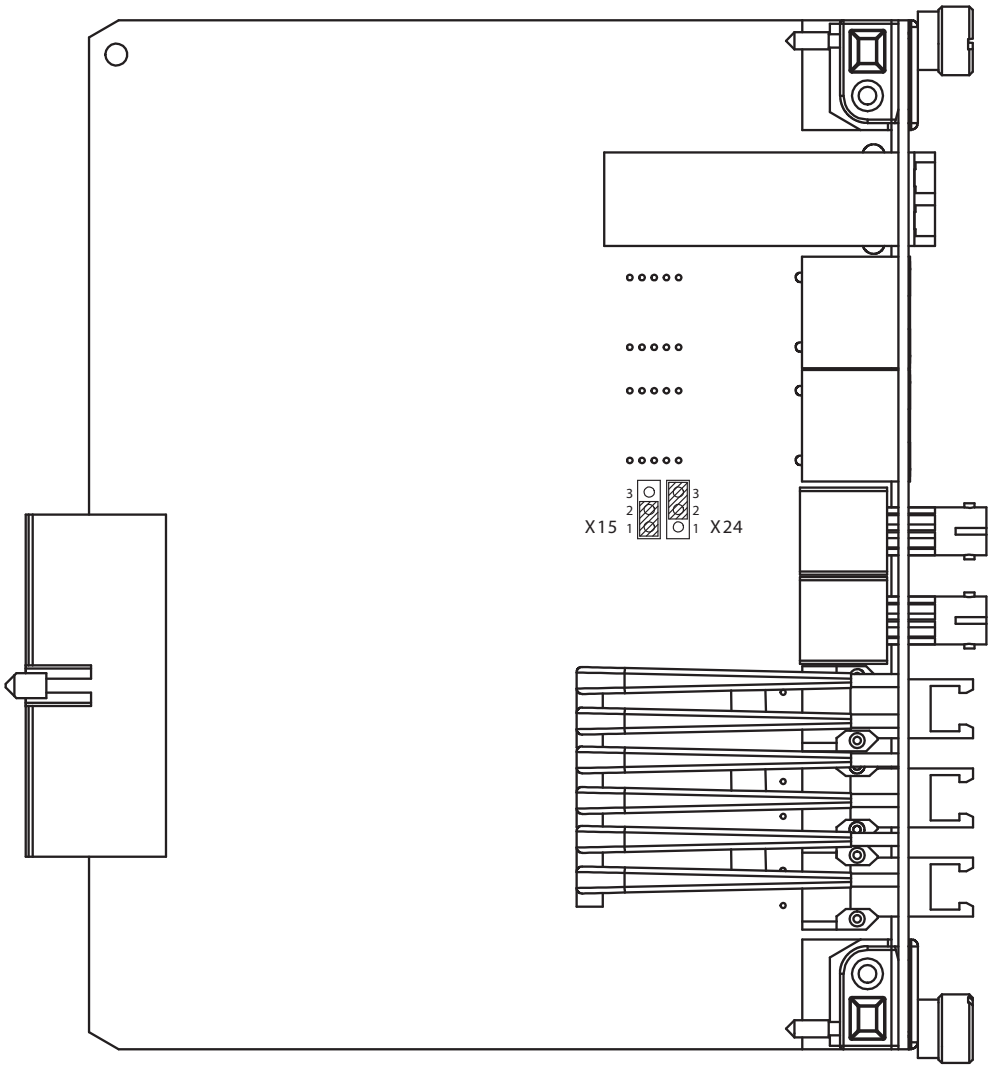


Abb. 634: Jumperverbindungen am Kommunikationsmodul COM0034

Tabelle 1040: X9 optische ST-Jumperverbindungen

Gruppe	Jumperverbindung	Beschreibung
X15	1-2 2-3	Sterntopologie Ringtopologie
X24	1-2 2-3	Leerlauf = Leuchte ein Leerlauf = Leuchte aus

Abschnitt 14 Technische Daten

Tabelle 1041: Abmessungen

Beschreibung	Wert	
Breite	Rahmen	177 mm
	Gehäuse	164 mm
Maximale Aufstellhöhe	Rahmen	177 mm (4U)
	Gehäuse	160 mm
Tiefe		201 mm (153 + 48 mm)
Gewicht	Komplettes Schutzgerät	4,1 kg
	Nur Einschub	2,1 kg

Tabelle 1042: Stromversorgung

Beschreibung	Typ 1	Typ 2
Bemessungs-Hilfsspannung U_r	100, 110, 120, 220, 240 V AC, 50 und 60 Hz	24, 30, 48, 60 V DC
	48, 60, 110, 125, 220, 250 V DC	
Maximale Unterbrechungsdauer der Hilfs-DC-Spannung ohne Rücksetzen des Geräts	50 ms bei U_r	
Hilfsspannungsschwankung	38...110% von U_r (38...264 V AC)	50...120% von U_r (12...72 V DC)
	80...120% von U_r (38,4...300 V DC)	
Anlaufschwelle		19,2 V DC (24 V DC × 80%)
Belastung der Hilfsspannungsversorgung unter Ruhe- (P_q)/Betriebsbedingung	DC <13,0 W (nominal)/<18,0 W (max.) AC <16,0 W (nominal)/<21,0 W (max.)	DC <13,0 W (nominal)/<18,0 W (max.)
Restwelligkeit der DC-Hilfsspannung	Max. 15 % des GS-Werts (bei einer Frequenz von 100 Hz)	
Sicherungstyp	250 V	

Tabelle 1043: Wandlereingänge

Beschreibung		Wert	
Nennfrequenz		50/60 Hz	
Strompfad	Bemessungsstrom, I_r	0,2/1 A[1)]	1/5 A[2)]
	Thermische Belastbarkeit: • kontinuierlich • 1 s	 4 A 100 A	 20 A 500 A
	Dynamische Strombelastbarkeit: • Halbschwingung	 250 A	 1250 A
	Eingangsimpedanz	<100 mΩ	<20 mΩ
Spannungseingänge	Bemessungsspannung	60...210 V	
	Belastbarkeit der Spannungspfads: • kontinuierlich • 10 s	 240 V AC 360 V AC	
	Bürde bei Bemessungsspannung	<0,05 VA	

1) Nicht verfügbar für RET615 und REU615
2) Erdfehlerstrom bzw. Leiterstrom

Tabelle 1044: Wandlereingänge (Sensoren)

Beschreibung		Wert
Stromsensoreingang	Bemessungsspannung (auf Sekundärseite).	75 mV...9000 mV[1)]
	Kontinuierliche Spannungsbelastbarkeit	125 V
	Eingangsimpedanz bei 50/60 Hz	2...3 MΩ[2)]
Spannungssensoreingang	Bemessungsspannung	6 kV...30 kV[3)]
	Kontinuierliche Spannungsbelastbarkeit	50 V
	Eingangsimpedanz bei 50/60 Hz	3 MΩ

1) Entspricht dem Strombereich von 40 A - 4000 A mit 80 A, 3 mV/Hz Rogowski
2) Je nach verwendetem Bemessungsstrom (Hardware-Gain)
3) Dieser Bereich wird abgedeckt (bis zum 2-fachen) durch ein Sensor-Teilungsverhältnis von 10 000:1

Tabelle 1045: Binäre Eingänge

Beschreibung	Wert
Betriebsbereich	±20 % der Bemessungsspannung
Bemessungsspannung	24...250 V DC
Eingangsstrom	1,6...1,9 mA
Stromaufnahme	31,0...570,0 mW
Schwellenspannung	16...176 V DC
Reaktionszeit	< 3 ms

Tabelle 1046: RTD/mA-Eingänge

Beschreibung		Wert	
RTD-Eingänge	Unterstützte RTD-Sensoren	100 Ω Platin 250 Ω Platin 120 Ω Nickel 100 Ω Nickel 250 Ω Nickel 10 Ω Kupfer	TCR 0,00385 (DIN 43760) TCR 0,00385 TCR 0,00618 TCR 0,00618 (DIN 43760) TCR 0,00618 TCR 0,00427
	Unterstützter Widerstandsbereich	0...2 kΩ	
	Maximaler Leitungswiderstand (Dreidrahtmessung)	25 Ω pro Leitung	
	Isolierung	2 kV (Eingänge an Schutzerdung)	
	Antwortzeit	<4 s	
	RTD/Widerstand-Abfragestrom	Maximal 0,33 mA rms	
	Betriebsgenauigkeit	Widerstand	Temperatur
		± 2,0 % bzw. ±1 Ω	±1°C 10 Ω Kupfer: ±2°C
mA-Eingänge	Unterstützter Strombereich	0…20 mA	
	Stromeingangsimpedanz	44 Ω ± 0,1 %	
	Betriebsgenauigkeit	±0,5 % bzw. ±0,01 mA	

Tabelle 1047: Signalausgang X100: SO1

Beschreibung	Wert
Bemessungsspannung	250 V AC/DC
Dauerstrom	5 A
Einschaltstrom bis 3,0 s	15 A
Einschaltstrom bis 0,5 s	30 A
Abschaltleistung bei Steuerkreis-Zeitkonstante L/R<40 ms	1 A/0,25 A/0,15 A
Mindestkontaktlast	100 mA bei 24 V AC/DC

Tabelle 1048: Signalausgänge und Selbstüberwachungsausgang (IRF)

Beschreibung	Wert
Bemessungsspannung	250 V AC/DC
Dauerstrom	5 A
Einschaltstrom bis 3,0 s	10 A
Einschaltstrom bis 0,5 s	15 A
Abschaltleistung bei Steuerkreis-Zeitkonstante L/R<40 ms, bei 48/110/220 V DC	1 A/0,25 A/0,15 A
Mindestkontaktlast	10 mA bei 5 V AC/DC

Tabelle 1049: Zweipolige Leistungsrelais mit TCS-Funktion

Beschreibung	Wert
Nennspannung	250 V AC/DC
Kontinuierlicher Kontaktstrom	8 A
Einschaltstrom bis 3,0 s	15 A
Einschaltstrom bis 0,5 s	30 A
Abschaltleistung bei Steuerkreis-Zeitkonstante L/R<40 ms, bei 48/110/220 V DC (wenn beide Kontakte in Reihe geschaltet)	5 A/3 A/1 A
Mindestkontaktlast	100 mA bei 24 V AC/DC
Auslösekreisüberwachung (TCS): • Steuerspannungsbereich • Auslösekreisüberwachungsstrom • Minimalspannung über TCM-Kontakt	 20...250 V AC/DC ~1,5 mA 20 V AC/DC (15...20 V)

Tabelle 1050: Einpolige Leistungsausgangsgeräte

Beschreibung	Wert
Bemessungsspannung	250 V AC/DC
Dauerstrom	8 A
Einschaltstrom bis 3,0 s	15 A
Einschaltstrom bis 0,5 s	30 A
Abschaltleistung bei Steuerkreis-Zeitkonstante L/R<40 ms, bei 48/110/220 V DC	5 A/3 A/1 A
Mindestkontaktlast	100 mA bei 24 V AC/DC

Tabelle 1051: Hochgeschwindigkeits-Ausgang HSO mit BIO0007

Beschreibung	Wert
Bemessungsspannung	250 V AC/DC
Kontinuierlicher Kontaktstrom	6 A
Einschaltstrom bis 3,0 s	15 A
Einschaltstrom bis 0,5 s	30 A
Abschaltleistung bei Steuerkreis-Zeitkonstante L/R < 40 ms, bei 48/110/220 V DC	5 A/3 A/1 A
Auslösezeit	< 1 ms
Reset	< 20 ms, ohmsche Last

Tabelle 1052: Ethernet-Schnittstellen

Ethernet-Schnittstelle	Protokoll	Kabel	Datenübertragungsrate
Frontseite	TCP/IP-Protokoll	Standard-Ethernet CAT 5 Kabel mit RJ-45 - Anschluss)	10 MBits/s
Rückseite	TCP/IP-Protokoll	Abgeschirmtes Twisted-Pair-Kabel der Kategorie CAT 5e mit RJ-45-Anschluss oder Glasfaserkabel mit LC-Anschluss	100 MBits/s

Tabelle 1053: Serielle rückwärtige Schnittstelle

Typ	Gegenstecker
Serieller Anschluss (X5)	10-Pin-Gegenstecker Weidmüller BL 3.5/10/180F AU ODER BEDR oder 9-Pin-Gegenstecker Weidmüller BL 3.5/9/180F AU ODER BEDR[1)]
Serieller Anschluss (X16)	9-Pin D-Sub-Anschluss DE-9
Serial port (X12)	Optischer ST-Anschluss

1) je nach optionalem Kommunikationsmodul

Tabelle 1054: Glasfaser-Kommunikationsverbindung

Stecker	Fasertyp	Wellenlänge	Typische max. Länge[1)]	Erlaubte Streckendämpfung[2)]
LC	MM 62,5/125 oder 50/125 µm Glasfaserkern	1300 nm	2 km	<8 dB
ST	MM 62,5/125 oder 50/125 µm Glasfaserkern	820...900 nm	1 km	<11 dB

1) Die maximale Länge ist von der Dämpfung und Qualität des Kabels, der Anzahl der Verbinder und Anschlüsse in der Strecke abhängig.
2) Maximal zulässige Dämpfung durch Stecker und Kabel zusammen

Tabelle 1055: Im RED615 verfügbare optische Schutzkommunikationsverbindung

Stecker	Fasertyp	Wellenlänge	Typische max. Länge[1)]	Erlaubte Streckendämpfung[2)]
LC	MM 62,5/125 oder 50/125 µm	1300 nm	2 km	<8 dB
LC	SM 9/125 µm[3)]	1300 nm	20 km	<8 dB

1) Die maximale Länge ist von der Dämpfung und Qualität des Kabels, der Anzahl der Verbinder und Anschlüsse in der Strecke abhängig.
2) Maximal zulässige Dämpfung durch Stecker und Kabel zusammen
3) Einzelmodus-Glasfaser mit Mindestlänge von 3 m zum Anschließen des RED615 an das Pilot Wire-Modem verwenden.

Tabelle 1056: IRIG-B

Beschreibung	Wert
IRIG Time Code Format	B004, B005[1)]
Isolation	500 V 1 min
Modulation	Unmoduliert
Logikebene	5 V TTL
Stromverbrauch	< 4 mA
Stromaufnahme	< 20 mW

1) Gemäß Standard 200-04 IRIG

Tabelle 1057: Optischer Sensor und optische Lichtwellenleiter für Lichtbogenschutz

Beschreibung	Wert
Optisches Kabel mit Linse	1,5 m, 3,0 m oder 5,0 m
Normaler Betriebstemperaturbereich der Linse	-40...+100°C
Maximaler Betriebstemperaturbereich der Linse, max. 1 Std.	+140°C
Kleinster erlaubter Biegeradius der Anschlussfaser	100 mm

Tabelle 1058: Schutzklasse des bündig montierten Schutzgeräts

Beschreibung	Wert
Vorderseite	IP 54
Rückseite, Anschlussklemmen	IP 20

Tabelle 1059: Umgebungsbedingungen

Beschreibung	Wert
Betriebstemperaturbereich	-25...+55 ºC (dauernd)
Kurzfristiger Betriebstemperaturbereich	• REF615, REG615, REM615, RET615, REU615 und REV615: -40...+85 ºC (<16 h)[1)2)] • RED615: -40...+70ºC (<16 h)[1)2)]
Relative Feuchtigkeit	<93%, ohne Kondensation
Luftdruck	86...106 kPa
Maximale Aufstellhöhe	Bis zu 2000 m
Transport- und Lagertemperaturbereich	-40...+85 ºC

1) Verschlechterung der Leistung von MTBF und HMI außerhalb des Temperaturbereichs von -25...+55 ºC
2) Für Relais mit einer LC-Kommunikationsschnittstelle beträgt die maximale Betriebstemperatur +70 ºC

Abschnitt 15 Geräte - und Funktionsprüfungen

Tabelle 1060: Elektromagnetische Verträglichkeitsprüfungen

Beschreibung	Typprüfung	Referenz
Störfestigkeitstest gegen 1 MHz/100 kHz		IEC 61000-4-18 IEC 60255-26, Klasse III IEEE C37.90.1-2002
• Common mode	2,5 kV	
• Differential mode	2,5 kV	
Prüfung der Störfestigkeit gegen 3 MHz,10 MHz und 30 MHz		IEC 61000-4-18 IEC 60255-26, Klasse III
• Common mode	2,5 kV	
Störfestigkeitstest gegen die Entladung statischer Elektrizität		IEC 61000-4-2 IEC 60255-26 IEEE C37.90.3-2001
• Kontaktentladung:	8 kV	
• Luftentladung	15 kV	
Prüfung der Störfestigkeit gegen Hochfrequenz		
	10 V (rms) f = 150 kHz...80 MHz	IEC 61000-4-6 IEC 60255-26, Klasse III
	10 V/m (rms) f = 80...2700 MHz	IEC 61000-4-3 IEC 60255-26, Klasse III
	10 V/m f = 900 MHz	ENV 50204 IEC 60255-26, Klasse III
	20 V/m (rms) f = 80...1000 MHz	IEEE C37.90.2-2004
Fast-Transient-Störfestigkeit		IEC 61000-4-4 IEC 60255-26 IEEE C37.90.1-2002
• Alle Schnittstellen	4 kV	
Störfestigkeitsprüfung gegen Stoßspannungen		IEC 61000-4-5 IEC 60255-26
• Kommunikation	1 kV, Leitung zur Erde	
• Andere Anschlüsse	4 kV, Leitung zur Erde	
	2 kV, Leitung zu Leitung	
Prüfung der Störfestigkeit gegen Magnetfelder (Netzfrequenz 50 Hz)		IEC 61000-4-8

Tabelle wird auf der nächsten Seite fortgesetzt

Beschreibung	Typprüfung	Referenz
• dauernd • 1...3 s	300 A/m 1000 A/m	
Prüfung der Störfestigkeit gegen pulsierende Magnetfelder	1000 A/m 6,4/16 µs	IEC 61000-4-9
Prüfung der Störfestigkeit gegen gedämpft schwingende Magnetfelder • 2 s • 1 MHz	 100 A/m 400 Transiente/s	IEC 61000-4-10
Spannungseinbrüche und kurze Unterbrechungen	30%/10 ms 60%/100 ms 60%/1000 ms >95%/5000 ms	IEC 61000-4-11
Netzfrequenzimmunitätstest • Common mode • Differential mode	Nur binäre Eingänge 300 V rms 150 V rms	IEC 61000-4-16 IEC 60255-26, Klasse A
Eingekoppelt, Gleichtakt Störungen	15 Hz...150 kHz Prüfpegel 3 (10/1/10 V rms)	IEC 61000-4-16
Emissionsprüfungen • Eingekoppelt 0,15...0,50 MHz 0,5...30 MHz • Gestrahlt 30...230 MHz 230...1000 MHz 1…3 GHz 3…6 GHz	 <79 dB (µV) Quasi-Spitze <66 dB (µV) Durchschnitt <73 dB (µV) Quasi-Spitze <60 dB (µV) Durchschnitt < 40 dB (µV/m) Quasi-Spitze, gemessen in einem Abstand von 10 m < 47 dB (µV/m) Quasi-Spitze, gemessen in einem Abstand von 10 m <76 dB (µV/m) Spitze <56 dB (µV/m) Durchschnitt, in einem Abstand von 3 m gemessen <80 dB (µV/m) Spitze <60 dB (µV/m) Durchschnitt, in einem Abstand von 3 m gemessen	EN 55011, Klasse A IEC 60255-26 CISPR 11 CISPR 12

Tabelle 1061: Isolationsprüfungen

Beschreibung	Typprüfung	Referenz
Dielektrische Prüfungen	2 kV, 50 Hz, 1 Min 500 V, 50 Hz, 1 min, Kommunikation	IEC 60255-27
Stoßspannungsprüfung	5 kV, 1,2/50 µs, 0,5 J 1 kV, 1,2/50 µs, 0,5 J, Kommunikation	IEC 60255-27
Isolationswiderstandsmessungen	>100 MΩ, 500 V DC	IEC 60255-27
Potentialausgleichswiderstand	<0,1 Ω, 4 A, 60 s	IEC 60255-27

Tabelle 1062: Mechanische Prüfungen

Beschreibung	Referenz	Anforderung
Schwingungsprüfungen (sinusförmig)	IEC 60068-2-6 (Test Fc) IEC 60255-21-1	Klasse 2
Stoß- und Schlagtest	IEC 60068-2-27 (Test Ea-Stoß) IEC 60068-2-29 (Test Eb Bump) IEC 60255-21-2	Klasse 2
Seismic test	IEC 60255-21-3	Klasse 2

Tabelle 1063: Umgebungsprüfungen

Beschreibung	Typ-Testwert	Referenz
Trockenhitzeprüfung	• 96 h bei +55 ºC • 16 h bei +85 ºC[1)2)]	IEC 60068-2-2
Trockenkälteprüfung	• 96 h bei -25 ºC • 16 h bei -40 ºC	IEC 60068-2-1
Feuchte Wärmeprüfung	• 6 Zyklen (12 h + 12 h) bei +25 °C…+55 °C, Feuchtigkeit >93%	IEC 60068-2-30
Änderung des Temperaturtests	• 5 Zyklen (3 h + 3 h) bei -25 °C...+55 °C	IEC60068-2-14
Lagerprüfung	• 96 h bei -40 ºC • 96 h bei +85 ºC	IEC 60068-2-1 IEC 60068-2-2

1) Für Relais mit einer LC-Kommunikationsschnittstelle beträgt die maximale Betriebstemperatur +70 ºC
2) Für RED615 +70 ºC, 16 h

Tabelle 1064: Produktsicherheit

Beschreibung	Referenz
LV-Richtlinie	2006/95/EC
Norm	EN 60255-27 (2013) EN 60255-1 (2009)

Tabelle 1065: EMV-Prüfungen

Beschreibung	Referenz
EMC-Richtlinie	2004/108/EC
Norm	EN 60255-26 (2013)

Abschnitt 16 Geltende Normen und Vorschriften

EN 60255-1

EN 60255-26

EN 60255-27

EMC-Richtlinie 2004/108/EG

Richtlinie 2002/96/EG/175

IEC 60255

Niederspannungsrichtlinie 2006/95/EG

Abschnitt 17 Glossar

AC	Wechselstrom
ACT	1. Anwendungs-Konfigurations-Tool in PCM600 2. Auslösestatus in IEC 61850
AVR	Automatischer Spannungsregler
CAT 5	Ein verdrilltes Kabel für hohe Störsicherheit
CAT 5e	Eine verbesserte Version von CAT 5, die Spezifikationen für das Fernnebensprechen hinzufügt.
CB	Leistungsschalter
CBB	Zyklusbaustein
COMTRADE	Gängiges Format für den Austausch von transienten Daten für Energiesysteme. Definiert durch den IEEE-Standard.
CPU	Prozessor (Central Processing Unit)
CT	Stromwandler (Current transformer)
CTS	Clear to send (Bereit zum Versand)
DAN	Doubly Attached Node
DC	1. Gleichstrom 2. Trennschalter 3. Doppelbefehl
DCD	Datenträger-Erkennung
DFR	Digital Fault Recorder (digitaler Fehlerschreiber)
DG	Distributed Generation
DHCP	Dynamic Host Configuration Protocol (dynamisches Host-Konfigurationsprotokoll)
DNP3	Ein dezentrales Netzwerkprotokoll, welches ursprünglich von Westronic entwickelt wurde. Die DNP3-Benutzergruppe ist Eigentümer des Protokolls und übernimmt die Verantwortung für seine Entwicklung.
DPC	Double Point Control
DSR	Data Set Ready (Datensatz fertig)
DT	Bestimmte Zeit
DTR	Data Terminal Ready (Datenterminal fertig)

EEPROM	Electrically Erasable Programmable Read-only Memory (elektrisch lösch- und programmierbarer Nur-Lese-Speicher)
EIA-232	Serieller Kommunikationsstandard der Electronics Industries Association
EIA-485	Serieller Kommunikationsstandard der Electronics Industries Association
EMC	Elektromagnetische Verträglichkeit
Ethernet	Ein Standard für das Verbinden von Frame-basierten Computernetzwerktechnologien in einem LAN.
FIFO	First In – First Out
FLC	Full Load Current (Volllaststrom)
FPGA	Universalschaltkreis
FTP	File Transfer Protocol (Dateiübertragungsprotokoll)
FTPS	FTP Secure
GFC	General Fault Criteria (allgemeine Fehlerkriterien)
GOOSE	Generisches objektorientiertes Schaltanlagenereignis
GPS	Weltweites Positionsbestimmungssystem
HMI	Mensch/Maschine-Schnittstelle
HSO	Hochgeschwindigkeitsausgang
HSR	Hochverfügbare nahtlose Redundanz
HTTPS	Hypertext Transfer Protocol Secure
IDMT	Abhängige Charakteristik
IEC	International Electrotechnical Commission
IEC 61850	Internationale Norm für die Kommunikation und Auslegung von Schaltanlagen
IEC 61850-8-1	Ein auf den IEC 61850 Normserien basierendes Kommunikationsprotokoll
IEEE 1588 v2	Standard für ein präzises Uhrsynchronisationsprotokoll für Netzwerkmessungen und Steuersysteme
IEEE 1686	Standard für die Cybersicherheitseigenschaften intelligenter elektronischer Geräte für Stationen
IP	Internet-Protokoll
IRF	1. Interner Fehler 2. Interner Relaisfehler
IRIG-B	Zeitcode-Format B der Inter-Range Instrumentation Group

LAN	Lokales Netz
LC	Anschlusstyp für Glasfaserkabel, IEC 61754-20
LCD	Flüssigkristallanzeige
LE	Light Edition
LED	Leuchtdiode
LHMI	Lokale Mensch-Maschine-Schnittstelle
LOG	Loss of Grid
LOM	Loss of Mains
MAC	Media Access Control (Medienzugangskontrolle)
MM	1. Multimode 2. Multimode-Glasfaserkabel
MMS	1. Spezifikation für Herstellermeldungen 2. Messverwaltungssystem
MV	Mittelspannung
Modbus	Ein von Modicon im Jahr 1979 entwickeltes serielles Kommunikationsprotokoll. Ursprünglich für die Kommunikation in PLCs und RTU-Geräten verwendet.
OSB	Out of Step Blocking
P2P	Peer-to-Peer
PC	1. Personal Computer 2. Polycarbonat
PCM600	Gerätekonfigurationstool
PGU	Power Generating Unit
PPS	Impulse pro Sekunde
PRP	Parallelredundanzprotokoll
PTP	Precision Time Protocol - Protokoll für Zeitgenauigkeit
Peak-to-Peak	1. Die Amplitude einer Welle zwischen dem maximalen positiven und dem maximalen negativen Wert 2. Ein Messprinzip bei dem man die Messquantität durch eine Berechnung des Durchschnitts der positiven und negativen Spitzenwerte erhält, ohne die Gleichstrom-Komponenten zu berücksichtigen. Der Peak-to-Peak-Modus erlaubt eine beträchtliche Stromwandler-Sättigung ohne die Leistungsfähigkeit der Funktion zu beeinträchtigen.
Peak-to-Peak mit Peak-Backup	Ein dem Spitze-zu-Spitze-Modus ähnliches Messprinzip, bei dem aber für das Starten der Funktion zwei Bedingungen erfüllt sein müssen: Der Spitze-zu-Spitze-Wert liegt über dem eingestellten Startstrom oder der

	Spitzenwert liegt über dem zweifachen Wert des eingestellten Startwertes.
RAM	Speicher mit wahlfreiem Zugriff (Random access memory)
RCA	Auch unter der Abkürzung "MTA" bzw. als Basiswinkel bekannt. Charakteristischer Winkel.
RED615	Leitungsdifferentialschutz- und Steuergerät
REF615	Abzweigschutz- und Steuergerät
REM615	Motorschutz- und Steuergerät
RET615	Transformatorschutz- und Steuergerät
REU615	Spannungsschutz- und Steuergerät
REV615	Kondensatorbatterieschutz- und Steuergerät
RJ-45	Galvanischer Steckverbindertyp
RMS	Effektivwert (Root Mean Square) (Wert)
ROM	Festspeicher (Read Only Memory)
RSTP	Rapid Spanning Tree Protocol
RTC	Real Time Clock (Echtzeituhr)
RTD	Resistance Temperature Detector (Widerstandstemperaturdetektor)
RTS	Ready to Send (versandfertig)
Rx	Empfang/empfangen
SAN	Singly Attached Node
SBO	Select-before-operate
SCADA	Überwachung, Steuerung und Datenverwaltungssystem
SCL	XML-basierte Substation Description Configuration Language gemäß IEC 61850
SM	1. Single Mode 2. Single-Mode-Glasfaserkabel
SMT	Signal Matrix Tool in PCM600
SMV	Sampled Measured Values - Abgetastete Messwerte
SNTP	Einfaches Netzwerkzeit-Protokoll
SOTF	Bei Fehler anschalten
ST	Steckverbindertyp für Glasfaserkabel
SW	Software
TCP/IP	Transmission Control Protocol/Internet Protocol (Übertragungskontrollprotokoll/Internet-Protokoll)

TCS	Auslösekreisüberwachung
TLV	Type Length Value
Tx	Sendung/gesendet
UTC	Koordinierte Universalzeit
WAN	Fernnetz (Wide Area Network)
WHMI	Web Human-Machine Interface (Web-Mensch-Maschine-Schnittstelle)

Kontaktieren Sie uns

ABB AG
Calor Emag Mittelspannungsprodukte
Oberhausener Strasse 33
40472 Ratingen, DEUTSCHLAND
Telefon +49 (0) 21 02/12–0
Fax +49 (0) 21 01/12–17 77
www.abb.de/mittelspannung

ABB Schweiz AG
Vertrieb Energietechnik
Bruggerstrasse 72
CH-5401 Baden, SCHWEIZ
Telefon +41 58 585 81 61
Fax +41 58 585 80 81
www.abb.ch/relion

Hinweis:
Technische Änderungen der Produkte sowie Änderungen im Inhalt dieses Dokuments behalten wir uns jederzeit ohne Vorankündigung vor. Bei Bestellungen sind die jeweils vereinbarten Beschaffenheiten maßgebend. Die ABB AG übernimmt keinerlei Verantwortung für eventuelle Fehler oder Unvollständigkeiten in diesem Dokument.

Wir behalten uns alle Rechte an diesem Dokument und den darin enthaltenen Gegenständen und Abbildungen vor. Vervielfältigung, Bekanntgabe an Dritte oder Verwertung seines Inhaltes – auch von Teilen – ist ohne vorherige schriftliche Zustimmung durch die ABB AG verboten.

Copyright© 2017 ABB
Alle Rechte vorbehalten

1MRS757687 B © Copyright 2017 ABB. Alle Rechte vorbehalten.

Power and productivity
for a better world™